

NR 3
2002

2 maja 2002

BIULETYN
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze:

- **Sprawozdanie z działalności
Prezesa URE – 2001**

Kalendarium

- ❑ 10 kwietnia 1997 Sejm RP uchwalił ustawę – Prawo energetyczne.
- ❑ 23 czerwca 1997 Prezes Rady Ministrów powołał dr. Leszka Juchniewicza na Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.
- ❑ 15 października 1997 Nadanie statutu Urzędowi Regulacji Energetyki.
- ❑ 25 marca 1998 Odkonduło się pierwsze posiedzenie 7-osobowej Rady Konsultacyjnej powołanej przy Prezesie URE przez Premiera.
- ❑ 15 czerwca 1998 Przystąpienie URE do World Energy Council.
- ❑ 12 lipca 1998 Prezydent RP przyjął Prezesa URE i zapoznał się z aktualnym stanem działań regulacyjnych w polskiej energetyce.
- ❑ 15 lipca 1998 Ukazał się pierwszy numer Biuletynu Urzędu Regulacji Energetyki.
- ❑ 31 lipca 1998 Prezes Urzędu udzielił pierwszej w kraju koncesji z urzędu Elektrociepłowni Lublin-Wrotków.
- ❑ 15-17 września 1998 Prezes Urzędu uczestniczył w 17 Kongresie Światowej Rady Energetyki w Houston.
- ❑ 15 października 1998 Nowy adres Urzędu Regulacji Energetyki – ul. Chłodna 64, 00-872 Warszawa.
- ❑ 7-9 grudnia 1998 W Warszawie odbyło się II Doroczne Spotkanie Regulatorów z krajów Europy Środkowej i Wschodniej, zorganizowane przez Urząd Regulacji Energetyki.
- ❑ 1 stycznia 1999 Prezes URE otrzymał prawo rozpatrywania wniosków taryfowych dla ciepła i energii elektrycznej.
- ❑ 15 lutego 1999 Zielonogórskie Zakłady Energetyczne S.A. otrzymują pierwszą, zatwierdzoną przez Prezesa URE, taryfę dla energii elektrycznej.
- ❑ 15 lutego 1999 Ukazał się pierwszy numer „Biuletynu Branżowego URE – Energia elektryczna”, zawierający zatwierdzone przez Prezesa URE taryfy.
- ❑ 17 lutego 1999 Spółdzielnia Mieszkaniowa „Zazamcze” we Włocławku otrzymuje pierwszą zatwierdzoną przez Prezesa URE taryfę dla ciepła.
- ❑ 12 marca 1999 Prezes Urzędu udzielił pierwszej w kraju koncesji na wniosek Vattenfall Poland Sp. z o.o.
- ❑ 16 marca 1999 Ukazał się pierwszy numer „Biuletynu Branżowego URE – Węgiel brunatny” z zatwierdzonymi cenami węgla brunatnego.
- ❑ 13-14 czerwca 1999 W Poznaniu odbyło się pod patronatem Prezesa Urzędu Środkowoeuropejskie Forum Energetyczne.
- ❑ 6-9 grudnia 1999 Prezes Urzędu wraz z grupą współpracowników uczestniczył w III Dorocznym Spotkaniu Regulatorów z krajów Europy Środkowej i Wschodniej w Budapeszcie.

OD REDAKCJI

Drodzy Czytelnicy,

W czerwcu br. kończy się pięcioletnia kadencja, powołanego w 1997 r., Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Zgodnie z art. 24 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, jak co roku o tej porze, przedstawiamy pełny tekst złożonego Ministrowi Gospodarki, czwartego już, rocznego „Sprawozdania Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z działalności w 2001 roku”.

Celem publikacji tego rodzaju dokumentów jest popularyzacja działalności Regulatora z jednej strony oraz wiedzy o transformacji gospodarczej w sektorze – z drugiej, stosownie do przestrzeganej przez Prezesa URE zasady, że praktyka regulacyjna powinna być przejrzysta i zrozumiała zarówno dla przedsiębiorstw energetycznych jak i odbiorców.

Doświadczenia blisko pięcioletniej działalności Prezesa URE, w tym również ostatniego roku, pokazują ewolucję funkcji tego organu centralnej administracji rządowej, powołanego do realizacji zadań z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji.

Zmieniające się zapisy w obowiązującym prawie, sytuacja w sektorze energetycznym, makroekonomiczne relacje w gospodarce – to tylko najważniejsze spośród czynników mających bezpośredni wpływ na proces restrukturyzacji branży. Jednocześnie, należy podkreślić, że ze względu na coraz większą znajomość sytuacji ekonomicznej regulowanych przedsiębiorstw i pogłębione wszechstronne doświadczenia Regulatora, stało się możliwe znaczące rozszerzenie gamy instrumentów wykorzystywanych i stosowanych do realizacji regulacji działalności przedsiębiorstw energetycznych, zgodnie z przepisami zawartymi w ustawie – Prawo energetyczne oraz założeniami polityki energetycznej państwa.

W tym numerze Biuletynu przypominamy ważniejsze daty z kalendarza mijających pięciu lat pracy Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, tworzenia struktury organizacyjnej URE, wdrażania regulacji i równoważenia rozbieżnych interesów przedsiębiorstw i odbiorców energii i paliw.

Biuro Komunikacji Społecznej i Informacji

SPIS TREŚCI

Wprowadzenie 2

Część I.

Ustawowe kompetencje i obowiązki
Prezesa URE 3

Część II.

Działalność Oddziału Centralnego
i oddziałów terenowych 42

Część III.

Funkcjonowanie Urzędu 87

Informacje i komunikaty 90

BIULETYN URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Wydawca: Urząd Regulacji Energetyki

Redaguje: Biuro Komunikacji Społecznej i Informacji URE

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

Skład, łamanie, organizacja druku i kolportaż: 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 26 kwietnia 2002 r. Nakład: 2400 egzemplarzy. ISSN 1506-090X Cena zł 15 (w tym 7% VAT)

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

Numer konta bankowego do wpłat za prenumeratę: NBP O/O Warszawa 58101010100028732231000000, Urząd Regulacji Energetyki (Biuletyn URE).

SPRAWOZDANIE Z DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE W 2001 R.

WPROWADZENIE

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, zwany dalej „Prezesem URE”, jest centralnym organem administracji rządowej, powołanym do realizacji zadań z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji. Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z przepisami zawartymi w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255, z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099 oraz z 2001 r. Nr 154, poz. 1800 i 1802), zwanej dalej „ustawą – Prawo energetyczne”, oraz założeniami polityki energetycznej państwa, zmierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców paliw i energii.

W myśl art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, do zakresu kompetencji i obowiązków Prezesa URE należy w szczególności:

- 1) udzielanie, odmowa udzielenia, zmiana i cofanie koncesji,
- 2) zatwierdzanie i kontrolowanie taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w art. 45 i 46 ustawy – Prawo energetyczne, w tym:
 - a) analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach,
 - b) ustalanie współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej,
 - c) ustalanie okresu obowiązywania współczynnika korekcyjnego, o którym mowa w lit. b,
- 3) zatwierdzanie i kontrolowanie cen węgla brunatnego na zasadach określonych w art. 48 ustawy – Prawo energetyczne, w zakresie, o którym mowa w pkt 2,

- 4) uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych,
- 5) kontrolowanie parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców w zakresie obrotu paliwami gazowymi i energią elektryczną,
- 6) rozstrzyganie sporów w zakresie określonym w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne,
- 7) nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w ustawie – Prawo energetyczne,
- 8) współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym przedsiębiorstw energetycznych,
- 9) publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii,
- 10) zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących gospodarki energetycznej,
- 11) kontrola kwalifikacji osób, o których mowa w art. 54 ustawy – Prawo energetyczne.

Prezes URE wykonuje zadania określone w ustawie – Prawo energetyczne przy pomocy Urzędu Regulacji Energetyki. W połowie roku struktura organizacyjna URE uległa zmianie. Zlikwidowany został Departament Nadzoru i Kontroli Jakości, natomiast powstała nowa komórka organizacyjna Departament Promowania Konkurencji. Reorganizacja ta wynikała z konieczności dostosowania struktury URE do realizacji zadań związanych z procesem wdrażania mechanizmów rynkowych w elektroenergetyce.

Doświadczenia kolejnego, czwartego roku działania Prezesa URE wskazują na dokonującą się ewolucję funkcji tego organu, a także instrumentów wykorzystywanych do realizacji tych funkcji. Wpływ na ten proces mają następujące okoliczności: zmiany w obowiązujących przepisach, sytuacja w sektorze energetycznym i jego społeczno-politycznym otoczeniu, makroekonomiczne relacje w gospodarce, coraz bardziej wszechstronne doświadczenia regulacyjne.

Funkcję Prezesa URE od dnia 23 czerwca 1997 r. pełni dr Leszek Juchniewicz, a Wiceprezesa URE od dnia 1 kwietnia 1998 r. – Wiesław Wójcik.

Część I. USTAWOWE KOMPETENCJE I OBOWIĄZKI PREZESA URE

1. Udzielanie, odmowa udzielenia, zmiana i cofanie koncesji

1.1. Udzielanie koncesji

Koncesja jest jednym z podstawowych narzędzi regulacji w energetyce i oznacza prawo uczestnictwa w rynku na określonych warunkach. Z formalnego punktu widzenia, koncesja jest decyzją administracyjną regulującą prowadzenie działalności gospodarczej w wyodrębnionym zakresie, oznaczającą nałożenie na podmiot, po spełnieniu przez niego wymaganych przesłanek, obowiązku wypełniania określonych warunków.

Działalność Prezesa URE w zakresie udzielania koncesji w 2001 r. dotyczyła postępowań wszczętych na wniosek przedsiębiorców, jak również kontynuacji postępowań wszczętych w roku 2000 z urzędu, na podstawie art. 3 ustawy z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 48, poz. 555), zwanej dalej „ustawą nowelizującą”. Przepis ten zobowiązał Prezesa URE, do udzielenia z urzędu koncesji przedsiębiorstwom energetycznym działającym lub będącym w budowie w dniu wejścia w życie ustawy nowelizującej, tj. w dniu 14 czerwca 2000 r., o ile spełniają one warunki określone w przepisach ustawy – Prawo energetyczne, a wymóg uzyskania koncesji wynika z przepisów ustawy nowelizującej. Jednocześnie mocą ustawy nowelizującej dokonana została istotna zmiana art. 32 ustawy – Prawo energetyczne, w związku z czym zmianie uległ zakres działalności, której prowadzenie wymaga posiadania koncesji.

Wejście w życie rozporządzenia 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. Nr 66, poz. 666), wydanego na podstawie art. 17 ust. 3 ustawy z dnia 19 listopada 1999 r. – Prawo działalności gospodarczej (Dz. U. Nr 101, poz. 1178 ze zm.), zawierającego wykaz załączników, które należy złożyć wraz z wnioskiem o udzielenie koncesji, stało się istotnym ułatwieniem w procesie wydawania koncesji. Ułatwienie to dotyczy zarówno wnioskodawców, którzy na podstawie przepisów rozporządzenia mogą przygotować odpowiednio wcześniej wymagane w postępowaniu koncesyjnym dokumenty, jak i pracowników prowadzących postępowania o udzielenie koncesji, którzy przed wejściem w życie powołanego rozporządzenia indywidualnie informowali wnioskodawców, jakie dokumenty są wymagane w postępowaniu.

Znacząco natomiast utrudniły wydawanie koncesji oraz dokonywanie koniecznych zmian w koncesjach udzielonych wspólnikom spółek cywilnych w latach ubiegłych przepisy ustawy z dnia 15 września 2000 r. – Kodeks spółek handlowych (Dz. U. Nr 94, poz. 1037 ze

zm.), która weszła w życie z dniem 1 stycznia 2001 r. Zgodnie z art. 26 § 4 tej ustawy przedsiębiorcy, którzy prowadzą działalność gospodarczą w formie spółki cywilnej mają obowiązek dokonać zgłoszenia spółki do sądu rejestrowego, jeżeli jej przychody netto ze sprzedaży towarów lub świadczenia usług w każdym z dwóch kolejnych lat obrotowych osiągnęły równowartość co najmniej 400 000 EURO. Z chwilą wpisania spółki cywilnej do rejestru przekształca się ona w spółkę jawną. Mając na względzie treść tego przepisu wezwano przedsiębiorców spełniających powyższe kryterium, do przedłożenia potwierdzenia zgłoszenia do sądu rejestrowego i następnie wypisu z rejestru, potwierdzającego przekształcenie spółki cywilnej w spółkę jawną (lub inną spółkę prawa handlowego). Ze względu na długotrwałość procesu rejestracji sądowej oraz liczbę (ok. 400 przypadków) nie zamknięto do końca 2001 roku wielu postępowań wszczętych wobec spółek cywilnych z urzędu, lub na ich wnioski.

1.1.1. Energia elektryczna i ciepło

W obecnie obowiązującym stanie prawnym, uzyskania koncesji wymaga prowadzenie działalności gospodarczej (działalności zarobkowej, wykonywanej zawodowo, we własnym imieniu, w sposób zorganizowany i ciągły) w zakresie:

- 1) wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy ≥ 5 MW,
- 2) przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej,
- 3) obrotu energią elektryczną, z wyłączeniem obrotu za pomocą instalacji o napięciu poniżej 1 kV będącej własnością odbiorcy,
- 4) wytwarzania ciepła w źródłach o łącznej mocy ≥ 1 MW, przy czym uzyskania koncesji nie wymaga prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania ciepła uzyskiwanego w przemysłowych procesach technologicznych, a także, gdy wielkość mocy zamówionej przez odbiorców nie przekracza 1 MW,
- 5) przesyłania i dystrybucji ciepła, jeżeli moc zamówiona przez odbiorców przekracza 1 MW,
- 6) obrotu ciepłem.

Przed nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne nie było wymagane uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy znamionowej nie większej niż 50 MW i na wytwarzanie ciepła w źródłach o łącznej mocy znamionowej nie większej niż 5,8 MW.

Kontynuując realizację obowiązku wydania koncesji z urzędu przedsiębiorcom, którzy spełnili warunki określone w art. 3 ustawy nowelizującej, Prezes URE udzielił w 2001 r.: 24 koncesje na wytwarzanie ciepła, 2 koncesje na przesyłanie i dystrybucję ciepła oraz 35 koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, a 3 postępowania w sprawie udzielenia koncesji na wytwarzanie ciepła zakończyły się wydaniem decyzji o ich umorzeniu. Do

końca roku nie zostały zakończone postępowania wszczęte z urzędu wobec 5 przedsiębiorców (2 w zakresie wytwarzania ciepła i 3 w zakresie wytwarzania energii elektrycznej).

Pozostałe postępowania prowadzone w 2001 r., wszczęte były na wniosek przedsiębiorców i zakończyły się wydaniem następujących koncesji:

- na wytwarzanie ciepła (43),
- na przesyłanie i dystrybucję ciepła (46),
- na obrót ciepłem (10),
- na wytwarzanie energii elektrycznej (14),
- na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej (22),
- na obrót energią elektryczną (28).

1.1.2. Paliwa ciekłe i gazowe

Prowadzone w URE w 2001 r. postępowania administracyjne dotyczące paliw, zarówno ciekłych jak i gazowych, stanowiły w przeważającej części konsekwencję istotnych zmian wprowadzonych ustawą nowelizującą.

Zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu nadanym ustawą nowelizującą), uzyskania koncesji wymaga prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami z wyłączeniem: obrotu paliwami stałymi, obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 000 EURO oraz obrotu paliwami ciekłymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 500 000 EURO. Przed wejściem w życie ustawy nowelizującej, nie wymagało uzyskania koncesji prowadzenie obrotu detalicznego paliwami ciekłymi oraz obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość tego obrotu nie przekraczała równowartości 25 000 EURO.

W obecnie obowiązującym stanie prawnym, warunkiem, którego spełnienie obliuguje do ubiegania się o udzielenie koncesji na obrót paliwami ciekłymi, jest planowanie osiągnięcia przychodu z tego obrotu w wielkości przekraczającej równowartość 500 000 EURO, bez względu na to czy będzie to obrót hurtowy czy detaliczny. Tak więc w momencie, gdy przychód przedsiębiorstwa z obrotu paliwami ciekłymi przekroczy ww. wartość, obowiązane jest ono posiadać stosowną koncesję Prezesa URE, co oznacza konieczność wcześniejszego wystąpienia z wnioskiem o jej udzielenie. W stosunku do przedsiębiorstw działających lub będących w budowie w dniu 14 czerwca 2000 r., tj. w dacie wejścia w życie ustawy nowelizującej, znalazł zastosowanie jej art. 3, na mocy którego Prezes URE uzyskał kompetencję do udzielenia z urzędu koncesji tym przedsiębiorstwom, których dotyczył wymóg uzyskania koncesji, o ile spełniały one warunki określone w dotychczas obowiązujących przepisach. W roku 2001 zostały udzielone z urzędu koncesje na obrót paliwami ciekłymi dla 284 przedsiębiorców.

W trakcie prowadzonych postępowań administracyjnych, działalność przedsiębiorców, o których mowa powyżej, zgodnie z dyspozycją art. 33 ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne, poddana została weryfikacji, pod kątem posiadania możliwości technicznych gwa-

rantujących prawidłowe wykonywanie działalności. W przeważającej części postępowania te dotyczyły przedsiębiorców prowadzących obrót paliwami ciekłymi na stacjach paliw. Oznaczało to konieczność uzyskania potwierdzenia, iż stacje te spełniają m.in. warunki techniczne określone obowiązującymi przepisami i nie stanowią zagrożenia dla środowiska naturalnego. W większości przypadków przedsiębiorcy dysponowali wymaganymi dokumentami. Zarejestrowano jednak stosunkowo liczną grupę stacji paliw, prowadzonych bez wymaganych dokumentów. W takich przypadkach dalsze postępowanie w sprawie udzielenia koncesji, możliwe było dopiero po uzupełnieniu tego braku, co z kolei poprzedzone było przeprowadzeniem koniecznych badań technicznych.

W zakresie paliw gazowych, tj. gazu ziemnego, gazu koksowniczego, gazu pokarbidowego, gazu wielkopiecowego, którymi obrót następuje w fazie gazowej, dokonana w 2000 r. zmiana w art. 32 ust. 1 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne dotyczyła wysokości kwoty przychodów z tytułu obrotu paliwami gazowymi (obecnie jest to 100 000 EURO, a przed wspomnianą zmianą było 25 000 EURO), której przekroczenie powoduje powstanie obowiązku posiadania koncesji na obrót tymi paliwami. Podobnie jak w przypadku paliw ciekłych przedsiębiorca, który planuje przekroczenie tej kwoty przychodów, obowiązany jest wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o udzielenie koncesji na obrót paliwami gazowymi.

Niezależnie od przedstawionej powyżej zmiany, rozszerzenie art. 32 ustawy – Prawo energetyczne o dodatkowe zapisy (ust. 2 i 3), dotyczące trybu uzyskiwania koncesji na prowadzenie działalności polegającej na obrocie gazem ziemnym z zagranicą, określiło w 2001 r. specyfikę niektórych postępowań administracyjnych prowadzonych w URE. W myśl art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, przy wydawaniu koncesji na ten rodzaj działalności Prezes URE zobowiązany był uwzględniać dywersyfikację źródeł gazu oraz bezpieczeństwo energetyczne. Realizacja pierwszego z wymienionych kryteriów stała się możliwa po wejściu w życie rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy (Dz. U. Nr 95, poz. 1042), określającego maksymalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku.

W związku z powyższym, w specyficznej sytuacji znalazły się trzy przedsiębiorstwa energetyczne, które posiadały koncesje na obrót paliwami gazowymi z zagranicą, udzielone przez Ministra Gospodarki na mocy poprzednio obowiązujących przepisów. Przedsiębiorstwa te zastosowały się do dyspozycji art. 4 ust. 2 ustawy nowelizującej i w terminie do dnia 31 grudnia 2000 r. złożyły wnioski o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Złożenie wniosku w tym terminie umożliwiło tym przedsiębiorstwom, do czasu prawomocnego rozstrzygnięcia w sprawie, prowadzenie

działalności w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą na zasadach obowiązujących przed wejściem w życie ustawy nowelizującej. W grupie tej znalazły się następujące przedsiębiorstwa: System Gazociągów Tranzytowych EUROPOL GAZ S.A., Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. oraz PHZ Bartimpex S.A.

Oprócz ww. przedsiębiorstw, w roku 2000 wnioski o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą złożyły również trzy spółki: Enron Poland Sp. z o.o., MEDIA ODRA WARTA Sp. z o.o. oraz Inwestycyjna Spółka Energetyczna IRB Sp. z o.o. (ostatnia z wymienionych spółek posiadała promesę koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą, udzieloną przez Ministra Gospodarki na podstawie poprzednio obowiązujących przepisów). Wniosek Inwestycyjnej Spółki Energetycznej IRB Sp. z o.o. pozostawiony został bez rozpoznania z uwagi na braki formalne, natomiast pozostałym wymienionym powyżej spółkom Prezes URE udzielił koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

W roku 2001 wpłynęło siedem wniosków o udzielenie koncesji na obrót paliwami gazowymi i obrót gazem ziemnym z zagranicą. Zakłady Azotowe Puławy S.A. oraz Karpacka Spółka Gazownicza Sp. z o.o. uzyskały wspomniane koncesje, postępowanie wobec Zakładów Azotowych Kędzierzyn S.A. zostało umorzone, postępowania wobec Zakładów Azotowych Tarnów-Mościce S.A. oraz Zakładów Chemicznych Police S.A. zostały na wniosek przedsiębiorców zawieszono, a postępowania wobec Heat Engineering Poland Sp. z o.o. i Energia S.A. nie zostały zakończone w 2001 r. i są kontynuowane w roku 2002.

Uzyskanie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą wymaga spełnienia, oprócz przesłanek określonych w art. 33 ust. 1 i 3 ustawy – Prawo energetyczne, następujących warunków:

- 1) posiadania koncesji na obrót paliwami gazowymi,
- 2) złożenia do Prezesa URE stosownego wniosku, z którego powinno jednoznacznie wynikać, że przedmiotem planowanej działalności będzie import gazu ziemnego; do wniosku powinny być dołączone doku-

menty określone w powołanym wyżej rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 13 czerwca 2001 r.

Obrót paliwami gazowymi jest kategorią szeroką – obejmuje zakup i dalszą odsprzedaż paliwa gazowego, bez wskazywania miejsca tych operacji. Natomiast, obrót gazem ziemnym z zagranicą jest kategorią znacznie węższą – obejmuje zakup gazu ziemnego z zagranicą, wprowadzenie go na polski obszar celny i odsprzedaż. Biorąc pod uwagę specyfikę zapisów ustawowych, koncesje na ten rodzaj działalności udzielane są z uwzględnieniem obowiązku dywersyfikacji źródeł gazu i zawierają w swojej treści odniesienia do posiadanej przez przedsiębiorcę koncesji na obrót paliwami gazowymi.

Należy przy tym zaznaczyć, że w myśl obowiązujących przepisów, import gazu ziemnego na własne potrzeby, nie wymaga uzyskania przez przedsiębiorcę koncesji na obrót paliwami gazowymi oraz na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

* * *

Ogółem, w 2001 r. wnioski o koncesje na wszystkie rodzaje działalności złożyło 674 przedsiębiorców. Łącznie w tym okresie udzielono 1013 koncesji, z tego 663 koncesje na wniosek strony i 350 koncesji z urzędu, w tym 346 koncesji wydanych zostało w związku z nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne. W 4 przypadkach udzielono koncesji na podstawie art. 67 ustawy – Prawo energetyczne, po uchyleniu decyzji o umorzeniu postępowania wszczętego w 1998 r. Liczba przedsiębiorstw energetycznych posiadających co najmniej jedną koncesję, według stanu na dzień 31 grudnia 2001 r., wyniosła 3132, w tym 648 przedsiębiorstw energetycznych uzyskało pierwszą koncesję w 2001 r.

Liczba koncesji udzielonych w roku 2001, w podziale na poszczególne rodzaje działalności koncesjonowanej, przedstawiona została w poniższej tabeli (dla porównania przedstawiono dane za lata 1998-2000).

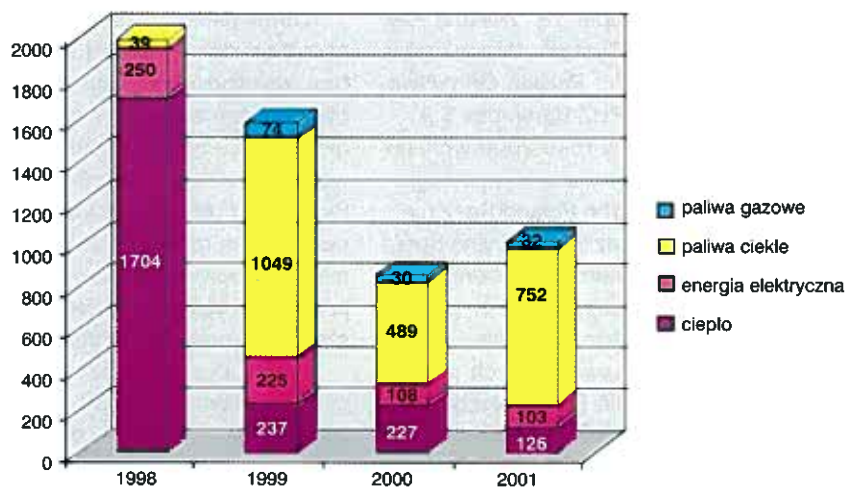
W trakcie roku sprawozdawczego 2001 udzielono łącznie 20 promes koncesji, z czego 3 na działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło, 4 – w energię elektryczną, 12 na działalność w zakresie przesyłania i dys-

Tabela 1. Zestawienie koncesji udzielonych w latach 1998-2000 (łącznie) oraz w 2001 r.

Rodzaj prowadzonej działalności energetycznej	Obszar koncesjonowania							
	ciepło		energia elektryczna		paliwa ciekłe		paliwa gazowe	
	1998-2000	2001	1998-2000	2001	1998-2000	2001	1998-2000	2001
Wytwarzanie	934	66	89	49	57	10	7	0
Magazynowanie					94	23		
Przesyłanie i dystrybucja	950	49	220	24	1	0	49	12
Obrót	284	11	274	30	1425	719	48	20 ^{*)}
Razem	2168	126	583	103	1577	752	104	32

*) W tym 7 decyzji o udzieleniu koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

Rysunek 1. Liczba koncesji udzielonych w latach 1998-2001 (w podziale na poszczególne lata i na obszary koncesjonowania)



trybucji oraz obrotu paliwami gazowymi oraz 1 na wytwarzanie paliw ciekłych.

W tym samym okresie umorzono ogółem 89 postępowań administracyjnych wszczętych z urzędu, bądź na wniosek strony.

W 112 przypadkach, dotyczących głównie obrotu paliwami ciekłymi, postępowanie zakończyło się wydaniem decyzji o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania. W 55 przypadkach powzięto podejrzenie, że pomimo braku koncesji wnioskodawcy prowadzą działalność wymagającą jej uzyskania. O podejrzeniu popełnienia wykroczenia określonego w art. 601 ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 1971 r. – Kodeks wykroczeń (Dz. U. Nr 12, poz. 114 ze zm.), polegającego na prowadzeniu działalności gospodarczej bez wymaganej koncesji, poinformowano organy ścigania.

W przypadku 28 przedsiębiorców, Prezes URE skorzystał z uprawnienia zawartego w art. 38 ustawy – Prawo energetyczne i uzależnił udzielenie koncesji na obrót energią elektryczną lub koncesji na obrót paliwami ciekłymi, od złożenia przez wnioskodawcę zabezpieczenia majątkowego, 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 prowadzenia działalności. Po złożeniu zabezpieczeń finansowych koncesje zostały udzielone 24 podmiotom, w pozostałych przypadkach odmówiono wnioskodawcom udzielenia koncesji.

1.2. Odmowa udzielenia koncesji

W 2001 r. wydano 20 decyzji o odmowie udzielenia lub zmiany koncesji. Osiem decyzji o odmowie udzielenia koncesji dotyczyło wniosków w sprawie obrotu energią elektryczną lub obrotu paliwami ciekłymi. Najczęściej, w uzasadnieniach decyzji odmownych przed-

stawiane były następujące powody takiego rozstrzygnięcia:

- niezłożenie w terminie zabezpieczenia majątkowego wymaganego zgodnie z art. 38 ustawy – Prawo energetyczne,
- brak środków finansowych gwarantujących prawidłowe prowadzenie działalności,
- skazanie w przeszłości ubiegającego się o koncesję, za przestępstwo mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą.

1.3. Zmiana i cofanie koncesji

W 2001 r. wydano 773 decyzje zmieniające udzielone koncesje, z tego 689 decyzji zostało zmienionych na wniosek strony, na podstawie art. 41 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Zmiany warunków udzielonych koncesji dokonywane były przede wszystkim w związku z:

- koniecznością dostosowania zapisu koncesji do aktualnego stanu organizacyjno – prawnego koncesjonariusza, zaistniałego po przekształceniach własnościowych przedsiębiorstwa,
- wnioskiem strony o rozszerzenie lub zawężenie zakresu udzielonych koncesji w związku z przejęciem lub przekazaniem, wyłączeniem lub modernizacją eksploatowanych lub nowych źródeł ciepła, sieci ciepłowniczych lub linii energetycznych,
- wnioskiem strony o wydłużenie 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).

Niezależnie od powyższych postępowań administracyjnych, w 2001 r. kontynuowane były postępowania wobec przedsiębiorców, którym do dnia 14 czerwca 2000 r. udzielono koncesji na obrót paliwami ciekłymi, określając w punkcie pierwszym koncesji, iż przedmiotem działalności objętej koncesją jest obrót hurtowy tymi paliwami.

Postępowanie wyjaśniające miało na celu wyłonienie grupy przedsiębiorców, którzy posiadając koncesję na obrót hurtowy paliwami ciekłymi prowadzili jednocześnie (bez koncesji) działalność polegającą na obrocie detalicznym tymi paliwami, przy jednoczesnym spełnieniu kryterium przekroczenia dotychczasowego i planowanego obrotu w wysokości stanowiącej równowartość 500 000 EURO. Oznaczało to konieczność wszczęcia z urzędu (na podstawie art. 3 ustawy nowelizującej) postępowań administracyjnych w sprawie rozszerzenia zakresu posiadanych koncesji wobec odbiorców spełniających powyższe kryteria. Do końca 2001 r. wydanych zostało 690 decyzji rozszerzających zakres prowadzonej działalności, co miało na celu dostosowanie zapisów koncesyjnych, określających rodzaje paliw ciekłych oraz sposób prowadzenia działalności gospodarczej, polegającej na obrocie tymi paliwami, do rzeczywistego zakresu prowadzonej przez przedsiębiorców działalności koncesjonowanej.

W 2001 r., w związku z zaprzestaniem prowadzenia działalności gospodarczej, na podstawie art. 41 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, cofniętych zostało 158 koncesji wydanych w stosunku do 98 przedsiębiorców. W większości przypadków cofnięcie koncesji nastąpiło na wniosek strony. W uzasadnieniu decyzji najczęściej podawanym powodem cofnięcia koncesji było zaprzestanie prowadzenia działalności w zakresie objętym obowiązkiem jej posiadania lub definitywne zaprzestanie prowadzenia działalności przez przedsiębiorcę.

Ponadto, wydano 81 decyzji (w stosunku do 56 przedsiębiorców) stwierdzających wygaśnięcie koncesji na podstawie art. 162 § 1 pkt 1 Kodeksu postępowania administracyjnego. Decyzje te zostały wydane w związku 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, np. poprzez ograniczenie obrotu paliwami ciekłymi do sumy mniejszej niż równowartość 500 000 EURO, lub ograniczenie przez odbiorców ciepła mocy zamówionej do wielkości nie przewyższającej 1 MW. Niejednokrotnie, wydanie decyzji o stwierdzeniu wygaśnięcia koncesji wiązało się ze zmianami wynikającymi z ustawy nowelizującej. Wobec przedsiębiorców, których działalność po zmianie ustawy – Prawo energetyczne nie wymagała uzyskania koncesji i którzy złożyli wniosek o stwierdzenie wygaśnięcia koncesji, wydawana była stosowna decyzja. Odnotowano również wygaśnięcie kilkunastu koncesji w trybie art. 42 ustawy – Prawo energetyczne, w wyniku wykreślenia przedsiębiorców z właściwych rejestrów lub ewidencji.

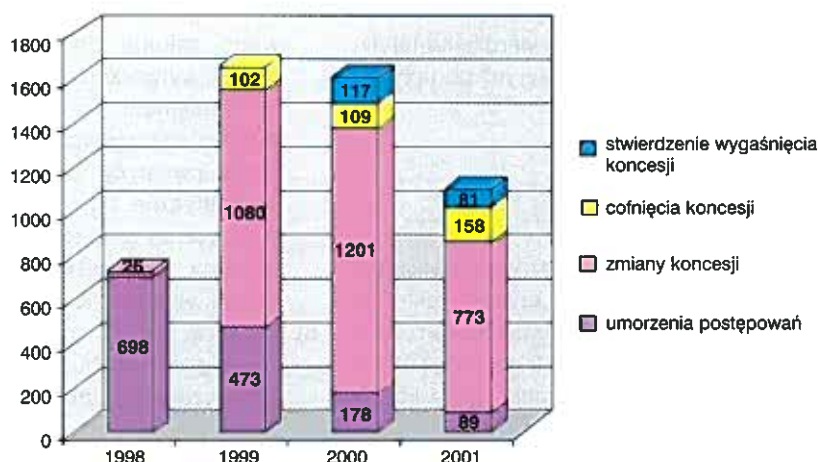
W roku 2001 wydano 12 decyzji (w stosunku do 10 przedsiębiorców) o uchyleniu decyzji w sprawie udzielenia lub cofnięcia koncesji.

Dane dotyczące liczby wydanych decyzji o umorzeniu postępowań oraz zmianie, cofnięciu i stwierdzeniu wygaśnięcia koncesji wydanych w latach 1998-2001 przedstawione zostały w zamieszczonej poniżej tabeli.

Tabela 2. Zestawienie wydanych decyzji o umorzeniu postępowania, zmianie i cofnięciu koncesji oraz decyzji stwierdzających wygaśnięcie koncesji w latach 1998-2000 i w 2001 r.

Wydane decyzje	1998-2000	2001	Razem
Decyzje o umorzeniu postępowania	1349	89	1438
Decyzje zmieniające koncesje	2307	773	3080
Decyzje cofające koncesje	211	158	369
Decyzje stwierdzające wygaśnięcie koncesji	117	81	198

Rysunek 2. Liczba decyzji o umorzeniu postępowania, zmianie i cofnięciu koncesji oraz decyzji stwierdzających wygaśnięcie koncesji w latach 1998-2001



2. Zatwierdzanie i kontrolowanie taryf

Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję oraz obrót energią elektryczną, paliwami gazowymi lub ciepłem ustalają taryfy, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Zgodnie z art. 45 ustawy – Prawo energetyczne, taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła powinny być kształtowane przez przedsiębiorstwa energetyczne w sposób zapewniający:

- pokrycie uzasadnionych kosztów działalności przedsiębiorstw energetycznych w zakresie: wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu paliwami i energią, kosztów modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska,
- ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen,
- różnicowanie cen i stawek opłat określonych w taryfach dla różnych grup odbiorców wyłącznie ze względu na uzasadnione koszty spowodowane realizacją świadczenia, o ile przepisy nie stanowią inaczej,
- kalkulowanie stawek opłat za usługi przesyłowe w taki sposób, aby udział opłat stałych za świadczenie usług przesyłowych w łącznych opłatach za te usługi (dla danej grupy odbiorców) nie był większy niż 40% dla paliw gazowych i energii elektrycznej oraz 30% dla ciepła.

Szczegółowe zasady kalkulacji poszczególnych rodzajów taryf określają rozporządzenia wykonawcze do ustawy – Prawo energetyczne, wydane na podstawie art. 46 tej ustawy.

Zgodnie z art. 47 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję przedkładają taryfy z własnej inicjatywy lub na żądanie Prezesa URE. Prezes URE, w terminie 30 dni, zatwierdza taryfę bądź odmawia jej zatwierdzenia w przypadku stwierdzenia niezgodności taryfy z zasadami i przepisami, o których mowa w art. 45 i 46 ustawy – Prawo energetyczne. Taryfy dla paliw gazowych i energii elektrycznej ogłaszane są przez Prezesa URE, w „Biuletynie Branżowym URE”, w terminie 14 dni od dnia ich zatwierdzenia, a taryfy dla ciepła Prezes URE kieruje do ogłoszenia we właściwym miejscowo wojewódzkim dzienniku urzędowym, w terminie 7 dni od dnia zatwierdzenia taryfy. Taryfa może obowiązywać nie wcześniej niż po upływie 14 dni od dnia jej opublikowania.

2.1. Taryfy dla energii elektrycznej

2.1.1. Zasady ustalania taryf dla energii elektrycznej

W roku 2001 obowiązywały dwa rozporządzenia dotyczące zasad kalkulowania taryf dla energii elektrycznej. Do dnia 29 stycznia 2001 r. obowiązywało rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 3 grudnia 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami

w lokalach (Dz. U. Nr 153, poz. 1002). Rozporządzenie to obowiązywało w zakresie, w jakim nie było sprzeczne z ustawą – Prawo energetyczne w brzmieniu nadanym przez ustawę nowelizującą. Natomiast od dnia 30 stycznia 2001 r. zaczęło obowiązywać rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 grudnia 2000 r. w sprawie zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2001 r. Nr 1, poz. 7), zwane dalej „rozporządzeniem taryfowym dla energii elektrycznej”.

W stosunku do roku 2000 przepisy ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu nadanym ustawą nowelizującą, oraz rozporządzenia taryfowego dla energii elektrycznej, wprowadziły szereg zmian w kształtowaniu taryf. Najważniejsze to:

- 1) przyjęcie generalnej zasady ustalania taryf na okres 12 miesięcy kalendarzowych – odstępienie od tej zasady możliwe jest w przypadku nieprzewidzianej, istotnej zmiany warunków prowadzenia przez przedsiębiorstwo działalności gospodarczej oraz w przypadku taryfy przedsiębiorstw nowo utworzonych,
- 2) kalkulowanie stawek opłat za przyłączenie do sieci, na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączania podmiotów, określonych w obowiązującym dla przedsiębiorstwa energetycznego planie rozwoju, o którym mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne,
- 3) rezygnacja z węzłowych oraz dystansowych stawek opłat za usługi przesyłowe,
- 4) kalkulowanie stawek opłat przesyłowych z podziałem na: stawki sieciowe, systemowe oraz rozliczeniowe,
- 5) kalkulowanie stawek systemowych z podziałem na składnik: jakościowy, rekompensujący oraz wyrównawczy (składnik jakościowy w świetle poprzednio obowiązujących przepisów, stanowił element składnika zmiennego stawki opłaty przesyłowej, zaś koszty na podstawie których kalkulowany jest składnik wyrównawczy, stanowiły element cen energii). Składniki te rekompensują odpowiednio: koszty utrzymania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej; koszty związane ze skutkami obowiązkowego zakupu przez przedsiębiorstwa sieciowe energii wytworzonej w skojarzeniu z ciepłem (jest to nowy element taryfy); koszty wynikające z nakładów inwestycyjnych, ponoszonych na przedsięwzięcia inwestycyjne podjęte przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w latach 1993-1998, służące poprawie ochrony środowiska i efektywności wytwarzania energii elektrycznej,
- 6) przyjęcie zasady, zgodnie z którą koszty wynikające z nakładów na budowę odcinków sieci służących przyłączaniu podmiotów do sieci danego napięcia, z wyłączeniem kosztów pokrytych wniesionymi opłatami za przyłączenie, stanowią podstawę kalkulacji

składnika stałego stawek opłat sieciowych za usługi przesyłowe,

- 7) kalkulowanie stawek opłat za usługi przesyłowe w taki sposób, aby udział opłat stałych za świadczenie usług przesyłowych, w łącznych opłatach za te usługi dla danej grupy odbiorców nie przekroczył 40%,
- 8) ustalanie cen energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym skojarzeniu z ciepłem z uwzględnieniem cen energii elektrycznej wytworzonej w krajowym systemie elektroenergetycznym w jednostkach kondensacyjnych oraz składnika zmiennego stawki opłaty sieciowej, ustalonego w taryfie przedsiębiorstwa sieciowego, do którego jednostka wytwórcza jest podłączona.

Wszystkie te zmiany miały zasadniczy wpływ na proces zatwierdzania taryf w 2001 r. Zmiany, o których mowa w ww. punktach 2, 6 i 7 spowodowały ponadto konieczność dokonania korekt taryf ustalonych przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, które zatwierdzone zostały w roku 2000 w miesiącach marzec – sierpień.

2.1.2. Proces zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej

W 2001 roku analiza wniosków w sprawach zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej odbywała się w Departamencie Taryf i w oddziałach terenowych URE (w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła). Na podstawie udzielonych przez Prezesa URE upoważnień dyrektorzy oddziałów terenowych zatwierdzili 44 taryfy dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. Natomiast Departament Taryf prowadził 292 postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia lub zmiany taryfy dla energii elektrycznej.

Departament Taryf rozpatrzył następującą ilość wniosków o zatwierdzenie taryfy:

- 37 wniosków od przedsiębiorstw energetyki zawodowej,
- 112 wniosków od przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 12 wniosków od przedsiębiorstw obrotu.

Pozostałe postępowania dotyczyły korekty zatwierdzonych taryf.

Ogółem w okresie sprawozdawczym Prezes URE wydał:

- 150 decyzji zatwierdzających taryfę dla energii elektrycznej, z tego: 33 spółkom dystrybucyjnym, 1 wytwórcy (Południowemu Koncernowi Energetycznemu S.A.), Polskim Sieciom Elektroenergetycznym S.A., 6 przedsiębiorstwom obrotu, 65 przedsiębiorstwom energetyki przemysłowej oraz 44 przedsiębiorstwom wytwarzającym energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła,
- 5 decyzji odmawiających zatwierdzenia taryfy, z tego: 1 dotyczyła PSE S.A., pozostałe 4 – przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 66 decyzji umarzających postępowanie, z czego 17 decyzji odnosiło się do wytwórców, 6 do przedsię-

biorstw obrotu, pozostałe do przedsiębiorstw energetyki przemysłowej (umorzenie części postępowań spowodowane było decyzją Prezesa URE o zwolnieniu, z dniem 1 lipca 2001 r., przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem i obrotem energią elektryczną z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia).

Ponadto, w roku 2001 rozpatrzono 121 wniosków o zmianę taryf zatwierdzonych w roku 2000. W wyniku przeprowadzonych postępowań administracyjnych:

- zatwierdzono 70 korekt taryf, z tego: 44 – spółkom dystrybucyjnym, 5 – wytwórcom, 2 – PSE S.A. (w tym jedna uwzględniała tylko częściowo wniosek przedsiębiorstwa) oraz 19 – przedsiębiorstwom energetyki przemysłowej,
- w odniesieniu do 28 wniosków odmówiono zatwierdzenia taryfy, z tego: 26 decyzji dotyczyło spółek dystrybucyjnych, 2 – PSE S.A.,
- w 23 przypadkach umorzono postępowanie, z tego: 21 decyzji dotyczyło spółek dystrybucyjnych, 2 – PSE S.A.

W styczniu 2001 r. Prezes URE w stosunku do 6 spółek dystrybucyjnych (ZE Warszawa – Teren S.A., ZE Łódź – Teren S.A., Energetyka Szczecińska S.A., ZE Wałbrzych S.A., ZE Legnica S.A. oraz ZE Wrocław S.A.) zatwierdził zmiany taryf zatwierdzonych w 2000 r. Korekta obejmowała skutki wejścia w życie, w lipcu 2000 r., taryfy PSE S.A., w której zatwierdzone koszty usług przesyłowych okazały się znacznie wyższe od zakładanych przez spółki, przy jednoczesnym realnym spadku cen energii elektrycznej. Wymienione spółki zaczęły ponosić stratę, której dalsze kumulowanie mogło zagrozić ich ekonomicznemu bytowi. Na mocy decyzji o zatwierdzeniu korekt taryf, dopuszczony został wzrost ceny wskaźnikowej w stosunku do ceny ostatnio stosowanej od 1,7 do 6,0%. Podstawowym założeniem tej korekty było utrzymanie wyniku finansowego na koniec stycznia 2001 r., co oznaczało konieczność zrównoważenia przychodów z planowanymi kosztami w okresie od 1 lutego do 30 czerwca 2001 r. Ponadto, przy korekcie tej przyjęto zasadę, zgodnie z którą, wzrost opłat jakie ponosić będą odbiorcy za dostarczaną im energię nie przekroczy 10% – przy założeniu identycznej struktury sprzedaży – w stosunku do opłat, jakimi obciążani byli według ostatnio stosowanych cen i stawek opłat.

Następnie, w lutym 2001 r. zatwierdzone zostały korekty drugich taryf dla wszystkich 33 spółek dystrybucyjnych, w związku z treścią § 48 rozporządzenia taryfowego dla energii elektrycznej, jak również w związku ze wzrostem kosztów własnych spowodowanych wprowadzeniem od 1 stycznia 2001 r. podatku od sieci elektroenergetycznych oraz uwzględnieniem kosztów związanych z przyłączeniem podmiotów do sieci, które nie zostały pokryte w stawkach opłat za przyłączenie. Wzrost średnich cen, w stosunku do cen obowiązujących na koniec lutego 2001 r., wahał się w granicach od 1,8 do 5,0%.

Procedurę zatwierdzania trzech tarif przedsiębiorstw sieciowych energetyki zawodowej, tj. 33 spółek dystrybucyjnych oraz PSE S.A., zrealizowano wykorzystując całkowicie nowe podejście do regulacji cen w podsektorze dystrybucji. Stanowiła ona istotny postęp w budowie przejrzystej i spójnej metodologii regulacyjnej.

Jej istota to: kompleksowe i spójne podejście do regulacji w całym łańcuchu kosztowym przedsiębiorstw energetycznych, w tym na styku z innymi podsektorami, publiczna forma dialogu z podmiotami regulowanymi, uwzględnienie kosztu kapitału w procesie kształtowania przychodu regulowanego i wreszcie usankcjonowanie analiz porównawczych jako substytutu konkurencji, co stwarza większą szansę wynagradzania jedynie ponadprzeciętnej efektywności inwestycyjnej i operacyjnej.

Założenia systemu taryfowego dla trzeciej taryfy przedsiębiorstw sieciowych energetyki zawodowej zostały opublikowane ze stosownym wyprzedzeniem. Przed publikacją tych założeń, tzn. w połowie marca 2001 r., Prezes URE zwrócił się do spółek dystrybucyjnych o przedstawienie podstawowych danych kalkulacyjnych dotyczących tarif dla energii elektrycznej, przedstawiając przy tym ramowy harmonogram zatwierdzania tarif w omawianym roku. Ponadto, aby umożliwić spółkom dystrybucyjnym złożenie wniosków taryfowych, w kształcie umożliwiającym ich wejście w życie w terminie określonym przepisem § 6 ust. 1 rozporządzenia taryfowego dla energii elektrycznej (tj. z dniem 1 lipca), w dniu 16 marca 2001 r. zostały sformułowane wstępne oczekiwania odnośnie kształtu taryfy PSE S.A., które dla rozszerzenia kręgu dyskusji nad przedstawionymi propozycjami opublikowane zostały na stronie internetowej URE.

W dniu 30 marca 2001 r., wszystkim spółkom dystrybucyjnym przekazany został dokument pt. „*Taryfy Spółek Dystrybucyjnych; Propozycje wstępne na okres 2001/2002*” (również zamieszczony został na stronie internetowej URE).

Do powołanych wyżej materiałów zgłoszono szereg uwag, które zostały w dużej części uwzględnione w kolejnych dokumentach. Dla PSE S.A. było to opracowanie z dnia 10 maja 2001 r., dla spółek dystrybucyjnych – z dnia 18 maja 2001 r. pt. „*Taryfy Spółek Dystrybucyjnych w okresie 2001/2002*”.

W opracowaniach tych zostały określone szczegółowe oczekiwania odnośnie sposobu ustalania tarif na kolejne okresy taryfowe. W pismach skierowanych do spółek dystrybucyjnych stwierdzono, że zarówno w bieżącym, jak i w przyszłych okresach taryfowych, do oceny podstawowych parametrów regulacji, takich jak poziom uzasadnionych kosztów czy wysokość niezbędnych nakładów inwestycyjnych, stosowane będą analizy oparte o modele ekonometryczne.

Była to zapowiedź wdrożenia zobjektywizowanej metody oceny wniosków taryfowych, wykorzystującej narzędzia ekonometryczne. Dotychczas stosowaną regulację kosztową zdecydowano zastąpić regulacją

pułapową (bodźcowa), która w warunkach naturalnego monopolu przedsiębiorstw sieciowych stwarza warunki działania lepiej imitujące rynek konkurencyjny. W efekcie zastosowania nowego podejścia, oczekiwano obniżenia kosztów operacyjnych przedsiębiorstw energetycznych i przeniesienia korzyści z tego wynikających na odbiorców energii elektrycznej.

Przesłanką do przyjęcia nowych założeń regulacji był fakt występowania pewnej asymetrii informacyjnej między podmiotem regulowanym a regulatorem, w zakresie wiedzy na temat stanu majątku tego przedsiębiorstwa, niezbędnych nakładów i uzasadnionego poziomu kosztów. Przedsiębiorstwo zawsze posiada znacznie bardziej szczegółowe dane na ten temat, niż organ regulujący. Regulacja bodźcowa, wyznaczająca parametry regulacji w oparciu o analizy ekonometryczne, w pewnym zakresie redukuje skutki niesymetrycznego dostępu do informacji.

W powołanych opracowaniach stwierdzono, że analizy modelowe zostaną w 2001 r. zastosowane do oceny uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych oraz kosztów różnicy bilansowej. Przedstawiono także zamiar wydłużenia okresu regulacji, począwszy od 2002 r. Zapowiedziano, że zostanie przygotowany model finansowy obejmujący projekcję przychodów spółek dystrybucyjnych na okres 3 lat, których poziom zostanie wyznaczony na podstawie obiektywnych narzędzi ekonometrycznych. Ponadto poinformowano, że Prezes URE będzie ograniczał do zupełnie wyjątkowych przypadków możliwość korygowania tarif w okresie ich obowiązywania.

Opracowania stanowiły następny etap procesu przygotowawczego do zatwierdzania tarif dla energii elektrycznej i były wstępem do dalszych dyskusji, prowadzonych tym razem bezpośrednio z przedstawicielami PSE S.A. i spółek dystrybucyjnych, na etapie postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia ustalonych przez te przedsiębiorstwa tarif.

Taryfy spółek dystrybucyjnych zostały przedłożone do zatwierdzenia w dniach od 28 do 30 maja 2001 r., a ich zatwierdzenie nastąpiło w przypadku 28 spółek – 15 czerwca 2001 r., jednej spółki – 19 czerwca, trzech spółek – 20 czerwca oraz jednej spółki – 5 lipca 2001 r. Zatwierdzony wzrost średnich cen dostawy energii elektrycznej, w stosunku do cen stosowanych na dzień 30 czerwca 2001 r., wyniósł w granicach od 3,4 do 10,5%.

Wniosek o zatwierdzenie taryfy PSE S.A. wpłynął do URE w dniu 18 maja 2001 r. Taryfa została zatwierdzona 6 lipca 2001 r. Po raz kolejny została ona zatwierdzona po taryfach spółek dystrybucyjnych, w kształcie odbiegającym od założeń przyjętych do kalkulacji tarif tych spółek. Sytuacja ta była wynikiem oporu przedsiębiorstwa do zatwierdzenia taryfy zgodnej z założeniami URE. Opór ten mógłby być pokonany tylko w przypadku konsekwentnego i spójnego wsparcia udzielonego Prezesowi URE ze strony Ministra Gospodarki, odpowiedzialnego za politykę energetyczną państwa oraz Ministra Skarbu Państwa, sprawującego nadzór właścicielski nad

omawianym przedsiębiorstwem, którego to współdziałania zabrakło. Wstrzymanie jednak przygotowanych decyzji zatwierdzających taryfy spółek dystrybucyjnych do czasu zatwierdzenia taryfy PSE S.A., spowodowałby odroczenie wzrostu dopływu środków do sektora, do czego nie można było dopuścić. Z kolei odmowa zatwierdzenia taryfy PSE S.A. i ewentualny długotrwały spór przed Sądem Antymonopolowym, mogłyby doprowadzić do destabilizacji gospodarki. Stąd decyzja Prezesa URE zatwierdzająca taryfę PSE S.A. na skrócony okres obowiązywania, tj. do dnia 31 grudnia 2001 r.

W roku 2001 w URE przeprowadzonych zostało osiem postępowań dotyczących taryfy PSE S.A. Dwa wnioski dotyczyły zatwierdzenia taryfy (trzeciej i czwartej), jeden – przedłużenia terminu obowiązywania zatwierdzonej taryfy, natomiast pozostałe – korekty zatwierdzonych taryf. Jeden z wniosków o korektę rozpatrzony został pozytywnie, jeden – uwzględniono częściowo, dwa postępowania – zostały umorzone, jedno postępowanie zostało zawieszono na wniosek strony. Szczególnie istotna była odmowa zatwierdzenia czwartej taryfy PSE S.A., która podjęta została decyzją Prezesa URE z dnia 2 października 2001 r., w szczególności z uwagi na:

- 1) przyjęcie zawyżonych tzw. Minimalnych Ilości Energii (MIE), co prowadziło do zmniejszania wolumenu energii podlegającej wolnorynkowym, bilateralnym transakcjom realizowanym na warunkach konkurencyjnych,
- 2) nieakceptowalny wzrost cen energii (szczególnie w strefie niskiego obciążenia systemu elektroenergetycznego), który nie został poparty rzetelną analizą ich kształtowania w oparciu o koszty krańcowe,
- 3) niewłaściwe przyjęcie za koszt uzasadniony „kosztów utraconych korzyści”,
- 4) uznanie przez Prezesa URE za koszt uzasadniony jedynie części raportowanych przez przedsiębiorstwo kosztów:
 - ograniczeń sieciowych, usług systemowych oraz rezerwy, w związku z faktem, iż przedsiębiorstwo oprócz wykonywanych zadań operatora systemu przesyłowego realizuje umowy zakupu energii elektrycznej, których jest stroną,
 - wynikających z kontraktów długoterminowych,
 - związanych z realizacją połączenia Polska – Szwecja za pomocą kabla prądu stałego,
- 5) ochronę interesów odbiorców przed nieakceptowalnym wzrostem cen.

Nieco inaczej, niż w odniesieniu do przedsiębiorstw energetyki zawodowej, przebiegał proces zatwierdzenia taryf ustalonych przez przedsiębiorstwa tzw. energetyki przemysłowej. Z reguły był on wydłużony w czasie. Wynikało to głównie z faktu, że większość przedsiębiorstw ciągle ma trudności z opracowaniem taryfy. Dotyczyło to zwłaszcza 21 przedsiębiorstw, które składały taryfę po raz pierwszy. Drugie taryfy zatwierdzono 33 przedsiębiorstwom, a trzecie – 11 przedsiębiorstwom. Dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej wzrost

średniej ceny dostawy energii elektrycznej odbiorcom, w stosunku do ceny stosowanej przed zatwierdzeniem pierwszej lub odpowiednio pierwszej lub drugiej taryfy, był różny. Wahał się od kilku do kilkudziesięciu procent. Przy zatwierdzaniu tych taryf kierowano się w szczególności zasadą, w myśl której opłaty za dostawę energii elektrycznej, jakie ponosić będą odbiorcy obsługiwani przez te przedsiębiorstwa, za wyjątkiem szczególnie uzasadnionych okoliczności, nie mogą być wyższe, niż gdyby odbiorcy ci byli rozliczani według taryf ościennych spółek dystrybucyjnych.

Od dnia 1 lipca 2001 r. Prezes URE, po dokonaniu wszechstronnej analizy rynku energii elektrycznej ze szczególnym uwzględnieniem stopnia wypełnienia kryteriów rynku konkurencyjnego, zwolnił przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem i obrotem energią elektryczną z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Stanowisko Prezesa URE z dnia 28 czerwca 2001 r. w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem i obrotem energią elektryczną z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia opublikowane zostało w Biuletynie URE Nr 4 z 2001 r.

Powyższe zwolnienie nie dotyczy m.in. przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła – w odniesieniu do energii objętej obowiązkiem zakupu zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. Nr 122, poz. 1336). Z tego względu, oddzielny rozdział w procesie taryfowania energii elektrycznej w 2001 r., zajmowały taryfy dla energii elektrycznej produkowanej przez elektrociepłownie w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, tj. przez elektrociepłownie dla których średnia sprawność przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną i ciepło jest nie mniejsza niż 65% (przedsiębiorstwa, dla których sprawność jest mniejsza niż 65% – od dnia 1 lipca 2001 r., na podstawie wskazanego wyżej stanowiska z dnia 28 czerwca 2001 r., zostały przez Prezesa URE zwolnione z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia).

Podstawowe znaczenie dla taryfowania elektrociepłowni miały następujące akty prawne: rozporządzenie taryfowe dla energii elektrycznej, rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. Nr 96, poz. 1053) oraz powołane wyżej rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. Ostatnie z wymienionych rozporządzeń nałożyło na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną, obowiązek zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych lub odnawialnych oraz wytwarzanej w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła.

Treść powołanych wyżej rozporządzeń Ministra Gospodarki uzasadniała pogląd, że obowiązek zakupu energii elektrycznej powstał z dniem wejścia w życie nowych taryf dla energii elektrycznej, sporządzonych przez przedsiębiorstwa energetyczne na podstawie nowych przepisów, czyli z dniem 1 lipca 2001 r.

Pierwsze kilka miesięcy 2001 r. potraktowano jako czas na przygotowanie się przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, na dostosowanie umów sprzedaży do nowego stanu prawnego oraz sporządzenie wniosków o zatwierdzenie taryf dla ciepła oraz taryf dla energii elektrycznej, uwzględniających nowe przepisy.

W roku 2001 zostały zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej i ciepła, dla 40 przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających energię elektryczną w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. Były to:

- 1) Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz S.A.,
- 2) Elektrociepłownie Poznańskie S.A.,
- 3) Zespół Elektrociepłowni Bytom S.A.,
- 4) Elektrociepłownia Będzin S.A.,
- 5) Elektrociepłownia Chorzów „Elcho” Sp. z o.o.,
- 6) Elektrociepłownia Białystok S.A.,
- 7) Zespół Elektrowni Ostrołęka S.A.,
- 8) Zespół Elektrociepłowni „Wybrzeże” S.A.,
- 9) Elektrociepłownia „Giga” Sp. z o.o.,
- 10) Elektrociepłownie Warszawskie S.A.,
- 11) Zespół Elektrociepłowni w Łodzi S.A.,
- 12) Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.,
- 13) Elektrociepłownia Elbląg S.A.,
- 14) Elektrociepłownia Kalisz-Piwonice S.A.,
- 15) Okręgowe Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Grudziądz Sp. z o.o.,
- 16) Elektrociepłownia „Energotor – Toruń” S.A.,
- 17) Energetyka Ciepła Opolszczyzny S.A.,
- 18) Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A.,
- 19) Ostrowski Zakład Ciepłowniczy S.A.,
- 20) Elektrociepłownia Gorzów S.A.,
- 21) Elektrociepłownia Zduńska Wola Sp. z o.o.,
- 22) Zespół Elektrociepłowni Bielsko – Biała S.A.,
- 23) Elektrociepłownia Zabrze S.A.,
- 24) „Energetyka” Sp. z o.o. w Lubinie,
- 25) Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A. – EC Szczecin,
- 26) Elektrociepłownia „Gorlice” Sp. z o.o.,
- 27) Elektrociepłownia Kraków S.A.,
- 28) Przedsiębiorstwo Energetyczne „MEGAWAT” Sp. z o.o. w Czerwoncu Leszczynach,
- 29) Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Jeleniej Górze,
- 30) Energetyka „Boruta” w Zgierzu Sp. z o.o.,
- 31) Elektrownia Stalowa Wola S.A.,
- 32) Zespół Ciepłowni Przemysłowych „Carbo-Energia” Sp. z o.o. w Rudzie Śląskiej,
- 33) Pabianickie Zakłady Przemysłu Bawełnianego „PAMOTEX” S.A. w Pabianicach,

- 34) Elektrociepłownia „Megatem EC – Lublin” Sp. z o.o. w Lublinie,
- 35) Dolnośląski Zakład Termoeenergetyczny S.A. w Wałbrzychu,
- 36) Polish Energy Partners S.A. w Warszawie,
- 37) Cukrownia „Kościan” S.A. w Kościanie,
- 38) Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A.,
- 39) Firma Chemiczna Dwory S.A. w Oświęcimiu,
- 40) Zakłady Metalowe „MESKO” S.A. w Skarżysku – Kamiennej.

Tylko sześć pierwszych (z wyżej wymienionych) przedsiębiorstw energetycznych miało zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej w terminie, który umożliwił zastosowanie nowych cen z dniem 1 lipca 2001 r., pozostałe taryfy wchodziły w życie sukcesywnie.

Opóźnienie w składaniu taryf przez przedsiębiorstwa do zatwierdzenia zostało spowodowane m.in. późnym opublikowaniem średniej ceny energii elektrycznej wytworzonej w krajowym systemie elektroenergetycznym w jednostkach wytwórczych kondensacyjnych za 2000 r., która była podstawą ustalenia ceny energii elektrycznej stosownie do § 15 ust. 1 rozporządzenia taryfowego dla energii elektrycznej. Nastąpiło to dopiero 17 kwietnia 2001 r. z inicjatywy Prezesa URE, który nie będąc ustawowo upoważniony do jej publikacji, otrzymał na to zgodę Ministra Gospodarki.

Ponadto, prowadzenie postępowań odnośnie zatwierdzania cen energii elektrycznej dla tej grupy przedsiębiorstw, było utrudnione ze względu na proponowane przez te przedsiębiorstwa znaczne wzrosty cen energii elektrycznej, sięgające niejednokrotnie kilkudziesięciu procent.

Wyniki analizy zatwierdzonych w 2001 r. taryf energii elektrycznej i ciepła dla 40 przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła przedstawiają się następująco.

Średni wzrost cen energii elektrycznej (w odniesieniu do cen ostatnio stosowanych), łącznie dla 40 przedsiębiorstw, wyniósł ok. 15%, przy średnim wzroście cen ciepła o 5,24%, co dało średni łączny wzrost ceny jednostki energii o 7,8%. Jednakże analiza poszczególnych indywidualnych przypadków, wskazuje na bardzo zróżnicowane zmiany cen energii elektrycznej. Po odrzuceniu skrajnych przypadków (w których ostatnio stosowane ceny kształtowały się znacznie poniżej 100 zł/MWh) wzrosty cen mieszczą się w granicach od 7 do 26%. Z kolei w przypadku dwóch przedsiębiorstw, nastąpiła obniżka cen energii elektrycznej.

Zmiany cen ciepła nie były już tak zróżnicowane jak w przypadku cen energii elektrycznej i ukształtowały się (najczęściej) w granicach od 3 do 9%. W dwóch przedsiębiorstwach nastąpiła obniżka ceny ciepła.

Duże wzrosty cen energii elektrycznej zostały spowodowane głównie formułą cenową, zawartą w § 15 rozporządzenia taryfowego dla energii elektrycznej, zgodnie z którą wielkością wpływającą na poziom ceny jest współczynnik korekcyjny X_n , określający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębior-

stwa. Przy współczynniku $X_n = 0\%$ cena energii elektrycznej kształtowała się między 138 zł/MWh i 143 zł/MWh. W wielu przypadkach konieczne było ustalanie współczynnika X_n na bardzo wysokim poziomie (ponad 20%, czyli zupełnie nieadekwatnym do jego istoty), co jednak pozwoliło na zatwierdzenie cen energii elektrycznej w niższej wysokości. Jednocześnie, aby nie nastąpiło przeniesienie skutków zatwierdzenia niższych cen energii elektrycznej na ceny ciepła, konieczna była znaczna weryfikacja kosztów, czy też uznanie części kosztów za „koszty osieroczone”.

W efekcie, średnia cena energii elektrycznej (według wielkości przyjętych do taryf) ukształtowała się na poziomie ok. 132 zł/MWh. Jednakże należy mieć na względzie, że oczekiwania przedsiębiorstw wnioskujących o zatwierdzenie taryf (cen) były bardzo wygórowane, bowiem zdecydowana większość elektrociepłowni proponowała cenę ok. 138 zł/MWh, pozostałe zaś wnioskowały ceny znacznie wyższe, w tym dla kilku źródeł ok. 200 zł/MWh, natomiast w jednym przypadku nawet 360 zł/MWh.

Z porównania zatwierdzonych cen energii elektrycznej z cenami w kontraktach dwustronnych (bez elektrociepłowni i „zielonej energii”) wynika, że zatwierdzone ceny (średnio 132 zł/MWh) są wyższe średnio o 30% od cen wynikających z kontraktów zawieranych na rynku konkurencyjnym. Natomiast średnia cena ciepła w taryfach elektrociepłowni ukształtowała się na poziomie ok. 21,50 zł/GJ i jest niższa o ok. 15% od średniej krajowej ceny z wytwarzania ciepła (z wyłączeniem 40 elektrociepłowni).

Analiza porównawcza układu skojarzonego (w którym oba efekty energetyczne – ciepło i energia elektryczna – wytwarzane są jednocześnie) z układem rozdzielonym (w którym energia elektryczna wytwarzana jest w elektrowni kondensacyjnej, natomiast ciepło w oddzielnym obiekcie – ciepłowni rejonowej lub przemysłowej) wykazała, że jednostka energii wyprodukowanej w układzie skojarzonym jest średnio do ok. 4% tańsza od jednostki energii wyprodukowanej w układzie rozdzielonym. Do analizy tej przyjęto cenę energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym (nieco ponad 100 zł/MWh) i odpowiednio dla miejsca lokalizacji elektrociepłowni średnią cenę ciepła z wytwarzania (ze wszystkimi źródłami ciepła – nawet małymi, drogimi źródłami lokalnymi) w danym województwie (od 22 zł/GJ do 31 zł/GJ).

Jednocześnie sporządzono drugą symulację przy bardziej porównywalnych cenach ciepła, tj. dla jednostek wytwórczych o rocznej sprzedaży powyżej 300 000 GJ ciepła, której wynik wskazuje na to, że w efekcie jednostka energii w skojarzeniu jest tylko o 0,05% tańsza od jednostki energii w układzie rozdzielonym.

W świetle powyższego zasadnym staje się pytanie o powód tak daleko idących preferencji dla skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej, nie mający de facto żadnego uzasadnienia w rachunku efektywności.

2.2. Taryfy dla ciepła

2.2.1. Zasady ustalania taryf dla ciepła

W roku 2001 r. zasady kalkulowania taryf dla ciepła określało rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. Nr 96, poz. 1053), zwane dalej „rozporządzeniem taryfowym dla ciepła”.

Rozporządzenie taryfowe dla ciepła, w stosunku do poprzednio obowiązującego rozporządzenia, wprowadziło szereg zmian dotyczących zasad kształtowania i kalkulacji cen i stawek opłat, z których najważniejsze to:

- 1) ustalanie cen i stawek opłat na podstawie uzasadnionych planowanych rocznych kosztów prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło i planowanych rocznych kosztów modernizacji i rozwoju oraz kosztów realizacji inwestycji z zakresu ochrony środowiska,
- 2) obliczanie średnich wskaźnikowych cen ciepła (na podstawie opłat za zamówioną moc cieplną, za ciepło i za nośnik ciepła oraz ilości sprzedanego ciepła), średnich wskaźnikowych stawek opłat za usługi przesyłowe (na podstawie opłat stałych i zmiennych za usługę przesyłową, a także opłat abonamentowych oraz ilości sprzedanego ciepła) i średnich wskaźnikowych stawek opłat za obsługę odbiorców (na podstawie opłat za obsługę odbiorców oraz ilości sprzedanego ciepła) dla pierwszego roku stosowania taryfy oraz dla roku kalendarzowego poprzedzającego pierwszy rok stosowania taryfy,
- 3) wprowadzenie dwóch współczynników korekcyjnych, określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej: X_w mającego wpływ na poziom cen i stawek opłat w pierwszym roku stosowania taryfy i X_r decydującego o poziomie cen i stawek opłat w kolejnych latach stosowania taryfy zatwierdzonej na okres nie krótszy niż 2 lata,
- 4) wprowadzenie ograniczenia w zakresie wzrostu cen i stawek opłat dla subsydiowanych grup taryfowych – w stosunku do ostatnio stosowanych cen i stawek opłat dla tych grup, wzrost nie może być wyższy o więcej niż 1,25 średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym,
- 5) dopuszczenie przy ustalaniu cen i stawek opłat uwzględniania zysku, którego wysokość wynika z analizy nakładów na przedsięwzięcia inwestycyjne ujęte w planie inwestycyjnym przedsiębiorstwa, przy zapewnieniu ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen,
- 6) wprowadzenie przy obliczaniu jednostkowych kosztów wytwarzania ciepła współczynnika redukcyjnego kosztów stałych „a”, którego wartość zależy od stopnia wykorzystania zainstalowanej mocy cieplnej,

- 7) wprowadzenie dwóch składników opłaty za usługi przesyłowe – wyodrębnienie w taryfie stawki opłat statycznych i stawki opłat zmiennych za usługi przesyłowe.

W związku z ustawą nowelizującą i zmianą przepisów wykonawczych do ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE w dniu 15 marca 2001 r. wystosował list do wszystkich przedsiębiorstw ciepłowniczych zawierający sugestie i wskazówki dotyczące przygotowania wniosku taryfowego i opracowania taryfy.

2.2.2. Proces zatwierdzania taryf dla ciepła

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

Według stanu na dzień 31 grudnia 2001 r., koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło posiadało 911 przedsiębiorstw energetycznych, przy czym 631 przedsiębiorstw (ok. 69%) posiadało taryfy zatwierdzone w roku 2001.

Jak wynika z powyższego, liczba zatwierdzonych taryf w 2001 r. wzrosła o ponad 50% zarówno w stosunku do 1999 r., jak i do 2000 r. i stanowi ona ok. 44% wszystkich taryf dla ciepła zatwierdzonych w latach 1999-2001.

W 2001 r. wpłynęły 834 wnioski o zatwierdzenie taryfy i 260 wniosków o zmianę taryfy dla ciepła.

Na 834 wnioski w sprawie zatwierdzenia taryfy dla ciepła, 631 taryf zostało zatwierdzonych, w 44 przypadkach stwierdzono niezgodność taryfy z postanowieniami art. 45 ustawy – Prawo energetyczne oraz przepisami rozporządzenia taryfowego dla ciepła, w związku z czym odmówiono zatwierdzenia taryfy. Na koniec 2001 r., postępowanie administracyjne było zawieszono w 13 przypadkach, umorzono w 73 przypadkach, a kontynuowane w odniesieniu do 65 wniosków. Pozostałe wnioski (8) pozostawiono bez rozpoznania z uwagi na ich braki formalne.

Spośród 631 zatwierdzonych w 2001 r. taryf, 27,4% (173) stanowiły pierwsze taryfy, 44,5% (281) stanowiły drugie taryfy i 28,1% (177) trzecie taryfy.

Spośród 631 zatwierdzonych w 2001 r. taryf, 49 (ok. 8%) będzie stosowanych przez okres równy lub dłuższy niż 24 miesiące. Przedsiębiorstwa energetyczne, które stosują taryfy dla ciepła zatwierdzone na okres nie krótszy niż dwa lata (dla których ustalono współczynnik korekcyjny X_p), mogą 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.

Podstawowymi kryteriami warunkującymi zatwierdzenie taryfy dla ciepła na okres równy lub dłuższy niż 24 miesiące, są w szczególności:

- dostosowanie ewidencji kosztów do potrzeb kalkulacji taryf dla ciepła i jej prowadzenie zgodnie

Tabela 3. Liczba taryf dla ciepła zatwierdzonych w latach 1999-2001

Lp	Rok	Liczba zatwierdzonych taryf			
		I taryfa	II taryfa	III taryfa	ogółem
1	1999	406	-	-	406
2	2000	193	220	-	413
3	2001	173	281	177	631
	razem	772	501	177	1 450

Tabela 4. Decyzje zatwierdzające taryfy dla ciepła w 2001 r.

Lp	Oddziały terenowe URE	Ogółem	I taryfa	II taryfa	III taryfa
1	Oddział Centralny z siedzibą w Warszawie	58	16	31	11
2	Północno-Zachodni OT z siedzibą w Szczecinie	67	16	39	12
3	Północny OT z siedzibą w Gdańsku	71	26	35	10
4	Zachodni OT z siedzibą w Poznaniu	95	23	22	50
5	Wschodni OT z siedzibą w Lublinie	59	16	22	21
6	Środkowozachodni OT z siedzibą w Łodzi	64	13	34	17
7	Południowo-Zachodni OT z siedzibą we Wrocławiu	59	19	28	12
8	Południowy OT z siedzibą w Katowicach	87	25	31	31
9	Południowo-Wschodni OT z siedzibą w Krakowie	71	19	39	13
	razem	631	173	281	177

Tabela 5. Decyzje zatwierdzające korekty taryfy dla ciepła w 2001 r.

Lp	Oddziały terenowe URE	Ogółem	I taryfa	II taryfa	III taryfa
1	Oddział Centralny z siedzibą w Warszawie	5	4	1	-
2	Północno-Zachodni OT z siedzibą w Szczecinie	24	19	5	-
3	Północny OT z siedzibą w Gdańsku	59	53	6	-
4	Zachodni OT z siedzibą w Poznaniu	4	1	3	-
5	Wschodni OT z siedzibą w Lublinie	15	13	2	-
6	Środkowozachodni OT z siedzibą w Łodzi	24	12	12	-
7	Południowo-Zachodni OT z siedzibą we Wrocławiu	8	6	1	1
8	Południowy OT z siedzibą w Katowicach	23	18	5	-
9	Południowo-Wschodni OT z siedzibą w Krakowie	49	44	5	-
	razem	211	170	40	1

- z wymaganiami określonymi w obowiązujących przepisach,
- doprowadzenie do wyeliminowania subsydiowania skrośnego między poszczególnymi rodzajami prowadzonej działalności gospodarczej i grupami odbiorców,
 - stabilna sytuacja finansowa przedsiębiorstwa, pozwalająca na pokrycie kosztów bieżącej eksploatacji i prowadzenie racjonalnej strategii w zakresie rozwoju i modernizacji oraz ochrony środowiska,
 - zapewnienie ochrony interesów odbiorców.

Niezależnie od toczącego się procesu zatwierdzania taryf, przedsiębiorstwa ciepłownicze występowały równocześnie z wnioskami o zmianę obowiązujących taryf.

Do oddziałów terenowych wpłynęło 260 wniosków w sprawie zmiany decyzji zatwierdzającej taryfę, bądź w sprawie korekty taryfy. W wyniku przeprowadzonych postępowań administracyjnych w 211 przypadkach uwzględniono wnioski, w tym ok. 82% (172) związanych było z przedłużeniem terminu obowiązywania taryfy, 8 przypadków dotyczyło wzrostu cen paliw i taka sama ilość (8) dotyczyła zmiany koncesji.

W 25 przypadkach odmówiono zatwierdzenia zmiany taryfy (15 dotyczyło pierwszej taryfy, a 10 drugiej), w 15 przypadkach umorzono postępowanie, a 9 postępowań nie zostało zakończonych przed upływem 2001 r.

Pomimo trzyletniego okresu zatwierdzania taryf dla ciepła przez Prezesa URE, nadal wiele przedsiębiorstw energetycznych miało problemy z prawidłowym przygotowaniem wniosku taryfowego. Napływające wnioski najczęściej nie pozwalały na zatwierdzenie taryf w przedstawionej przez przedsiębiorstwa wersji. Wymagały one wielu korekt i uzupełnień, powodując wydłużanie się procesu zatwierdzania taryf dla ciepła. Wiele przedsiębiorstw ciepłowniczych miało poważne problemy z właściwą interpretacją przepisów i z prawidłowym sporządzeniem wniosku taryfowego. Najwięcej trudności z opracowaniem taryfy miały małe przedsiębiorstwa, w szczególności te, które przygotowywały taryfę po raz pierwszy. W składanych wnioskach taryfowych występowały w szczególności następujące nieprawidłowości:

- utożsamianie kosztów poniesionych z kosztami uzasadnionymi,

- nieprawidłowy podział odbiorców na grupy,
- niewłaściwe przypisywanie kosztów poszczególnym grupom odbiorców,
- obciążanie działalności koncesjonowanej kosztami innych rodzajów działalności,
- przyjmowanie do planowanych kosztów modernizacji i rozwoju wartości nakładów inwestycyjnych,
- zawyżanie poziomu cen paliw.

2.2.3. Poziom cen i stawek opłat w zatwierdzonych taryfach dla ciepła

Zgodnie z rozporządzeniem taryfowym dla ciepła taryfy przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie jego wytwarzania, zawierają ceny za zamówioną moc cieplną, ceny ciepła i ceny nośnika ciepła. Ich ceny są nieporównywalne ze względu na różne jednostki odniesienia (zł/MW, zł/GJ i zł/m³). Aby określać skutki zmiany tych cen dla odbiorców, rozporządzenie taryfowe dla ciepła nakłada obowiązek obliczania średnich wskaźnikowych cen ciepła. Ceny te stanowią iloraz sumy opłat od odbiorców (za zamówioną moc cieplną, za ciepło i za nośnik ciepła) i sumy ciepła oddanego do sieci oraz sprzedanego odbiorcom bezpośrednio ze źródeł ciepła.

Analogicznie określane są średnie wskaźnikowe stawki opłat za usługi przesyłowe, które stanowią iloraz sumy opłat od odbiorców (stałych i zmiennych opłat za usługi przesyłowe i opłat abonamentowych) i sumy ciepła sprzedanego odbiorcom przyłączonym do sieci ciepłowniczych.

W celu umożliwienia porównań w skali makro, tj. całego kraju i w skali województw, określono średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe, które obliczono na podstawie zatwierdzonych w 2001 r. taryf dla ciepła jako:

- a) w zakresie wytwarzania ciepła → iloraz sumy przychodów (stanowiących sumę iloczynów średnich wskaźnikowych cen ciepła i ilości sprzedanego ciepła) i sumy ilości sprzedanego ciepła,
- b) w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła → iloraz sumy przychodów (stanowiących sumę iloczynów średnich wskaźnikowych stawek opłat za usługi przesyłowe i ilości sprzedanego ciepła) i sumy ilości sprzedanego ciepła.

Tabela 6. Średni poziom cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe

Lp	Województwo	Średnioważona cena ciepła [zł/GJ]	Średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe [zł/GJ]
1	Mazowieckie	21,53	8,43
2	Dolnośląskie	23,23	9,99
3	Opolskie	25,18	9,62
4	Kujawsko-pomorskie	24,91	10,83
5	Wielkopolskie	23,73	8,31
6	Pomorskie	22,27	13,08
7	Warmińsko-mazurskie	25,64	9,15
8	Małopolskie	20,65	10,98
9	Podkarpackie	26,50	9,48
10	Śląskie	22,01	9,05
11	Łódzkie	22,43	8,41
12	Świętokrzyskie	22,84	8,68
13	Zachodniopomorskie	28,00	8,14
14	Lubuskie	28,02	5,92
15	Lubelskie	23,47	9,15
16	Podlaskie	22,95	10,20
	Ogółem kraj	23,01	9,30

Średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe należy traktować wyłącznie jako orientacyjne wskaźnikowe ceny i stawki opłat (służące do porównań w skali makro), a nie jako ceny ciepła i stawki opłat za usługi przesyłowe, stosowane w rozliczeniach z odbiorcami.

Obliczone według wcześniej omówionych zasad średnioważone ceny ciepła i stawki opłat za usługi przesyłowe, porównano z ostatnio stosowanymi średnioważonymi cenami i stawkami opłat w przedsiębiorstwach, którym zatwierdzono taryfy w 2001 r. i na tej podstawie określono wzrost średnioważonych cen ciepła oraz

średnioważonych stawek opłat za usługi przesyłowe w poszczególnych województwach i w skali kraju.

Trzeba zwrócić uwagę, że wzrost ten jest określany dla pierwszego roku stosowania taryfy i nie można go utożsamiać z rokiem kalendarzowym, gdyż taryfy były zatwierdzone w różnych miesiącach 2001 r., co wpływa na termin ich wprowadzenia do rozliczeń z odbiorcami (nie wcześniej niż 14 dni po opublikowaniu we właściwym miejscowo wojewódzkim dzienniku urzędowym). Jednocześnie, w zależności od terminu opublikowania i okresu ich obowiązywania, taryfy te będą stosowane w latach 2001-2004.

Tabela 7. Wzrost średnioważonych cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe oraz wzrost przychodów przedsiębiorstw, którym w 2001 r. zatwierdzono taryfy dla ciepła

Lp	Województwo	Średni wzrost w %		
		cen ciepła	stawek opłat za usługi przesyłowe	przychodów ze sprzedaży ciepła
1	Mazowieckie	7,49	15,64	9,37
2	Dolnośląskie	5,83	17,06	8,84
3	Opolskie	8,35	4,43	7,16
4	Kujawsko-pomorskie	4,05	22,65	8,77
5	Wielkopolskie	5,80	11,41	6,58
6	Pomorskie	5,07	9,46	6,45
7	Warmińsko-mazurskie	3,39	32,42	10,22
8	Małopolskie	5,69	8,11	6,42
9	Podkarpackie	6,17	15,61	8,02
10	Śląskie	4,66	10,91	6,26
11	Łódzkie	3,55	22,43	7,95
12	Świętokrzyskie	11,04	17,46	11,92
13	Zachodniopomorskie	7,75	10,00	8,21
14	Lubuskie	7,11	13,41	8,24
15	Lubelskie	9,06	18,19	11,51
16	Podlaskie	5,42	16,57	8,64
	Ogółem kraj	5,94	14,94	8,11

Średnioważona cena ciepła wzrosła w skali kraju w stosunku do średnioważonej ceny ostatnio stosowanej o 5,94%, a zróżnicowanie wzrostu tej ceny w poszczególnych województwach zawiera się w przedziale od 3,39 do 11,04%. Największy wzrost średnioważonej ceny ciepła o 11,04% wystąpił w województwie świętokrzyskim, ale trzeba zauważyć, że poziom tej ceny (22,84 zł/GJ) jest niższy od średnioważonej ceny ciepła w skali kraju, wynoszącej 23,01 zł/GJ. Podobnie jest w województwie mazowieckim, gdzie wzrost średnioważonej ceny ciepła jest wyższy od średniej krajowej i wynosi 7,49%, ale średnioważona cena ciepła wynosi 21,53 zł/GJ, a więc też jest niższa od średniej w kraju.

Średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe wzrosła w skali kraju o 14,94%, a zróżnicowanie wzrostu tej stawki opłat w poszczególnych województwach zawiera się w przedziale od 4,43% w woj. opolskim do 32,42% w województwie warmińsko-mazurskim. Należy jednak wskazać, że mimo tak dużej różnicy wzrostu stawki opłaty za usługi przesyłowe między tymi województwami, ich poziom jest w obu tych województwach zbliżony do średniej krajowej (9,30 zł/GJ), gdyż wynosi odpowiednio 9,62 i 9,15 zł/GJ. Z kolei w województwie lubelskim poziom średnioważonej stawki opłaty jest identyczny jak w województwie warmińsko-mazurskim, a wzrost tej stawki jest wprawdzie wyższy od średniej krajowej (18,19%), ale jest znacznie niższy niż w województwie warmińsko-mazurskim.

Średni wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła określono na podstawie przychodów przedsiębiorstw

w poszczególnych województwach i w kraju, wynikających z cen i stawek opłat w zatwierdzonych w 2001 r. taryfach, w stosunku do przychodów wynikających z cen i stawek opłat ostatnio stosowanych. Średni wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła pozwala na ocenę wzrostu opłat z tytułu zaopatrzenia w ciepło w województwach i w kraju oraz stanowi syntetyczny wskaźnik, służący do porównań makroekonomicznych. Trzeba podkreślić, że średni wzrost przychodów w województwach i w kraju jest określany na podstawie przychodów różnej wielkości przedsiębiorstw, o bardzo zróżnicowanym zakresie działalności. Dlatego nie można go utożsamiać ze wzrostem opłat ponoszonych w różnych miejscowościach, przez różne grupy odbiorców. Opłaty te można bowiem określić jedynie w skali przedsiębiorstwa, na podstawie cen i stawek opłat ustalonych w taryfie oraz zamówionej mocy cieplnej i sprzedaży ciepła dla poszczególnych grup odbiorców.

Wzrost ten wynosi średnio 8,11%, przy czym najniższy wynosi 6,26% w województwie śląskim, a najwyższy 11,92% w województwie świętokrzyskim, ale w obu tych województwach średnioważona cena ciepła i stawka opłaty za usługi przesyłowe są niższe od średniej krajowej. Jednocześnie trzeba zwrócić uwagę, że udział przychodów z tytułu świadczenia usług przesyłowych stanowi w skali kraju ok. 26% łącznych przychodów, planowanych na pierwszy rok obowiązywania taryf zatwierdzonych w 2001 r., a więc jest prawie 3-krotnie mniejszy od planowanych w tym samym czasie przychodów z działalności gospodarczej związanej z wytwarzaniem ciepła.

Rysunek 3. Średni wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła planowanych na pierwszy rok stosowania taryfy (w %)



Tak więc wzrost stawek opłat za usługi przesyłowe powoduje znacznie mniejszy wzrost opłat dla odbiorców niż wzrost cen ciepła.

Warto podkreślić, że ostateczne wzrosty płatności za ciepło, w przypadku większości przedsiębiorstw energetycznych są niższe od proponowanych przez te przedsiębiorstwa w pierwszych wersjach wniosków o zatwierdzenie taryfy. Analiza kosztów przyjmowanych przez te przedsiębiorstwa jako uzasadnione do ustalenia cen i stawek opłat, prowadziła do weryfikacji i zmniejszenia tych kosztów, a w konsekwencji do obniżenia cen i stawek opłat dla odbiorców końcowych.

2.3. Taryfy dla paliw gazowych

2.3.1. Zasady ustalania taryf dla paliw gazowych

Szczegółowe zasady kalkulacji taryf dla paliw gazowych, do dnia 29 stycznia 2001 r. określało rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 6 grudnia 1999 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach (Dz. U. Nr 102, poz. 1188), które obowiązywało w zakresie, w jakim nie było sprzeczne z ustawą – Prawo energetyczne w brzmieniu nadanym przez ustawę nowelizującą. Natomiast w dniu 30 stycznia 2001 r. weszło w życie rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 20 grudnia 2000 r. w sprawie zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2001 r. Nr 1, poz. 8 ze zm.), zwane dalej „rozporządzeniem taryfowym dla paliw gazowych”.

W stosunku do roku 2000 przepisy znowelizowanej ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzenia taryfowego dla paliw gazowych wprowadziły szereg zmian w zakresie kształtowania taryf, z których najważniejsze to:

- 1) kalkulowanie stawek opłat za przyłączenie do sieci, na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączania podmiotów, określonych w obowiązującym dla przedsiębiorstwa energetycznego planie rozwoju, o którym mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne,
- 2) przyjęcie zasady, zgodnie z którą koszty wynikające z nakładów na budowę odcinków sieci służących przyłączaniu podmiotów do sieci danego ciśnienia, z wyłączeniem kosztów pokrytych wniesionymi opłatami za przyłączenie, stanowią podstawę kalkulacji składnika stałego stawek opłat sieciowych za usługi przesyłowe,
- 3) kalkulowanie stawek opłat za usługi przesyłowe w taki sposób, aby udział opłat stałych za świadczenie usług przesyłowych, w łącznych opłatach za te usługi dla danej grupy odbiorców nie przekroczył 40%,
- 4) możliwość występowania z wnioskiem o korektę cen paliwa gazowego, nie częściej niż raz na kwartał – w przypadku zakupu paliw gazowych z importu po cenach wyższych lub niższych o więcej niż 5% w sto-

sunku do cen przyjętych do kalkulacji w zatwierdzonej taryfie.

Wszystkie te zmiany miały zasadniczy wpływ na proces zatwierdzania taryf dla paliw gazowych w 2001 r. Wywołały one również konieczność dokonania korekt taryf przedsiębiorstw, zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, które zatwierdzone zostały (na okres jednego roku) w roku 2000 w miesiącach marzec – sierpień.

Rok 2001, w zakresie zatwierdzania taryf dla paliw gazowych był rokiem trudnym, w związku z:

- istotnym wzrostem kosztów zakupu paliw gazowych z importu; powyższe było następstwem wysokiego wzrostu w roku 2000 (o 30 – 40%) cen produktów ropopochodnych na rynkach światowych, które – z uwagi na formuły cenowe przyjęte w kontraktach importowych – wywierają bezpośredni wpływ na ceny paliw gazowych w Polsce (przede wszystkim gazu wysokometanowego); zmiany cen paliw w ww. kontraktach, następują bowiem proporcjonalnie do zmian cen produktów ropopochodnych z ok. 9-miesięcznym opóźnieniem,
- realizacją niektórych „niekorzystnych”, z punktu widzenia racjonalności zachowań odbiorców, przepisów ustawy nowelizującej oraz rozporządzenia taryfowego dla paliw gazowych.

Należy przy tym pamiętać, że sektor gazowy jako ostatni po sektorze ciepłowniczym i elektroenergetycznym został „uwolniony spod cen urzędowych” (cen, które w przypadku paliw gazowych miały ubogą i niewłaściwą strukturę). Tak więc działania Prezesa URE w latach 2000-2001, pomimo powyżej wskazanych niekorzystnych uwarunkowań, były krokami milowymi w kształtowaniu się taryf dla paliw gazowych i dochodzeniem ich struktur do optymalnego poziomu.

2.3.2. Proces zatwierdzania taryf dla paliw gazowych

W 2001 r. do Prezesa URE wpłynęło 25 wniosków taryfowych w zakresie paliw gazowych, w sprawie których postępowanie zostało zakończone wydaniem:

- 4 decyzji zatwierdzających drugie taryfy dla paliw gazowych,
- 10 decyzji zatwierdzających pierwsze taryfy dla paliw gazowych,
- 7 decyzji zatwierdzających zmiany taryf dla paliw gazowych,
- 2 decyzji umarzających postępowanie,
- 2 decyzji odmawiających zatwierdzenia taryf dla paliw gazowych.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2001 r., Prezes URE zatwierdził taryfy dla paliw gazowych ustalone przez przedsiębiorstwa energetyczne wymienione w tabeli 8.

Na wniosek strony, Prezes URE umorzył postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy ustalonej przez Zakład Odmetanowania Kopaliń Sp. z o.o. w Jastrzębiu Zdroju oraz postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy ustalonej przez Technologie Gazowe Piecobiogaz

Tabela 8. Taryfy i zmiany taryf dla paliw gazowych zatwierdzone w roku 2001

Lp	Przedsiębiorstwo	Data decyzji	Data publikacji	Nr Biuletynu Branżowego URE - Paliwa gazowe
Taryfy dla paliw gazowych				
1	Zakłady Koksownicze „Zdzieszowice” Sp. z o.o.	20.04.01	23.04.01	4/2001
2	Zakłady Koksownicze „Przyjaźń” Przedsiębiorstwo Państwowe – Dąbrowa Górnicza	20.04.01	23.04.01	4/2000
3	Energomedia Sp. z o.o. – Trzebinia	11.05.01	15.05.01	5/2001
4	Zakład Usług Gazowniczych „LOKGAZ” Sp. z o.o. – Kaźmierz	13.06.01	18.06.01	6/2001
5	Petrico S.A. – Karlino	13.06.01	18.06.01	6/2001
6	Zakład Instalatorstwa Sanitarnego i Ogrzewania inż. Andrzej Szajda – Kluczbork	20.07.01	23.07.01	7/2001
7	Zakład Czynników Energetycznych Sp. z o.o. – Nowa Dęba	3.08.01	7.08.01	8/2001
8	Fabryka Maszyn „GLINIK” S.A. – Gorlice	13.08.01	14.08.01	9/2001
9	Huta „Pokój” S.A. – Ruda Śląska	13.08.01	14.08.01	9/2001
10	KB-Gaz Technologia i Energia Sp. z o.o. – Szczecin	23.08.01	24.08.01	11/2001
11	Kopalnie i Zakłady Przetwórcze Siarki „Siarkopol” Przedsiębiorstwo Państwowe – Tarnobrzeg	24.08.01	28.08.01	12/2001
12	FENICE Poland Sp. z o.o. – Bielsko Biała	14.09.01	17.09.01	13/2001
13	Huta „Andrzej” S.A. – Zawadzkie	8.10.01	15.10.01	14/2001
14	RCEkoenergia Sp. z o.o. – Czechowice Dziedzice	29.10.01	31.10.01	15/2001

Zatwierdzenie zmian taryf dla paliw gazowych				
1	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.	28.02.01	28.02.01	1/2001
2	Petrico S.A. – Karlino	9.03.01	14.03.01	2/2001
3	HSW – Zakład Energetyczny Sp. z o.o. – Stalowa Wola	13.03.01	14.03.01	2/2001
4	Zakład Usług Gazowniczych „LOKGAZ” Sp. z o.o. – Kaźmierz	23.03.01	30.03.01	3/2001
5	FENICE Poland Sp. z o.o. – Bielsko Biała	13.06.01	18.06.01	6/2001
6	Media Odra Warta Sp. z o.o. – Poznań	13.06.01	18.06.01	6/2001
7	„ANCO” Sp. z o.o. – Odolanów	19.07.01	23.07.01	7/2001

Sp. z o.o. w Wysogotowie, w związku z zaprzestaniem prowadzenia przez te przedsiębiorstwa działalności koncesjonowanej w zakresie paliw gazowych.

W omawianym okresie Prezes URE dwukrotnie odmówił zatwierdzenia taryfy dla paliw gazowych. Obydwie decyzje dotyczyły drugiej taryfy ustalonej przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. (PGNiG S.A.) z siedzibą w Warszawie.

Taryfa PGNiG S.A. jest najważniejszą taryfą zatwierdzaną w odniesieniu do sektora paliw gazowych, z uwagi na strategiczną pozycję tego przedsiębiorstwa w tym sektorze. PGNiG S.A. obsługuje ponad 6,7 mln odbiorców dostarczając im 4 rodzaje paliw gazowych. Podstawowe znaczenie ma gaz ziemny wysokometanowy, w następnej kolejności jest gaz ziemny zaazotowany, z kolei gaz propan – butan rozprężony i propan – butan powietrze mają znaczenie lokalne. Ponadto, przedsiębiorstwo to dostarcza gaz ziemny przedsiębiorstwom prowadzącym działalność dystrybucyjną. Stąd też taryfa PGNiG S.A. stanowiła podstawę ustalenia taryf przez pozostałe przedsiębiorstwa.

W dniu 31 stycznia 2001 r. PGNiG S.A. złożyło wniosek o zmianę taryfy 1/2000 dla paliw gazowych. Zgodnie

z zasadą uwzględniania w taryfie kosztów uzasadnionych, skorygowano proponowane przez PGNiG S.A. ceny paliw gazowych oraz zweryfikowano stawki opłat przesyłowych z punktu widzenia ochrony odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen. Dokonana weryfikacja wniosku nie mogła do końca zapobiec negatywnym, dla części odbiorców, skutkom realizacji przyjętych rozwiązań systemowych, wprowadzonych ustawą nowelizującą oraz rozporządzeniem taryfowym dla paliw gazowych. W szczególności, zgodnie z art. 45 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych kalkulują stawki opłat za usługi przesyłowe w taki sposób, aby udział opłat stałych za świadczenie usług przesyłowych w łącznych opłatach za te usługi dla danej grupy odbiorców nie był większy niż 40%.

Już w trakcie postępowania w sprawie zatwierdzenia zmiany taryfy PGNiG S.A. stwierdzono, iż sam fakt „uzmiennienia opłat przesyłowych”, bez zmiany ceny gazu, powodował skutki finansowe dla poszczególnych odbiorców, w ramach danej grupy taryfowej, mieszczące się w przedziale [-30% +25%], skutki te były tym bardziej rozbieżne, im bardziej różnorodna była, ze wzglę-

du na współczynnik wykorzystania mocy, charakterystyka odbiorców w grupie.

Analizując skutki, dla odbiorców gazu, wejścia w życie art. 45 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne trzeba wskazać na dwie istotne przyczyny, które spowodowały, iż w przypadku paliw gazowych istota tego zapisu nie sprawdziła się.

- 1) W odniesieniu do najliczniejszej grupy odbiorców gazu a więc odbiorców domowych (grupy taryfowe od W-1, Z-1 do W-4, Z-4), opłaty stałe były i są niskie, a ich udział w łącznych opłatach przesyłowych przed zmianą taryfy 1/2000 nie przekraczał 10%. Biorąc ten fakt pod uwagę nie było tu potrzeby wymuszenia ograniczenia opłat stałych. Tak więc problem ograniczenia opłat stałych został przeniesiony do grup odbiorców przemysłowych, w których wymiar opłat stałych ma zdecydowanie inny charakter, z uwagi na fakt, iż odbiorca przemysłowy zamawiając określoną moc, a tym samym rezerwując określoną zdolność przesyłową sieci, bezpośrednio wpływa na wysokość ponoszonej opłaty stałej,
- 2) W ustawie nowelizującej przyjęta została „asymetria dostosowania taryfy”, polegająca na wyłącznym dostosowaniu stawek świadczenia usług przesyłowych, bez uwzględnienia wcześniej przyjętej alokacji kosztów i pierwotnej struktury taryfy. Innymi słowy, ustalona przez PGNiG S.A. w roku 2000 taryfa dla paliw gazowych, w przypadku odbiorców przemysłowych kwalifikowanych do grup taryfowych od W-5, Z-5 do W-10, Z-10, przewidywała jako kryterium kwalifikacyjne moc zamówioną i w oparciu o taki podział zostały skalkulowane stawki przesyłowe. Następnie, na tak ustalonej strukturze, dokonano zmiany w kalkulacji stawek przesyłowych w tych grupach przy, nieznanym odniesieniu w kosztach alokacji przychodów, które po tej zmianie są w 60% zależne od ilości pobranego gazu i w 40% od zamówionej mocy. W przypadku paliw gazowych, których pobór w stosunku do energii elektrycznej charakteryzuje się znacznie mniejszą równomiernością, w stosunku zaś do ciepła mniejszą sezonowością, zróżnicowanie odbiorców jest duże, gdyż do tej samej grupy taryfowej kwalifikowani są zarówno odbiorcy sezonowi, jak i odbiorcy równo pobierający gaz (współczynniki wykorzystania mocy od 0,1 do 0,99). Skutki finansowe takiego dostosowania stawek przesyłowych dla poszczególnych odbiorców znacznie się różnią.

W pierwszych dniach po ogłoszeniu zmiany taryfy 1/2000 dla paliw gazowych ustalonej przez PGNiG S.A. i zatwierdzonej decyzją z dnia 28 lutego 2001 r., do URE wpłynęło wiele niepokojących sygnałów od odbiorców przemysłowych, o wysokim wzroście płatności za dostawy gazu. Symptomatyczne było to, iż reklamacje pochodziły od odbiorców pobierających równomiernie w ciągu roku znaczne ilości gazu przy wysokim współczynniku wykorzystania mocy. Głównie protestowali odbiorcy grup W-5, W-6 i W-7, w których to grupach znajdują się zarówno zakłady przemysłu szklarskiego i ceramiczne-

go o równym poborze gazu w ciągu roku i dla których zmiana taryfy 1/2000 była bardzo niekorzystna, jak i kotłownie o bardzo niskim wykorzystaniu mocy poza sezonem grzewczym, które skorzystały na zmianie polegającej na ograniczeniu opłat stałych.

Pomimo, iż Prezes URE w trakcie prowadzonego postępowania wskazał PGNiG S.A. na konieczność zwyryfikowania stawek opłat przesyłowych pod kątem złagodzenia skutków ich uzmiennienia dla odbiorców o wysokim stopniu wykorzystania zamówionej mocy oraz dużym poborze gazu, to i tak z wcześniej wymienionych powodów wzrost opłaty za gaz dla poszczególnych odbiorców znacznie odbiegał od średniego wzrostu w grupie.

Spotkanie w dniu 9 maja 2001 r. Prezesa URE oraz Ministra Gospodarki z Zarządem PGNiG S.A., którego celem było pilne wypracowanie rozwiązania zmierzającego do złagodzenia wysokiego wzrostu płatności dla niektórych odbiorców, zaowocowało podjęciem przez ww. Zarząd uchwały, na mocy której odbiorcom, dla których wzrost płatności przekroczył 28%, do czasu ustalenia drugiej taryfy udzielane będą upusty.

W 2001 r. Prezes URE dwukrotnie odmówił zatwierdzenia drugiej taryfy przedłożonej przez PGNiG S.A. (decyzja z dnia 17 sierpnia 2001 r. – informacja w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe Nr 10/2001 z dnia 21 sierpnia 2001 r. i decyzja z dnia 12 października 2001 r. – informacja w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe Nr 14/2001 z dnia 15 października 2001 r.).

Pierwsze postępowanie administracyjne prowadzone w sprawie zatwierdzenia powyższej taryfy wykazało, że nie została ona przygotowana zgodnie z wymogami ustawy – Prawo energetyczne i rozporządzenia taryfowego dla paliw gazowych. Przedsiębiorstwo w szczególności skalkulowało stawki opłat niezgodnie z art. 45 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne i w większości grup taryfowych udział opłat stałych za świadczenie usług przesyłowych w łącznych opłatach za te usługi dla danej grupy odbiorców był większy niż 40%. Ponadto, przedsiębiorstwo nie skalkulowało w taryfie stawek opłat dystansowych, o których mowa w § 19 pkt 2 lit. a rozporządzenia taryfowego dla paliw gazowych. Brak stawek dystansowych uniemożliwia wprowadzenie mechanizmów konkurencyjnych do sektora i konsekwentne jego liberalizowanie. PGNiG S.A. nie przedłożyło, pomimo wezwania, szczegółowego uzasadnienia kosztów finansowych przyjętych do kalkulacji cen i stawek opłat. Przedsiębiorstwo nie udostępniło odpowiednich dokumentów dotyczących zakupu paliw gazowych, co uniemożliwiło dokonanie rzetelnej oceny, czy ustalona w taryfie cena gazu wysokometanowego (podstawowego paliwa gazowego) oparta jest o koszty uzasadnione.

Ustalone przez PGNiG S.A. ceny i stawki opłat nie zapewniały, zgodnie z art. 45 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen. Analiza skutków proponowanych cen i stawek opłat w grupach taryfowych, do

których zakwalifikowani są odbiorcy domowi, pozwoliła stwierdzić, iż np. w przypadku odbiorców pobierających gaz wyskometanowy do celów przygotowania posiłków (grupa taryfowa W-1) średni wzrost opłat wyniósłby 23,5%, natomiast w przypadku odbiorców pobierających gaz zaazotowany do celów przygotowywania posiłków (grupa taryfowa Z-1) wzrost ten wyniósłby 27,6%, co jest sprzeczne z przyjętą w § 29 ust. 3 rozporządzenia taryfowego dla paliw gazowych, zasadą eliminacji subsydiowania skrośnego i dochodzeniem do cen ekonomicznych, jak również z „Załoženiami polityki energetycznej Polski do 2020 r.”, które w myśl art. 23 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE musi uwzględniać regulując działalność przedsiębiorstw energetycznych. Również w przypadku znacznej części odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych W-5.2, W-8.2 oraz Z-5.2, Z-6.2, Z-7.2, Z-8.2 (m.in. odbiorcy o wysokim współczynniku wykorzystania mocy, tj. małe huty szkła, zakłady ceramiczne, dla których koszt pozyskania gazu istotnie wpływa na wynik prowadzonej działalności gospodarczej) wzrost opłat w stosunku do opłat ponoszonych przez nich w 2000 r. przekroczyłby 30%. Z tych m.in. względów Prezes URE, decyzją z dnia 17 sierpnia 2001 r. odmówił zatwierdzenia przedłożonej taryfy.

W taryfie przedłożonej po raz kolejny wraz z wnioskiem z dnia 28 sierpnia 2001 r. PGNiG S.A. ponownie nie ustaliło stawek opłat dystansowych. Ponadto, skalkulowane w tej taryfie ceny i stawki opłat powodowały wprawdzie mniejsze niż poprzednio wzrosty cen (ok. 19,7%), ale ich poziom również nie mógł zostać zaakceptowany. Tym bardziej, że zmiana taryfy 1/2000 ustalona przez PGNiG S.A. i wprowadzona w życie 15 marca 2001 r., skutkowała już ok. 16% wzrostem średniej ceny dla tych grup odbiorców. Nałożenie się dwu wysokich podwyżek, związanych z dostawą paliw gazowych dla odbiorców domowych, w skali kilku miesięcy, nie mogło

uzyskać akceptacji Prezesa URE. Stwierdzono ponadto, że o ile eliminacja subsydiowania odbiorców domowych przez odbiorców przemysłowych jest konieczna, to przyjęte przez PGNiG S.A. jej tempo oraz dynamika wzrostu cen w grupach taryfowych obejmujących, w szczególności małych odbiorców domowych (W-1, W-2, Z-1, Z-2 oraz R-1 i B-1) jest nie do zaakceptowania, zarówno z uwagi na fakt, że nie znajduje uzasadnienia w kosztach przedsiębiorstwa, jak i ze względu na skutki finansowe dla odbiorców.

2.4. Ceny węgla brunatnego

Podobnie jak w roku 2000, ceny węgla brunatnego stosowane przez kopalnie w stosunku do elektrowni kształtowane były w oparciu o rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 października 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania cen węgla brunatnego (Dz. U. Nr 132, poz. 868).

W marcu 2001 r. zostały zatwierdzone bazowe ceny dla węgla wskaźnikowego stosowane wobec elektrowni przez trzy kopalnie:

- KWB Bełchatów S.A. w Rogowcu – 38,95 zł/Mg (wzrost o 11,4%),
- KWB Konin S.A. w Kleczewie – 47,25 zł/Mg (wzrost o 12,1%),
- KWB „Adamów” S.A. w Turku – 51,24 zł/Mg (wzrost o 12,1%).

W roku 2001 cena dla Kopalni „Turów” S.A. w Bogatyni była identyczna jak zatwierdzona w kwietniu 2000 r., gdyż jej okres obowiązywania został przedłużony do 31 grudnia 2001 r.

Proponowane przez kopalnie wzrosty cen węgla wskaźnikowego spowodowane były, oprócz wzrostu jednostkowego kosztu wydobycia węgla, przede wszystkim spadkiem wydobycia węgla (a tym samym jego sprzedaży) w roku 2000, który zgodnie z powołanym

Tabela 9. Ceny węgla brunatnego zatwierdzone w roku 2001

Lp	Nazwa kopalni	Data wpływu wniosku	Cena węgla wskaźnikowego w 2000 r. netto w zł/Mg	Cena węgla wskaźnikowego w 2001 r. netto w zł/Mg	Wzrost ceny proponowany przez kopalnię w %	Wzrost ceny zatwierdzony w %
		Data decyzji zatwierdzającej cenę i publikacji				
1	KWB „Bełchatów” S.A. w Rogowcu	12.02.2001	34,97	38,95	19,8	11,4
		16.03.2001				
2	KWB „Turów” S.A. w Bogatyni	8.03.2001	59,07	59,07	-	-
		3.04.2001 ^{*)}				
3	KWB „Adamów” S.A. w Turku	14.02.2001	45,71	51,24	21,6	12,1
		23.03.2001				
4	KWB „Konin” S.A. w Kleczewie	9.02.2001	42,16	47,25	16,1	12,1
		23.03.2001				

*) Na mocy decyzji z 3 kwietnia 2001 r. przedłużono termin obowiązywania cen węgla brunatnego, zatwierdzonej decyzją z roku 2000, do dnia 30 czerwca 2001 r. Następną decyzją w sprawie przedłużenia terminu jej obowiązywania, tym razem do dnia 31 grudnia 2001 r. zapadła 13 czerwca 2001 r. na wniosek kopalni z dnia 25 maja 2001 r.

rozporządzeniem – stanowi podstawę kalkulacji bazowej ceny węgla wskaźnikowego.

Działania regulacyjne polegające na weryfikacji kosztów przyjętych przez kopalnie we wnioskach, pozwoliły na ograniczenie wnioskowanych podwyżek cen węgla.

2.5. Zwalnianie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia

W świetle art. 49 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi, że działa ono na rynku konkurencyjnym, albo cofnąć udzielone zwolnienie w przypadku ustania warunków uzasadniających zwolnienie. Zwolnienie to może dotyczyć określonej części działalności prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne, w zakresie w jakim działalność ta prowadzona jest na rynku konkurencyjnym. Cytowany przepis nie precyzuje pojęcia „rynek konkurencyjny”. Z tego względu należy przypomnieć, że kryteria rynku konkurencyjnego zostały określone w „Stanowisku Prezesa URE w sprawie kryteriów uznania rynku energii elektrycznej za rynek konkurencyjny” z dnia 30 czerwca 2000 r.

W wymienionym „Stanowisku ...” zdefiniowany został rynek konkurencyjny jako rynek, na którym w wyniku gry podaży i popytu zostaje wyznaczona cena transakcji, a odbiorca ma prawo swobodnego wyboru dostawcy oraz jego zmiany bez ponoszenia nadmiernych kosztów. Na rynku konkurencyjnym każdy z podmiotów funkcjonuje w otoczeniu podobnych warunków zewnętrznych. Zawierane na nim transakcje poddane są regulacjom cywilno-prawnym lub zwyczajowym, a informacja na temat cen oferowanych dóbr jest powszechnie dostępna. Powyższe stanowisko wskazuje, iż Prezes URE rozważając każdorazowo podjęcie decyzji o zwolnieniu konkretnego przedsiębiorstwa z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej, identyfikuje i ocenia konkurencyjność rynku, na którym działa to przedsiębiorstwo, biorąc pod uwagę następujące kryteria (atributy) rynku:

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

W omawianym „Stanowisku ...” stwierdzono, iż wymienione powyżej kryteria nie są wystarczające do uznania określonego rynku (bądź jego segmentu), na którym działa dane przedsiębiorstwo, za rynek konkurencyjny. Dlatego też przy podejmowaniu konkretnej

decyzji administracyjnej, dotyczącej uznania danego rynku za rynek konkurencyjny brane są pod uwagę również inne uwarunkowania, określone w „Stanowisku ...”, takie jak: poziom rozwoju rynku, równy dostęp do informacji, siła rynkowa przedsiębiorstw, dywersyfikacja struktury własnościowej. Rozpatrując wnioski przedsiębiorstw energetycznych o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, Prezes URE każdorazowo żąda przesłania wyjaśnień i dokumentów dotyczących charakterystyki rynku, na którym wnioskodawca prowadzi działalność z uwzględnieniem m.in. działających konkurentów, struktury odbiorców, struktury sprzedaży w ujęciu ilościowym i wartościowym, ceny sprzedawanej energii elektrycznej lub ciepła, szacunkowego (w %) udziału w rynku wnioskodawcy i konkurentów.

2.5.1. Zwalnianie z obowiązku przedkładania taryf dla energii elektrycznej do zatwierdzenia

W roku 2001 Prezes URE podjął decyzję o zwolnieniu części przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku przedkładania taryf dla energii elektrycznej, zgodnie z przytoczonym poniżej stanowiskiem, opublikowanym w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki Nr 4 z dnia 1 lipca 2001 r.

Stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem i obrotem energią elektryczną z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia (z dnia 28 czerwca 2001 r.)

Uwzględniając zaawansowany proces wdrażania mechanizmów rynku konkurencyjnego w sektorze elektroenergetycznym, działając na podstawie art. 49 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255 oraz 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099), uznaję przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem i obrotem energią elektryczną za działające na rynku konkurencyjnym.

W związku z tym z dniem 1 lipca 2001 r. zwalniam przedsiębiorstwa posiadające koncesję na wytwarzanie lub obrót energią elektryczną z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej.

Decyzję tę podjąłem po dokonaniu wszechstronnej analizy rynku energii elektrycznej, ze szczególnym uwzględnieniem stopnia wypełnienia kryteriów rynku konkurencyjnego, zawartych w Stanowisku Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 30 czerwca 2000 r. w sprawie kryteriów uznania rynku energii elektrycznej za rynek konkurencyjny (Biuletyn URE nr 4/2000). Za najbardziej istotne uznałem zmiany instytucjonalne i własnościowe oraz prawno-organizacyjne w sektorze elektroenergetycznym. Procesy te wywołały również modyfikację regulacji

postępowania uczestników rynku. Zwolnienie nie dotyczy:

- przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła – w odniesieniu do energii objętej obowiązkiem zakupu zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. Nr 122, poz. 1336),
- operatora systemu przesyłowego – w odniesieniu do minimalnych ilości energii określonych w jego taryfie,
- przedsiębiorstw energetycznych posiadających jednocześnie koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej – w odniesieniu do energii sprzedawanej odbiorcom końcowym przyłączonym bezpośrednio do sieci tych przedsiębiorstw.

Urząd Regulacji Energetyki będzie nadal monitorował rynek energii elektrycznej i w przypadku stwierdzenia naruszenia zasad konkurencji, działając na podstawie art. 49 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, cofnęć udzielone zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia.

W roku 2001 do URE wpłynęły dwa wnioski o zwolnienie z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej, złożone przez przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. W jednym przypadku Prezes URE stwierdził, iż przedsiębiorstwo w odniesieniu do sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej działa na rynku konkurencyjnym. W związku z tym, decyzją z dnia 31 października 2001 r. Prezes URE zwolnił wnioskodawcę z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej w zakresie jej wytwarzania, w odniesieniu do energii elektrycznej, która nie jest oferowana przedsiębiorstwu energetycznemu prowadzącemu działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej. W drugim natomiast przypadku odmówiono zwolnienia z obowiązku przedkładania taryfy (od decyzji tej zostało złożone odwołanie do Sądu Antymonopolowego).

2.5.2. Zwalnianie z obowiązku przedkładania taryf dla ciepła do zatwierdzenia

W okresie sprawozdawczym do URE wpłynęły trzy wnioski o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf dla ciepła. W jednym przypadku wydano decyzję o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania z uwagi na nieuzupełnienie braków formalnych wniosku, w drugim o umorzeniu postępowania (na wniosek strony), a trzecie postępowanie zakończyło się wydaniem decyzji o odmowie zwolnienia z obowiązku przedkładania taryfy dla ciepła, gdyż negatywnie oceniono rynek działania przedsiębiorstwa wnioskującego, pod względem jego konkurencyjności.

3. Uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych

3.1. Prawne i metodyczne aspekty uzgadniania projektów planów rozwoju sieciowych przedsiębiorstw energetycznych

Duże znaczenie dla przebiegu w roku 2001 procesu uzgadniania projektów planów rozwoju miały postanowienia art. 2 ustawy nowelizującej. Przepis ten nałożył bowiem na przedsiębiorstwa sieciowe obowiązek dostosowania, uzgodnionych z Prezesem URE planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe i energię elektryczną, do wymogów określonych w znowelizowanej ustawie – Prawo energetyczne, do dnia 31 grudnia 2000 r. W efekcie, na początku 2001 r. przedmiotem analiz były korekty planów, których projekty zostały uzgodnione w 2000 r.

Należy odnotować, że w ramach ww. nowelizacji wprowadzono również przepisy, które pozwoliły Prezesowi URE wdrożyć na potrzeby regulacji (w tym również uzgadniania projektów planów rozwoju), metody opierające się na analizach porównawczych.

Generalnie, w toku uzgadniania, projekty planów rozwoju sieciowych przedsiębiorstw energetycznych – ze względu na ich dość szeroki zakres – powinny podlegać odpowiednio szerokiej ocenie. Dotyczy ona w szczególności takich kwestii jak: poziom nakładów inwestycyjnych, projektowany sposób finansowania nowych inwestycji oraz jego wpływ na poziom niezbędnych przychodów przedsiębiorstwa, korelacja planu rozwoju z prognozą rozwoju rynku (regionu) obsługiwanego przez przedsiębiorstwo, spójność z aktami planowania samorządu terytorialnego (w tym szczególnie planami zaopatrzenia w energię), działania prowadzące do ograniczania negatywnego wpływu działalności sieciowej na środowisko naturalne, podejmowania działań mających na celu racjonalizację zużycia paliw i energii u odbiorców.

Projekty planów powinny zatem uwzględniać specyfikę i dynamikę rozwoju poszczególnych regionów i – stosownie do zapisów ustawy – powinny być tworzone w ścisłej współpracy z samorządami lokalnymi. W związku z powyższym, w toku uzgadniania projekty planów są również opiniowane przez zarządy poszczególnych województw. Niemniej jednak ze względu na zadania i rolę jaką ma do spełnienia Prezes URE – w tym w szczególności stworzenie substytutu rynku w dziedzinach, w których z różnych przyczyn konsument nie ma możliwości bezpośredniego porównania ofert poszczególnych dostawców i wyboru najkorzystniejszej spośród nich – z punktu widzenia tak rozumianego procesu regulacji, najważniejszym elementem projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych są zamierzenia inwestycyjne w zakresie modernizacji i rozwoju oraz przewidywany sposób ich finansowania.

Koszty modernizacji i rozwoju przedsiębiorstwa (amortyzacja, zwrot na kapitale) mają bowiem bezpośrednio przełożenie na poziom niezbędnych przycho-

dów, a zatem również na poziom przyszłych taryf przedsiębiorstwa.

W związku z postanowieniami art. 16 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, rozwój przedsiębiorstwa sieciowego powinien być tak zaprojektowany, by realizacja planu była możliwa bez konieczności znacznego wzrostu cen i stawek opłat przesyłowych, w związku z potrzebą zapewnienia przedsiębiorstwu zwiększonego dopływu środków finansowych na realizację inwestycji.

W celu realizacji powyższego przepisu niezbędne jest opracowanie i wdrożenie metod pozwalających na określenie uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych.

Obszar, w którym porusza się regulator jest w tym przypadku wyznaczony, z jednej strony – przez zgłoszone przez poszczególne przedsiębiorstwa sieciowe potrzeby inwestycyjne i konieczne do ich sfinansowania przychody (z reguły mamy do czynienia ze znacznymi wzrostami nakładów inwestycyjnych i proponowanym stosownym zwiększeniem przychodów, przy dość ustabilizowanym poziomie sprzedaży usługi przesyłowej i nieznacznym wzroście liczby odbiorców), z drugiej zaś – ustawowym obowiązkiem świadczenia usług o określonej jakości i dostępności.

W praktyce uzgadniania projektów planów rozwoju, realizacja powyższego postulatu, napotyka na pewne ograniczenia wynikające z asymetrii informacyjnej pomiędzy przedsiębiorstwem i regulatorem oraz znacznego zakresu rzeczowego inwestycji realizowanych przez sieciowe przedsiębiorstwa energetyczne. Analiza poszczególnych inwestycji w układzie rzeczowym i finansowym pod kątem ich zasadności nie wydaje się w tej sytuacji celowa i racjonalna w kontekście niezbędnego nakładu pracy i zaangażowanych środków oraz wyników możliwych do uzyskania tą metodą. Takie podejście wymagałoby bowiem dość szczegółowych przeglądów programów inwestycyjnych i żmudnych negocjacji z przedsiębiorstwami, co przy wspomnianej asymetrii informacyjnej i zakresie rzeczowym inwestycji stawia regulatora już na wstępie na dość trudnej pozycji. Ponadto, występuje szereg innych czynników (najczęściej wynikających z faktu prowadzenia innych nieregulowanych przez Prezesa URE rodzajów działalności), które skutkują tendencją do „przewymiarowywania” nakładów inwestycyjnych.

Powyższe okoliczności spowodowały, że do oceny maksymalnego uzasadnionego poziomu inwestowania zastosowano analizę porównawczą w oparciu o model ekonometryczny. Model ten został zbudowany w oparciu o wymierne cechy poszczególnych zakładów energetycznych, skorelowane z podejmowaniem decyzji inwestycyjnych. Zmienne charakterystyczne zostały wybrane na podstawie analizy korelacji z nakładami inwestycyjnymi oraz racjonalnego wyboru – tj. tak, by określały skalę prowadzonej działalności sieciowej i wielkość przedsiębiorstwa (np. długość sieci, wartość majątku trwałego, wielkość dostaw energii, planowana zmiana liczby odbiorców itp.). Wielkości te przyjęto według war-

tości wykazanych przez zakłady energetyczne w sprawozdaniach za rok 2000 oraz w projektach planów rozwoju. Ze względu na istniejącą w 2001 r. strukturę przedsiębiorstw sieciowych w sektorach gazowniczym i elektroenergetycznym, zastosowanie tej metody możliwe było jedynie w odniesieniu do podsektora przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej.

Z uwagi na specyficzne uwarunkowania procesu inwestowania, przed ostatecznym ustaleniem uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych, wyniki otrzymane z modelu były skonfrontowane z wynikami analizy wskaźnikowej oraz prognozami poszczególnych zakładów energetycznych, dotyczącymi przewidywanego rozwoju obsługiwanego przez dany zakład rynku (dotyczy to np. prognozowanych zmian zapotrzebowania na energię elektryczną i moc, zmian liczby odbiorców).

Ostateczne określenie wielkości „uzasadnionych nakładów inwestycyjnych” wymaga również:

- uwzględnienia realizowanych standardów świadczenia usług przesyłania i dystrybucji,
- sytuacji finansowej zakładów energetycznych – wpływu inwestycji w kontekście przychodów niezbędnych do realizacji planu rozwoju,
- określenia fazy cyklu inwestycyjnego.

Określając poziom uzasadnionych nakładów inwestycyjnych należy również mieć na uwadze sytuacje losowe, wynikające np. z klęsk żywiołowych. Niemniej jednak doświadczenia procesu zatwierdzania taryf w roku 2001, w którym wykorzystano wyniki otrzymane z modelu ekonometrycznego pokazują, że określanie uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych w oparciu o ww. model jest metodą – mimo pewnych ograniczeń – wystarczająco efektywną, racjonalną i spójną.

3.2. Przebieg procesu uzgadniania projektów planów rozwoju w 2001 r.

3.2.1. Projekty planów rozwoju zakładów energetycznych

W związku z wynikającym z art. 2 ustawy nowelizującej, obowiązkiem dostosowania planów rozwoju do wymogów określonych w tej ustawie, z końcem grudnia 2000 r. i w styczniu 2001 r. wpłynęły korekty planów rozwoju zakładów energetycznych. Zakres i metoda modyfikacji projektów planów rozwoju podsektora przesyłania i dystrybucji opracowanych na lata 2000-2002, były wcześniej przedmiotem spotkań i uzgodnień roboczych przedstawicieli poszczególnych zakładów energetycznych i URE.

W efekcie, w 16 przypadkach dostosowane projekty planów rozwoju zostały przyjęte bez uwag. Natomiast w 16 przypadkach przekazano przedsiębiorstwom uwagi. Materiały uzupełniające zostały złożone w okresie luty-marzec 2001 r. W jednym przypadku (ZE Bydgoszcz S.A.) przedsiębiorstwo nie było w stanie opracować aktualizacji planu rozwoju, ze względu na trwające postępowanie taryfowe.

W marcu 2001 r. uzgodniono pierwszy (opracowany w trybie art. 16 ustawy – Prawo energetyczne) projekt planu rozwoju STOEN S.A. Wynikało to z tego, że w roku 2000 projekt planu rozwoju nie uzyskał uzgodnienia z Prezesem URE.

W związku z postanowieniami § 6 ust. 2 rozporządzenia taryfowego dla energii elektrycznej, okres obowiązywania kolejnych taryf dla energii rozpoczyna się 1 lipca danego roku. Ponieważ uzasadnione koszty modernizacji i rozwoju ustala się na podstawie projektów planów rozwoju, to zgodnie z przyjętą zasadą planowania kroczącego, zakłady energetyczne wraz z kolejnym wnioskiem o zatwierdzenie taryfy przygotowały projekty planów rozwoju, obejmujące kolejny okres regulacji. Pismem z dnia 30 marca 2001 r. Prezes URE poinformował o tym fakcie wszystkie zakłady energetyczne oraz przekazał swoje uwagi dotyczące opracowania projektów planów rozwoju na lata 2001-2003, wraz z ramowym projektem planu rozwoju.

Projekty planów rozwoju zakładów energetycznych opracowane na lata 2001-2003 wpłynęły do URE w okresie maj-czerwiec 2001 r. Do oceny projektów planów, w części dotyczącej planowanych inwestycji, zastosowano przedstawioną powyżej analizę porównawczą w oparciu o model ekonometryczny. Na tej podstawie określono uzasadniony (skalą prowadzonej działalności sieciowej i wielkością przedsiębiorstwa) poziom nakładów inwestycyjnych. W konsekwencji – uzasadnione koszty modernizacji i rozwoju przyjęte do kalkulacji taryfy przedsiębiorstwa (jako część kosztów uzasadnionych) będą zawierały koszt kapitału i odpisy amortyzacyjne liczone od „uzasadnionej wielkości nakładów inwestycyjnych”.

Oczywiście nie ma przeszkód, by przedsiębiorstwo energetyczne ponosiło wyższe nakłady inwestycyjne. Źródłem ich finansowania nie będą jednak środki pozyskane bezpośrednio poprzez dalsze podnoszenie taryf przedsiębiorstwa, ale środki uzyskane np. w ramach poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa, racjonalizacji procesu inwestycyjnego, czy też z innych źródeł. Skutki finansowe wynikłe z tych przedsięwzięć będą przedmiotem badania w trakcie kolejnego przeglądu regulacyjnego.

3.2.2. Projekt planu rozwoju Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A.

W związku z przygotowaniem przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. wniosku o zatwierdzenie taryfy, mającej obowiązywać od dnia 1 lipca 2001 r., podobnie jak w przypadku zakładów energetycznych, konieczne stało się opracowanie planu rozwoju obejmującego kolejny okres regulacji. Pismem z dnia 4 kwietnia 2001 r. Prezes URE poinformował o tym obowiązku PSE S.A., przedstawiając swoje uwagi wynikające z dotychczasowych doświadczeń z pracy nad uzgadnianiem planu rozwoju PSE S.A. W dniu 9 maja 2001 r. PSE S.A. zwróciły się o przyjęcie, na potrzeby ustalenia uzasadnionych kosztów modernizacji i rozwoju, wielkości wynikających z planu rozwoju zatwierdzo-

nego w 2000 r. Pismem z dnia 11 maja 2001 r. Prezes URE podtrzymał swoje stanowisko odnośnie konieczności opracowania projektu planu rozwoju na lata 2001-2003 oraz przedłożenia go do uzgodnienia wraz z wnioskiem taryfowym. Następnie pismem z dnia 21 września 2001 r. PSE S.A. poinformowały o kolejnych zmianach wprowadzonych do planu rozwoju, którego projekt został uzgodniony w 2000 r.

Prezes URE w dniu 2 października 2001 r. wezwał ponownie PSE S.A. do opracowania i przedłożenia kolejnego projektu planu rozwoju do dnia 31 października 2001 r., z uwzględnieniem uwag przekazanych w dotychczasowej korespondencji.

W dniu 6 listopada 2001 r. do URE wpłynął projekt planu rozwoju PSE S.A. wraz z wnioskiem z dnia 31 października 2001 r. o uzgodnienie tego projektu. Projekt planu rozwoju PSE S.A., w wersji przedłożonej do uzgodnień, został zaopiniowany negatywnie. Wynikało to z faktu, że nadal charakteryzują go liczne mankamenty, których usunięcia regulator domagał się w toku prac nad projektem z 2000 r. W szczególności dotyczyło to problematyki kwoty kosztów związanych z planowanymi nakładami inwestycyjnymi oraz rozplanowaniem ich rozkładu w czasie, rozdziałem (przypisaniem) nakładów inwestycyjnych (a w konsekwencji kosztów) pomiędzy działalność regulowaną i nieregulowaną, a także spójności danych przedstawianych w projekcie z danymi zamieszczonymi w innych dokumentach. Wyznaczono jednocześnie termin przedłożenia poprawionej wersji projektu planu na koniec stycznia 2002 r.

3.2.3. Projekt planu rozwoju Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A.

Koncesja udzielona PGNiG S.A. na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych, nakładała obowiązek opracowania i uzgodnienia projektu planu rozwoju do dnia 31 grudnia 2001 r. Projekt pierwszego planu rozwoju PGNiG S.A. (opracowanego w trybie art. 16 ustawy – Prawo energetyczne) oraz wniosek o jego uzgodnienie wpłynął do URE w dniu 27 grudnia 2000 r. Projekt tego planu został zaopiniowany negatywnie.

Druga wersja projektu planu rozwoju PGNiG S.A. wpłynęła do URE w dniu 7 maja 2001 r. Również to opracowanie zostało ocenione negatywnie. Podstawowymi ułomnościami złożonego materiału było:

- przedstawienie informacji ekonomiczno-finansowych w sposób na tyle zagregowany, że uniemożliwiający pozyskanie informacji dotyczącej przychodów z działalności przesyłowej, niezbędnych do realizacji planowanych inwestycji związanych z tą działalnością,
- brak wykazu inwestycji, uzasadniających proponowane nakłady i wypełniających postanowienia przepisów art. 16 ust. 4 i 5 ustawy (przepisy te dotyczą: minimalizacji nakładów i kosztów, tak by nie powodowały nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat; współpracy z przyłączonymi podmiotami oraz gminami, na których obszarze prowadzona jest działalność).

Trzeci wniosek o uzgodnienie kolejnej wersji projektu planu rozwoju opracowanego na lata 2001-2003, wpłynął do URE w dniu 16 lipca 2001 r. W międzyczasie odbyły się robocze spotkania przedstawicieli PGNiG S.A. oraz pracowników URE, mające na celu wyjaśnienie szeregu problemów związanych z opracowaniem projektu planu rozwoju. Ze względu na wynikający ze złożonego projektu planu rozwoju, znaczny wzrost zadłużenia PGNiG S.A. oraz planowaną dużą dynamikę nakładów inwestycyjnych, przedsiębiorstwo – na wezwanie Prezesa URE – przekazało w dniu 27 sierpnia 2001 r. informacje dotyczące zobowiązań długoterminowych PGNiG S.A. wobec instytucji kredytujących (dla okresu 2001-2003). Ostatecznie projekt „Planu rozwoju PGNiG S.A. na lata 2001-2003” został zaopiniowany pozytywnie w dniu 2 września 2001 r. Jednocześnie przekazano przedsiębiorstwu uwagi dotyczące warunków jego realizacji oraz opracowania kolejnego projektu planu.

3.2.4. Projekty planów rozwoju przedsiębiorstw energetyki przemysłowej

W roku 2001 przedmiotem uzgodnień były również projekty planów rozwoju sporządzone przez przedsiębiorstwa tzw. energetyki przemysłowej. Trzy projekty planów rozwoju dotyczyły przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, jeden – paliw gazowych. Ostatecznie, uzgodniony został jeden projekt planu dotyczący przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej.

3.3. Ocena projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych

Analizy projektów planów rozwoju zakładów energetycznych, dokonane w trakcie drugiego cyklu uzgadniania tych planów z Prezesem URE, pozwalają na sformułowanie generalnego wniosku o zasadniczej zmianie podejścia do prac planistycznych w przedsiębiorstwach i w rezultacie jakościowo nowej zawartości przedkładanych projektów planów. Spośród przyczyn, które to spowodowały wymienić należy:

- kierunkowe zasady i elementy składowe planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych zawarte w ustawie – Prawo energetyczne,
- szczegółowy scenariusz zaproponowany przez Prezesa URE i uzgodniony z przedsiębiorstwami,
- metodyczne i merytoryczne zalecenia Prezesa URE przekazane w pierwszym cyklu uzgadniania projektów planów,
- proces reformowania i regulacji sektora elektroenergetycznego, wymuszający orientację proefektywnościową,
- ścisłą korelację projektów planów rozwoju z procesami konstruowania i zatwierdzania taryf.

Najważniejszą cechą aktualnie konstruowanych planów rozwoju jest odejście od sektorowej, techniczno – optymalizującej filozofii planowania działalności sieciowej na rzecz planowania na szczeblu podmiotu gospodarczego, uwzględniającego kryteria efektywności

podejmowanych przedsięwzięć inwestycyjnych oraz związaną z tym strategią finansową.

W okresie planistycznym 2001-2003 część zakładów energetycznych założyła znaczne wzrosty nakładów inwestycyjnych w porównaniu do nakładów wykonanych w roku 2000 (ogółem dla 33 spółek dystrybucyjnych – 1,86 mld zł, przy planowanych – 1,92 mld zł). Na kolejne lata inwestycyjne plany sektora dystrybucji przedstawiają się następująco: rok 2001 – 2,09 mld zł, rok 2002 – 2,33 mld, rok 2003 – 2,39 mld. Mając na uwadze fakt, że w przypadku wcześniejszych projektów planów 16 zakładów energetycznych przeszacowało swoje nakłady inwestycyjne w stosunku do wykonania, uzasadnione jest traktowanie projekcji na lata 2001-2003 z pewną rezerwą. Planowane nakłady inwestycyjne zakładów energetycznych, w cenach stałych roku 2000, przedstawiono na rysunku 4.

W wyniku weryfikacji zamierzeń inwestycyjnych, dokonanej w ramach uzgadniania projektów planów rozwoju, określono uzasadnione nakłady inwestycyjne w latach 2002 i 2003 na poziomie przedstawionym w poniższej tabeli.

Tabela 10. Nakłady inwestycyjne planowane i uzasadnione (ceny stałe 2000 r.)

Nakłady inwestycyjne:	2002 (tys. zł)	2003 (tys. zł)
planowane	2 331 554	2 389 401
uzasadnione	1 847 606	1 833 626

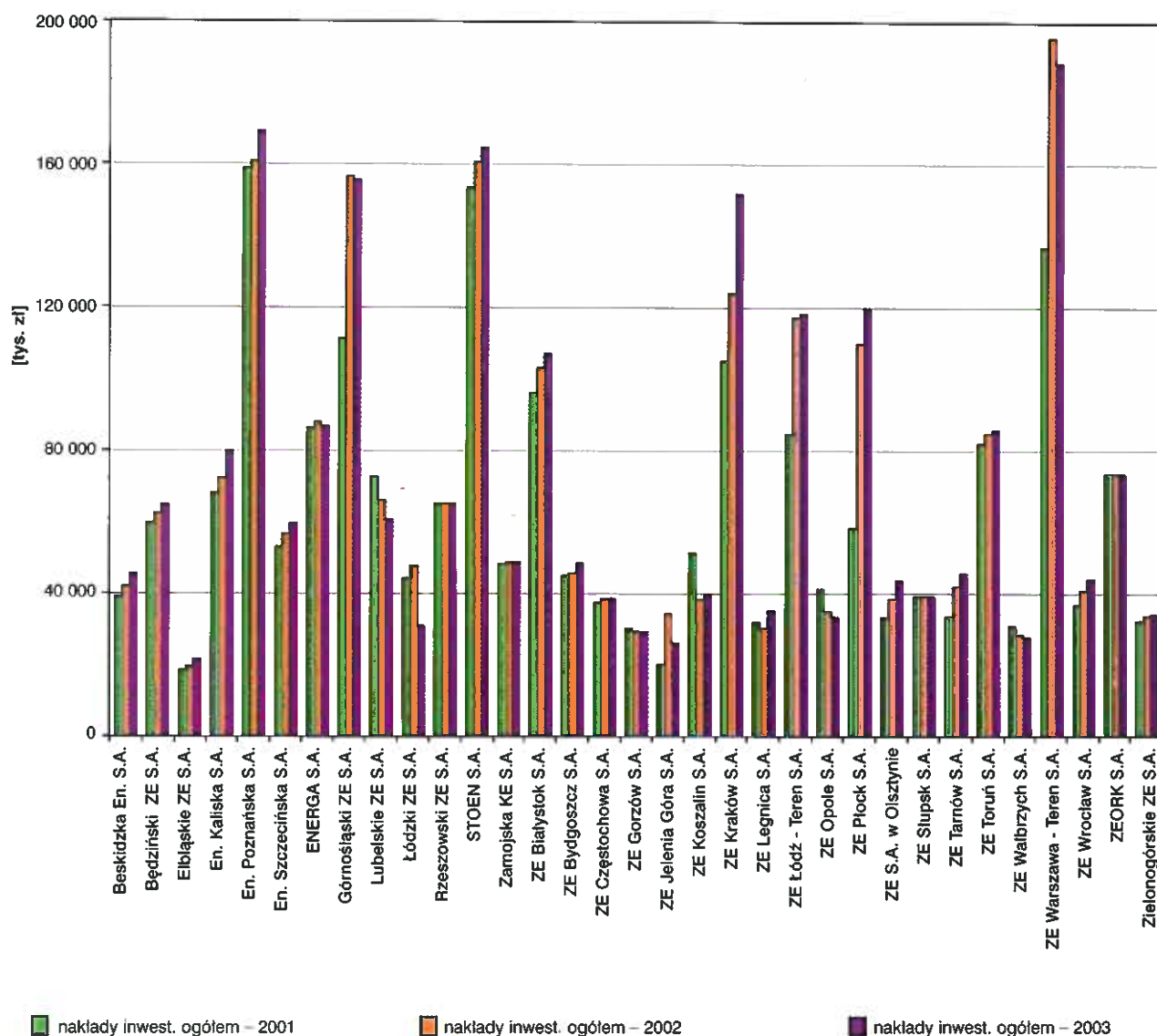
Wielkości te zostaną ostatecznie ustalone po otrzymaniu danych dotyczących wielkości makroekonomicznych i nakładów inwestycyjnych wykonanych w 2001 r.

Oceniając plany rozwojowe przedsiębiorstw sieciowych Prezes URE musi brać także pod uwagę strukturę planowanych przedsięwzięć inwestycyjnych. Najogólniej, nakłady inwestycyjne w przedsiębiorstwach sieciowych można podzielić na nakłady odtworzeniowe (reprodukcja majątku) oraz nakłady rozwojowe, niezbędne dla pokrycia wzrastającego zapotrzebowania na moc i energię. Do pierwszej grupy można zaliczyć nakłady związane z:

- koniecznością zapewnienia odpowiedniej niezawodności i jakości dostaw energii elektrycznej,
- wymogami ochrony środowiska,
- zapewnieniem bezpiecznej pracy sieci elektroenergetycznej.

W drugiej grupie natomiast, wyróżnić należy nakłady spowodowane wzrostem liczby odbiorców energii i zdolności przesyłowej sieci wynikające ze zwiększającego się zapotrzebowania na energię. Zważywszy na obserwowane w ostatnich i planowane na najbliższe lata ustabilizowane zapotrzebowanie na energię elektryczną, wskazane jest prowadzenie dalszych analiz w dwóch ujęciach: statycznym – analiza nakładów na odtworzenie sieci i dynamicznym – analiza nakładów rozwojowych.

Rysunek 4. Planowane nakłady inwestycyjne w latach 2001-2003 (ceny stałe 2000 r.)



Doświadczenia zebrane w toku uzgadniania projektów planów rozwoju w 2001 r. wskazują, że nadal aktualna pozostaje problematyka dotycząca klarownego rozdziału nakładów inwestycyjnych (a w konsekwencji – kosztów modernizacji i rozwoju wynikających z tych nakładów) związanych z prowadzeniem poszczególnych rodzajów działalności – w tym w szczególności dokonania jasnego rozdziału na: działalność koncesjonowaną i pozostałe rodzaje działalności. Problem ten dotyczy podsektora przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, PSE S.A. oraz PGNiG S.A.

4. Rozstrzygnięcie sporów

Zgodnie z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE posiada kompetencję do rozstrzygnięcia spraw spornych w zakresie:

- ustalenia warunków świadczenia usług przesyłowych,

- odmowy przyłączenia do sieci,
- odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła,
- nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła.

Rozstrzygnięcia w sprawach spornych zapadają w formie decyzji administracyjnych, od których przysługuje odwołanie do Sądu Antymonopolowego. Zakres rozstrzygnięcia zależy od zakresu sporu. W szczególności, rozstrzygnięcie Prezesa URE może polegać na ukształtowaniu treści umowy łączącej przedsiębiorstwo energetyczne i odbiorcę. W sprawach, o których mowa w art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE może wydać na wniosek jednej ze stron postanowienie, w którym określa warunki podjęcia bądź kontynuowania dostaw do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu

W roku 2001 w sprawach spornych wydano 154 decyzje administracyjne (wszystkie w oddziałach terenowych), w tym 88 decyzji rozstrzygających spór, 2 decyz-

je odmawiające rozstrzygnięcia sporu, 56 umarzających postępowanie i 8 pozostawiających sprawę bez rozpoznania. Duża liczba umorzonych postępowań jest skutkiem doprowadzenia stron do ugodowego załatwienia sprawy. Według stanu na koniec grudnia 2001 r., 59 spraw znajdowało się w trakcie rozpoznawania.

Spośród 88 decyzji rozstrzygających sprawy 44 dotyczyło ciepła, 39 energii elektrycznej, a 5 paliw gazowych.

Rozstrzygnięcia w sprawach spornych dotyczyły:

- 1) ustalenia warunków świadczenia usług polegających na przesyłaniu paliw i energii – 4 decyzje, w tym dotyczące ciepła – 3 decyzje, dotyczące energii elektrycznej – 1 decyzja,
- 2) odmowy przyłączenia do sieci – łącznie 15 decyzji, w tym do sieci gazowej – 3 decyzje, do sieci energetycznej 12 decyzji,
- 3) odmowy zawarcia umowy sprzedaży – łącznie 41 decyzji, w tym dotyczące ciepła – 36 decyzji, dotyczące paliw gazowych – 1 decyzja oraz dotyczące energii elektrycznej – 4 decyzje,
- 4) nieuzasadnionego wstrzymania dostaw – łącznie 28 decyzji, w tym wstrzymania dostaw ciepła – 5 decyzji, wstrzymania dostaw paliw gazowych – 1 decyzja oraz wstrzymania dostaw energii elektrycznej – 22 decyzje.

W trybie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne zapadały zarówno postanowienia nakazujące podjęcie lub kontynuowanie dostaw, jak również odmawiające nakazania takiego działania. W sumie wydano 23 postanowienia.

W roku 2001 Sąd Antymonopolowy rozpoznał 15 odwołań od decyzji wydanych w sprawach spornych. Rozpatrując te odwołania Sąd w jednym przypadku uchylił decyzję Prezesa URE, w 6 przypadkach oddalił odwołanie, a w 8 przypadkach odrzucił odwołania od decyzji Prezesa URE. Do rozpoznania w 2002 r. pozostało 36 odwołań.

W roku 2001 do Naczelnego Sądu Administracyjnego została skierowana jedna skarga na bezczynność Prezesa URE – pozostała do rozpoznania w roku 2002. Natomiast w 2001 r. NSA oddalił jedną skargę na bezczynność Prezesa URE wniesioną w 2000 r.

5. Nakładanie kar pieniężnych

Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne, do kompetencji Prezesa URE należy nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w art. 56 ustawy. Wysokość wymierzonej kary pieniężnej nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, wysokość kary nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym. Niezależnie od kary pieniężnej nałożonej na przedsiębiorcę, Prezes URE

może nałożyć karę na kierownika przedsiębiorstwa energetycznego (do 300% jego miesięcznego wynagrodzenia) (art. 56 ust. 5). Ustalając wysokość kary pieniężnej, Prezes URE uwzględnia stopień szkodliwości czynu, stopień zawinienia oraz dotychczasowe zachowanie podmiotu i jego możliwości finansowe (art. 56 ust. 6).

Prezes URE, działając na podstawie powołanego przepisu, przeprowadził 157 postępowań administracyjnych w sprawie wymierzenia kary pieniężnej.

Najwięcej – 111 postępowań (70%) – dotyczyło nieprzestrzegania obowiązków wynikających z koncesji, a w przeważającej części niezłożenia w wymaganym terminie sprawozdania z działalności koncesjonowanej. Tylko dwa postępowania dotyczyły niezawiadomienia o zamiarze zaprzestania prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła oraz niezawiadomienia o zamiarze rozszerzenia lub ograniczenia prowadzonej działalności. Po otrzymaniu zawiadomienia o wszczęciu postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za niezłożenie w terminie sprawozdania, przedsiębiorstwa niezwłocznie dopełniły wynikającego z koncesji obowiązku i zobowiązywały się do terminowego wykonywania tego obowiązku w przyszłości. Z tego względu, mając na uwadze niewielki stopień szkodliwości takiego działania, podejmowano decyzję o odstąpieniu od wymierzenia kary (w 103 przypadkach).

34 postępowania (21%) dotyczyły stosowania przez przedsiębiorstwa energetyczne cen i stawek opłat nie zatwierdzonych przez Prezesa URE. W 32 przypadkach postępowania zakończyły się wymierzeniem kary pieniężnej, w dwóch umorzono postępowanie – jedno przeciwko kierownikowi przedsiębiorstwa z uwagi na nieotrzymywanie przez niego wynagrodzenia, drugie – z uwagi na utratę przez przedsiębiorstwo przymiotu przedsiębiorstwa energetycznego.

Przedmiotem 5 postępowań było ustalenie, czy dane przedsiębiorstwo przestrzega obowiązku utrzymywania zapasów paliw. Postępowania te zakończyły się wydaniem 4 decyzji o wymierzeniu kary pieniężnej. W jednym przypadku odstąpiono od wymierzenia kary, z uwagi na to, że brak zapasów wystąpił z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa.

W 4 przypadkach postępowania dotyczyły stosowania cen wyższych od zatwierdzonych przez Prezesa URE. Wszystkie zakończyły się wydaniem decyzji o nałożeniu kary pieniężnej.

Podobnie, 3 postępowania wszczęte z uwagi na zatrudnianie przez przedsiębiorstwa przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci energetycznych osób bez wymaganych kwalifikacji, zakończyły się wymierzeniem kar pieniężnych.

Prezes URE po ujawnieniu i udokumentowaniu przewinień, wymierzył 49 kar pieniężnych za naruszenie następujących przepisów ustawy – Prawo energetyczne:

- art. 56 ust. 1 pkt 2 (nieprzestrzeganie obowiązku utrzymywania zapasów paliw, wprowadzonego na podstawie art. 10 ustawy) – 4 kary na łączną kwotę 32.110,5 zł,

- art. 56 ust. 1 pkt 5 (stosowanie taryf, bez dopełnienia obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47 ustawy) – 32 kary na łączną kwotę 760.055,40 zł; 28 kar dotyczyło stosowania cen ciepła, 1 kara – cen ciepła i energii elektrycznej, 1 kara – cen energii elektrycznej, 2 kary – cen paliw gazowych,
- art. 56 ust. 1 pkt 6 (stosowanie taryf wyższych od zatwierdzonych) – 4 kary na łączną kwotę 8.834,80 zł; 2 kary dotyczyły cen ciepła i 2 kary cen energii elektrycznej,
- art. 56 ust. 1 pkt 9 (zatrudnianie osób bez wymaganych ustawą kwalifikacji) – 3 kary na łączną kwotę 19.800 zł,
- art. 56 ust. 1 pkt 12 (nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji) – 6 kar na łączną kwotę 6.367 zł.

Przedsiębiorstwom energetycznym zostało wymierzonych 48 kar, na łączną kwotę 822.167,70 zł. Jedną karę, w wysokości 5.000 zł, wymierzono kierownikowi przedsiębiorstwa, wobec którego uznano, że swoim zachowaniem bezpośrednio przyczynił się do powstania przewinień. Łączna kwota kar wymierzonych w 2001 roku wyniosła 822.167,70 zł.

Do końca roku 2001 r. na konto właściwych urzędów skarbowych wpłynęła kwota 209.589,70 zł.

Dwie z wymierzonych kar nie zostały jeszcze uiszczone z uwagi na to, że wydane zostały pod koniec grudnia 2001 r. i są nieprawomocne – (na kwotę 13.800 zł). W jednym przypadku, mimo uprawomocnienia się decyzji, kara nie została jeszcze uiszczona (kara wymierzona została w wysokości 1.000 zł).

Natomiast od decyzji wydanych w 2001 roku w sprawie wymierzenia kar pieniężnych złożono 9 odwołań do Sądu Antymonopolowego, w tym zaskarżono decyzję o wymierzeniu kary pieniężnej kierownikowi przedsiębiorstwa energetycznego. W związku z tym, kary orzeczone tymi decyzjami (w kwocie 603.778 zł) nie zostały jeszcze uiszczone. W jednym przypadku przedsiębiorstwo mimo wniesienia odwołania uiszcilo wymierzoną karę pieniężną (1.000 zł).

Wysokość wymierzonych kar wahała się od 414 zł do 450.000 zł (od 0,0002% przychodu do 3% przychodu ukaranego przedsiębiorstwa, jedna kara – w wysokości 10% przychodu ukaranego przedsiębiorstwa). Kary wymierzone przez Prezesa URE stanowiły w przeważającej części niewielką część przychodu ukaranego podmiotu, z tego względu, miały one bardziej charakter edukacyjny – prewencyjny. Tylko w wyjątkowych przypadkach wymierzano kary o charakterze represyjnym.

6. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych

Zgodnie z art. 54 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE, powołuje komisje kwalifikacyjne uprawnione do wydawania świadectw kwalifikacyjnych, potwierdzających kwalifikacje osób zajmujących się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji określonych przepisach, wydanych na podstawie art. 54 ust. 6 tej ustawy.

W 2001 r. Prezes URE powołał 17 komisji kwalifikacyjnych (komisje od nr 626 do 642). W pracach komisji (powołanych w 2001 r.) uczestniczy 218 osób, co stanowi tylko ok. 3% całego składu osobowego wszystkich (619), aktualnie działających komisji kwalifikacyjnych, powołanych przez Prezesa URE (7350 osób).

Ponadto, w okresie sprawozdawczym Prezes URE odwołał członków 24 komisji kwalifikacyjnych powołanych w latach 1998-1999, w tym dwóch komisji w związku z utratą przez jej członków kwalifikacji (które uprzednio umożliwiały ich powołanie – art. 54 ust. 3a pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne). Pozostałe przypadki odwołań związane były z indywidualnymi rezygnacjami z członkostwa w komisjach. W sumie odwołanych zostało 327 osób.

Do Prezesa URE w 2001 r. wpłynęło również 155 wniosków o zmianę zakresu uprawnień komisji i/lub o rozszerzenie ich składu osobowego. W związku z tym przygotowano 124 nowelizacje aktów powołania komisji. Pozostałe wnioski zostaną rozpatrzone w 2002 r.

Na początku II kwartału 2001 r. przeprowadzono kontrolę aktualności zaświadczeń lub świadectw kwalifikacyjnych członków wszystkich działających wówczas komisji kwalifikacyjnych. W jej wyniku stwierdzono, że szereg komisji nie aktualizuje na bieżąco dokumentów kwalifikacyjnych swoich członków. Dotyczyło to 89 komisji i do wnioskodawców o ich powołanie, skierowano w miesiącach maj – czerwiec ponad 70 pism monitujących. Wnioskodawcy, przysyłając aktualne (nowe) świadectwa kwalifikacyjne, dodatkowo występowali jednocześnie o zmianę zarówno zakresu uprawnień członków, jak i całych komisji.

7. Kontrola działalności przedsiębiorstw energetycznych

Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 4 i pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne, do zakresu kompetencji Prezesa URE należy kontrolowanie parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców w zakresie obrotu paliwami gazowymi i energią elektryczną oraz kontrola kwalifikacji osób, o których mowa w art. 54 ustawy. Ponadto, § 2 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 24 grudnia 1998 r. w sprawie szczegółowego zasięgu terytorialnego i właściwości rzeczowej Oddziału Centralnego i oddziałów terenowych Urzędu Regulacji Energetyki (Dz. U. Nr 162, poz. 1141), wymienia następujące kompetencje kontrolne oddziałów terenowych URE:

- kontrolowanie przestrzegania warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji (pkt 5),
- kontrolowanie prawidłowości stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła oraz cen węgla brunatnego (pkt 6),
- kontrolowanie przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku utrzymywania zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła dla odbiorców (pkt 10),

- kontrolowanie przestrzegania ograniczeń w dostarczaniu i poborze paliw gazowych i energii elektrycznej, w razie wprowadzenia takich ograniczeń (pkt 11).

Działalność kontrolna prowadzona przez Prezesa URE, zgodnie z wypracowanym sposobem postępowania, obejmuje szereg działań mających na celu wykrycie nieprawidłowości w działalności przedsiębiorstw energetycznych.

Podstawową formą działalności kontrolnej jest kontrola bieżąca, dokonywana w szczególności w trakcie rozpatrywania wniosków o udzielenie i zmianę koncesji, zatwierdzenie taryf lub ich zmian, rozstrzygnięcia sporów, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, jak również podczas analizowania wpływających do URE innych dokumentów. W razie podejrzenia powstania nieprawidłowości, przedsiębiorstwa energetyczne wzywane są do złożenia wyjaśnień, a następnie podejmowane są środki mające na celu wyeliminowanie tych uchybień. Dla celów statystycznych, przeprowadzenie kontroli bieżącej odnotowywane jest tylko w przypadku, gdy w jej wyniku zostają ujawnione nieprawidłowości. Ponadto, przeprowadza się również kontrole problemowe, polegające na badaniu określonego zagadnienia lub tematu na podstawie informacji i dokumentów uzyskanych od grupy jednostek objętych kontrolą.

Odrębną kategorią kontroli prowadzonych przez Prezesa URE są kontrole interwencyjne. Polegają one na badaniu zasadności skarg i wniosków wpływających do urzędu, a także informacji o uchybieniach w działalności przedsiębiorstw energetycznych podawanych przez środki masowego przekazu oraz na podejmowaniu środków prawnych mających na celu wyeliminowanie nieprawidłowości.

W 2001 r. przeprowadzono łącznie 1253 kontrole. W ich wyniku ujawniono nieprawidłowości w działalności 241 przedsiębiorstw energetycznych. Jednostki kontrolowane najczęściej same niezwłocznie usuwały stwierdzone uchybienia. W kilkudziesięciu przypadkach podjęto jednak środki dyscyplinujące, takie jak: powiadomienie organów ścigania, skierowanie sprawy do kolegium ds. wykroczeń, czy wymierzenie kar pieniężnych.

7.1. Kontrola przestrzegania warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji

Ogółem przeprowadzono 418 kontroli w powyższym zakresie, z czego 87 kontroli miało charakter interwencyjny. W wyniku przeprowadzonych kontroli stwierdzono nieprawidłowości w 159 przedsiębiorstwach energetycznych. Najczęstsze z nich to:

- nieprzedstawienie przez przedsiębiorstwo energetyczne corocznego sprawozdania z działalności,
- niepowiadomienie o zaprzestaniu działalności lub o zmianie istotnych warunków prowadzonej działalności,

- niewyposażenie węzłów cieplnych w układy automatycznej regulacji oraz układy pomiarowo – rozliczeniowe,
- niewystarczające zmniejszenie strat na przesyłaniu,
- brak realizacji programu ograniczenia obciążenia środowiska oraz programu racjonalnego zużycia paliw.

Przedsiębiorstwa zostały wezwane do usunięcia uchybień, a ponadto w 3 przypadkach skierowano wystąpienia pokontrolne. Wszczęto 111 postępowań w sprawie wymierzenia kar pieniężnych, w ich wyniku wymierzono 6 kar pieniężnych, w 103 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary, a w 2 przypadkach postępowania umorzono.

7.2. Kontrola prawidłowości stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła oraz cen węgla brunatnego

W zakresie badania prawidłowości stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła podjęto 574 kontrole, z czego 469 w wyniku rozpatrywania skarg i wniosków. Kontrole przeprowadzone na skutek złożonych przez odbiorców skarg miały w szczególności na celu ustalenie prawidłowości rozliczeń między przedsiębiorstwem a odbiorcą, ustalenie prawidłowości stosowania cen i stawek opłat, w tym stawek opłat za przyłączenie do sieci.

Najwięcej kontroli w tym zakresie dotyczyło prawidłowości stosowania taryf dla ciepła – 367 (64%), w tym 280 dokonano w ramach kontroli interwencyjnych. W wyniku przeprowadzonych kontroli, w działalności 37 przedsiębiorstw energetycznych stwierdzono nieprawidłowości, polegające na stosowaniu cen i stawek opłat niezgodnie z zatwierdzoną taryfą, stosowaniu taryf z pominięciem przedstawienia ich do zatwierdzenia przez Prezesa URE, stosowaniu cen wyższych niż zatwierdzone oraz błędnym określeniu ceny w fakturach. W 5 przypadkach skierowano do przedsiębiorstwa energetycznego wystąpienie pokontrolne, wymierzono 31 kar pieniężnych, a w jednym przypadku – na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego cofnięto koncesję.

Spośród przeprowadzonych w okresie sprawozdawczym kontroli, 181 (31%) dotyczyło prawidłowości stosowania taryf dla energii elektrycznej, w tym 166 dokonano w ramach kontroli interwencyjnych. W trakcie kontroli ujawniono: stosowanie taryf wyższych od zatwierdzonych, stosowanie taryf, które nie zostały przedstawione Prezesowi URE do zatwierdzenia, niezgodne z taryfą naliczanie opłat za zwiększenie mocy umownej, naliczanie odbiorcy opłat dodatkowych za przekroczenie mocy umownej w przypadku awarii sieci dostawcy oraz nieprawidłowości przy kształtowaniu umów o przyłączenie i w pobieraniu opłat za przyłączenie do sieci. Powyższe nieprawidłowości stwierdzono w działalności 9 przedsiębiorstw energetycznych i wezwano je do usunięcia uchybień. W czterech przypadkach wymierzono kary pieniężne.

Stosunkowo najmniej kontroli przeprowadzono w zakresie prawidłowości stosowania taryf dla paliw gazowych – 26 (5%), z czego 23 kontrole – w wyniku wpłynięcia skarg od odbiorców. Stwierdzono, iż jedno przedsiębiorstwo stosuje taryfę mimo nie przedstawienia jej do zatwierdzenia Prezesowi URE. Przedsiębiorstwu temu i jemu kierownikowi zostały wymierzone kary pieniężne.

7.3. Kontrola parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców paliw gazowych i energii elektrycznej

W okresie sprawozdawczym podjęto 89 kontroli parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców paliw gazowych i energii elektrycznej, z czego zdecydowana większość dotyczyła dostaw energii elektrycznej – 83. Z uwagi na przedmiot, większość kontroli była podejmowana w wyniku skarg napływających od odbiorców energii elektrycznej i paliw gazowych (84). W 5 przedsiębiorstwach energetycznych stwierdzono nieprawidłowości w zakresie parametrów jakościowych dostaw energii elektrycznej (3) i paliw gazowych (2), natomiast w 6 przedsiębiorstwach stwierdzono nieprawidłowości w obsłudze odbiorców. Szczególne nasilenie skarg na jakość gazu (163) wystąpiło na obszarze działania Północno-Zachodniego Oddziału Terenowego w Szczecinie, gdzie przeprowadzone czynności wyjaśniające nie potwierdziły złej jakości gazu. Po przeprowadzeniu kontroli został opracowany „Raport z badania i oceny gazu ziemnego sporządzony w wyniku skarg odbiorców z województw lubuskiego i zachodniopomorskiego oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców”. Raport ten został przekazany do Urzędu Miasta w Świnoujściu i Żarach oraz rzecznikom konsumentów działającym na tym obszarze.

W zakresie parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców energii elektrycznej stwierdzono spadki napięć, brak ciągłości dostaw, niedotrzymanie terminu udzielenia wyjaśnień co do wznowienia dostaw, wstrzymanie dostaw energii elektrycznej. W przypadkach, w których stwierdzono uchybienia, wzywano przedsiębiorstwa do usunięcia nieprawidłowości.

7.4. Kontrola kwalifikacji osób, o których mowa w art. 54 ustawy – Prawo energetyczne

Zgodnie z art. 54 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne osoby zajmujące się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji, o których mowa w art. 54 ust. 6 ustawy, obowiązane są posiadać kwalifikacje potwierdzone świadectwem wydanym przez komisje kwalifikacyjne.

W ramach realizacji kompetencji kontrolnych w tym zakresie, przeprowadzono 32 kontrole kwalifikacji osób, w tym 4 kontrole interwencyjne. Dwie kontrole zostały przeprowadzone w siedzibie podmiotów kontrolowanych. W działalności 18 podmiotów stwierdzono uchybienia w tym zakresie, w szczególności zatrudnianie pra-

cowników bez potwierdzonych kwalifikacji, nieprawidłowe wykazy stanowisk pracy i fałszowanie zaświadczenia. W efekcie przeprowadzonych kontroli do 11 podmiotów skierowano wystąpienia pokontrolne, w 2 przypadkach powiadomiono organy ścigania, a w 3 przypadkach wymierzono kary pieniężne.

7.5. Kontrola przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku utrzymywania zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła do odbiorców

W roku 2001 przeprowadzono 48 kontroli stanu zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych, z czego 6 kontroli w wyniku skarg i wniosków, które wpłynęły do URE. W efekcie przeprowadzonych kontroli, w 8 przedsiębiorstwach stwierdzono m.in. brak zapasów paliw, bądź utrzymywanie zapasów paliw poniżej wielkości wymaganych przepisami. W większości przedsiębiorstw nie stwierdzono jednak nieprawidłowości. W okresie sprawozdawczym wymierzono 4 kary pieniężne za nieprzestrzeganie powyższych obowiązków, a w jednym przypadku odstąpiono od wymierzenia kary.

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

Artykuł 11 ust. 1 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 przypadkach określonych w tym przepisie. Szczegółowy tryb wprowadzania tych ograniczeń został określony w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 5 maja 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych, w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła oraz określenia organów uprawnionych do kontroli przestrzegania wprowadzonych ograniczeń (Dz. U. Nr 60, poz. 386).

Stosownie do § 6 ust. 1 i ust. 2 pkt 1 cytowanego rozporządzenia PSE S.A., jako operator systemu, zobowiązane są do opracowania planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej i uzgodnieniu tego planu z Prezesem URE. Zgodnie natomiast z § 6 ust. 2 pkt 3 rozporządzenia, plan ten podlega corocznej aktualizacji w terminie do dnia 31 sierpnia.

W kolejnym roku obowiązywania ww. rozporządzenia, PSE S.A. złożyły wniosek o aktualizację „Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej” (uznanego za uzgodniony decyzją Prezesa URE z dnia 22 lipca 1999 r.), dotyczącą okresu od 1 września 2001 r. do 31 sierpnia 2002 r. Poprzednia

aktualizacja ww. planu uznana została za uzgodnioną decyzją Prezesa URE z dnia 29 sierpnia 2000 r. Do udziału w postępowaniu administracyjnym zostało dopuszczone, na podstawie art. 31 § 1 pkt 2 i § 2 Kodeksu postępowania administracyjnego, Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej. Uznając, że przedstawiona przez PSE S.A. aktualizacja „Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej” spełnia wymogi przewidziane w przepisach ww. rozporządzenia, Prezes URE decyzją z dnia 31 sierpnia 2001 r. uznał za uzgodnioną aktualizację „Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej”.

7.7. Skargi i wnioski dotyczące działalności przedsiębiorstw energetycznych

W 2001 r. do Prezesa URE wpłynęło łącznie 1466 skarg i wniosków dotyczących działalności przedsiębiorstw energetycznych. Część z nich była podstawą dokonania kontroli, o których była mowa wyżej. Do komórek organizacyjnych wchodzących w skład centrali URE skierowano 156 skarg i wniosków, zaś do oddziałów terenowych – 1310. Przeważająca większość skarg i wniosków została załatwiona we własnym zakresie (1456). Załedwie 10 skarg i wniosków zostało przekazanych do załatwienia, zgodnie z właściwością, innym organów: Ministerstwu Gospodarki, Urzędowi Ochrony Konkurencji i Konsumentów, powiatowym lub miejskim rzecznikom ochrony konsumentów.

Pozytywnie ustosunkowano się do 784 wniesionych skarg i wniosków, nie podzielono argumentów skarżących w 300 sprawach, a w przypadku 372 spraw udzielono skarżącym wyczerpujących wyjaśnień.

Zgodnie z właściwością rzeczową, do rozpatrzenia przez Prezesa URE w 2001 r. kwalifikowało się 1456 skarg i wniosków, w tym związanych z szeroko rozumianą problematyką dostaw:

- energii elektrycznej – 624,
- ciepła – 512,
- paliw gazowych – 289.

Pozostałe 31 skarg i wniosków dotyczyło innych zagadnień.

Wśród złożonych skarg, znalazły się skargi na działalność innych podmiotów niż przedsiębiorstwa energetyczne, a dotyczące rozliczeń między indywidualnymi odbiorcami ciepła w lokalach przez spółdzielnie mieszkaniowe, administratorów, czy zarządzających budynkiem.

Napływające skargi dotyczyły w szczególności: sposobu rozliczeń prowadzonych przez przedsiębiorstwa energetyczne za dostarczoną energię elektryczną, ciepło i gaz, zapisów zawartych w umowach sprzedaży ciepła, w umowach na dostawę energii elektrycznej i gazu oraz w umowach o przyłączenie do sieci energetycznej, warunków przyłączenia do sieci, zasad naliczania i wysokości opłat za przyłączenie do sieci oraz zasad rozliczania nowych odbiorców przyłączonych do

sieci, nielegalnego poboru energii elektrycznej, ciepła i gazu a także zasadności stosowania opłaty za nielegalny pobór, wstrzymania dostaw energii elektrycznej, standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz ustalania cen ciepła przez przedsiębiorstwa nie posiadające koncesji.

8. Współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym

Wykonywanie ustawowego obowiązku współpracy z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym odbywa się między innymi poprzez współpracę Prezesa URE z Prezesem Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W zależności od potrzeb, ma miejsce również bieżąca współpraca pomiędzy pracownikami URE i UOKiK. Współpraca ta odbywa się w szczególności na poziomie dyrektorów oddziałów terenowych i delegatur wymienionych urzędów. Polega ona na wymianie doświadczeń, informacji oraz udzieleniu opinii związanych z interpretacją przepisów wykonawczych do ustawy – Prawo energetyczne.

Prezes URE nawiązał również współpracę ze Stowarzyszeniem Konsumentów Polskich. W dniu 25 maja 2001 r. zostało zawarte porozumienie z tym Stowarzyszeniem w sprawie organizacji szkolenia dla powiatowych/miejskich rzeczników konsumentów. W ramach tego porozumienia, Urząd Regulacji Energetyki przygotował materiały szkoleniowe dla uczestników szkolenia o kompetencjach Prezesa URE, procedur postępowania w sprawach przed Prezesem URE, skarg i wniosków napływających do URE w związku z zatwierdzonymi taryfami, jak również w sprawach spornych, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne oraz do zapewnienia wykładawców z tego zakresu. Szkolenia odbyły się w Warszawie, Szczecinie, Krakowie, Wrocławiu i Gdańsku. Cieszyły się one dużym zainteresowaniem ze strony rzeczników konsumentów. Obecnie, w oddziałach terenowych zostali wyznaczeni pracownicy odpowiedzialni za kontakty z rzecznikami konsumentów i rozwijanie współpracy w tym zakresie.

Szczegółowe informacje o zakresie współpracy oddziałów terenowych URE z delegaturami UOKiK oraz rzecznikami konsumentów, zawiera część II niniejszego Sprawozdania.

9. Zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących gospodarki energetycznej

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

W roku 2001 zbieranie i przetwarzanie tych informacji odbywało się zgodnie z założeniami przyjętymi w poprzednich latach. Z tego względu podstawowa działalność w tym zakresie koncentrowała się na aktualizowaniu posiadanych w URE baz informatycznych.

W celu bieżącego monitorowania zjawisk zachodzących w sektorze energetycznym aktualizowana była baza informacyjna o sektorze elektroenergetycznym. Dane pochodziły z miesięcznych, kwartalnych i rocznych sprawozdań przysyłanych przez spółki dystrybucyjne, elektrownie i elektrociepłownie zawodowe. Agencja Rynku Energii S.A., na podstawie porozumienia zawartego między: Prezesem GUS, Ministrem Gospodarki, Prezesem URE oraz Prezesem ARE S.A., dostarczała podstawowe informacje ekonomiczno-finansowe o sytuacji w sektorze energetycznym. Dane dotyczące przedsiębiorstw energetycznych pozyskiwane były także w trakcie procesu wydawania koncesji i zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej.

Kontynuowane były prace nad aktualizacją bazy danych dotyczącej projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych, w celu dokonania oceny wpływu zamierzeń rozwojowych tych przedsiębiorstw na poziom ich przyszłych przychodów.

Uzupełniane były również informacje o energetyce odnawialnej i przedsięwzięciach związanych z racjonalizacją użytkowania paliw i energii w Polsce, pochodzące z materiałów prasowych, literatury fachowej, internetu oraz informacji zebranych przez pracowników urzędu uczestniczących w licznych seminariach i konferencjach.

Dotychczasowy system pozyskiwania informacji z zakresu gospodarki energetycznej, funkcjonujący w ramach statystyki publicznej, nie pozwalał na dokonywanie wszechstronnych i systematycznych analiz działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych. Skłoniło to Prezesa URE do skorzystania z ustawowej możliwości pozyskania od przedsiębiorstw ciepłowniczych informacji wykraczających poza zakres obowiązujących sprawozdań statystycznych oraz informacji przedstawianych wraz z wnioskami koncesyjnymi lub taryfowymi.

W związku z tym wysłano do wszystkich koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych (963 podmioty) ankietę zatytułowaną „Informacja o działalności wytwórców, dystrybutorów i przedsiębiorstw obrotu ciepłem za rok 2000”. Zebrane w ramach tego badania informacje stanowiły podstawę do tworzenia bazy danych o przedsiębiorstwach ciepłowniczych, posiadających koncesje w zakresie działalności związanej z zaopatrzeniem w ciepło. Zostały one wykorzystane w opracowaniu kompleksowej analizy sektora ciepłowniczego pt. „Charakterystyka ciepłownictwa”. Zaprezentowane wyniki dotyczyły 763 przedsiębiorstw ciepłowniczych, co stanowiło około 80% wszystkich koncesjonowanych przedsiębiorstw.

Bazy informacyjne, w zależności od potrzeb regulatora, będą poszerzane i doskonalone w następnych latach.

W ramach prac analitycznych zostały wykonane następujące opracowania:

1. Działalność koncesjonowana wytwórców energii elektrycznej i spółek dystrybucyjnych w latach 1999 i 2000.

2. Całokształt działalności przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego w latach 1999 i 2000.
3. Sektor elektroenergetyczny w pierwszym półroczu 2000 i 2001.
4. Sektor elektroenergetyczny po trzech kwartałach 2000 i 2001.
5. Analiza projektów planów rozwoju zakładów energetycznych na lata 2001-2003.
6. Rynek gazu ziemnego w Europie i w Polsce. Październik 2001.
7. Charakterystyka ciepłownictwa. Lipiec 2001.
8. Energia elektryczna ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych w zakupach zakładów energetycznych.

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

- perspektyw rozwoju elektroenergetyki w świecie i w Polsce,
- wartości regulacyjnej aktywów i jej wpływu na poziom cen w podsektorze dystrybucji energii elektrycznej.

Raporty i opracowania posłużyły ocenie działalności i sytuacji ekonomiczno-finansowej przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego, ciepłowniczego i gazowniczego.

9.1. Zbieranie informacji na temat obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych

Z dniem 1 stycznia 2001 r. weszło w życie rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. Nr 122, poz. 1336), zwane dalej „rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r.”. W stosunku do rozporządzenia obowiązującego poprzednio, wprowadziło ono istotne zmiany dotyczące obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych. Zmiany te obejmują m.in. rezygnację z określenia ceny za jednostkę energii, zniesienie ograniczenia dotyczącego zainstalowanych mocy w źródłach energii, wprowadzenie obowiązkowego procentowego wolumenu zakupu (w roku 2001 na poziomie 2,4% wykonanej, całkowitej rocznej, sprzedaży energii elektrycznej).

Nowe regulacje prawne, w części dotyczącej obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych, spowodowały wzmożone zainteresowanie inwestorów energetyką niekonwencjonalną (w szczególności elektrowniami wiatrowymi). Wzbudziły również wiele kontrowersji związanych w szczególności z możliwością wykonania obowiązku zakupu w roku

2001 oraz cenami oferowanej energii ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych.

Mając na uwadze zgłaszane przez przedsiębiorstwa obrotu trudności z realizacją tego obowiązku, z drugiej zaś strony zgłaszane przez wytwórców trudności ze sprzedażą energii elektrycznej wytworzonej w źródłach niekonwencjonalnych i odnawialnych – w czerwcu 2001 r. Prezes URE dokonał analizy możliwości realizacji obowiązku zakupu tej energii. W związku z faktem, iż w świetle obowiązujących przepisów, do oceny realizacji ww. obowiązku zakupu energii elektrycznej konieczna jest znajomość całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej, analiza ta miała charakter szacunkowy i objęła tylko przedsiębiorstwa o największym udziale w obrocie energią elektryczną w roku 2001, tj. 33 zakłady energetyczne oraz Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Ocena możliwości wykonania w roku 2001 obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w źródłach niekonwencjonalnych i odnawialnych przeprowadzona została na podstawie informacji uzyskanych od tych przedsiębiorstw. Przyjęto założenie, że podstawę obliczenia ilości energii elektrycznej objętej obowiązkiem zakupu stanowi ilość energii sprzedanej odbiorcom końcowym, z uwzględnieniem produkcji tej energii w roku 2000. Przy powyższych ograniczeniach wstępnie oszacowano, że do wykonania obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych w roku 2001 przez ww. podmioty zabraknie ok. 280 GWh energii elektrycznej.

Syntetyczne wyniki przeprowadzonego badania ankietowego przedstawiono w tabeli 11.

Po zakończeniu roku 2001 podjęto działania mające na celu ocenę poziomu wykonania obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych. Celem zgromadzenia informacji odnośnie wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej oraz zakupów energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych, wysłane zostały ankiety do przedsiębiorstw prowadzących w 2001 r. obrót energią elektryczną. W 2001 koncesje na obrót energią elektryczną posiadało 267 przedsiębiorstw.

Informacje od pierwszej grupy przedsiębiorstw, tj. 33 zakładów energetycznych oraz PSE S.A. i PSE-ELECTRA Sp. z o.o., wpłynęły do końca stycznia 2002 r. Nie uzyskano natomiast jeszcze kompletu informacji od pozostałych przedsiębiorstw obrotu.

Z otrzymanych informacji wynika, że całkowita roczna sprzedaż energii elektrycznej przez zakłady energetyczne wyniosła w 2001 r. 100 296 096 MWh, natomiast zakup energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych wg zakładów energetycznych wyniósł 3 060 212 MWh. Oznacza to, że w przypadku podsektora udział zakupionej energii ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych w całkowitej sprzedaży wyniósł 3,05%. Jednocześnie z powyższego zestawienia wynika, że 16 zakładów energetycznych wykonało obowiązek zakupu na poziomie wynikającym z powołanego rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r., natomiast 17 zakładów energetycznych nie osiągnęło wymaganego udziału energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych w całkowitej rocznej sprzedaży (w trzech przypadkach odchylenie nie przekracza 0,2 pkt %).

Sprzedaż energii pochodzącej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych przez zakłady energetyczne wyniosła w tym okresie 3 050 150 MWh. Ze struktury sprzedaży wynika natomiast, że 721 098 MWh (0,72% sprzedaży ogółem) sprzedano innym przedsiębiorstwom obrotu, natomiast odbiorcom finalnym 2 329 052 MWh (2,32% sprzedaży ogółem). Dane te wskazują, że energia pochodząca ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych była przedmiotem wielokrotnego obrotu. Prawdopodobnie ta okoliczność spowodowała, że podsektor jako całość „wykonał” obowiązek zakupu na poziomie przekraczającym 2,4% wykonanej, całkowitej rocznej, sprzedaży energii elektrycznej.

Szczegółowe dane na temat udziału zakupionej energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych w wykonanej, całkowitej rocznej, sprzedaży energii elektrycznej w poszczególnych zakładach energetycznych w roku 2001, zawiera tabela 12.

Tabela 11. Podstawowe parametry charakteryzujące źródła odnawialne i niekonwencjonalne w podziale na poszczególne technologie wytwarzania

Źródło energii	Moc zainstal. [MW]	Ilość energii [MWh]	Średnia cena energii ogółem kraj [zł/MWh]
Biogaz	10,272	31612,50	249,32
Biomasa	0,580	55,00	132,42
Wodne	476,825	1316318,98	67,80
Wodne ^{*)}	316,625	523588,98	138,86
MEW	198,751	569470,29	141,35
Wiatrowe	4,252	5304,33	235,89

^{*)} Bez uwzględnienia EW Włocławek.

Źródło: badanie ankietowe zakładów energetycznych, czerwiec 2001 r.

Tabela 12. Udział zakupionej energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych w wykonanej, całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej poszczególnych zakładów energetycznych w 2001 r.

Lp	Przedsiębiorstwo	Zakup „zielonej energii” MWh	Udział zakupionej „zielonej energii” w całkowitej sprzedaży (%)	Wykonana całkowita sprzedaż energii elektrycznej MWh	Sprzedaż „zielonej energii”			Udział sprzedanej „zielonej energii” w całkowitej sprzedaży (%)
					Przeds. obrotu MWh	Odbiorcom finalnym MWh	Razem [6]+[7] MWh	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Beskidzka Energetyka S.A.	59 380	2,31	2 566 146	0	59 380	59 380	2,31
2	Będziński ZE S.A.	117 999	2,22	5 319 516	10 500	107 499	117 999	2,22
3	Elbląskie ZE S.A.	34 903	2,63	1 326 301	0	34 903	34 903	2,63
4	Energa – GKE S.A.	70 979	2,01	3 527 468	0	70 976	70 976	2,01
5	Energetyka Kaliska S.A.	28 282	1,03	2 745 586	0	28 282	28 282	1,03
6	Energetyka Poznańska S.A.	70 780	1,26	5 627 908	0	71 931	71 931	1,28
7	Energetyka Szczecińska S.A.	36 593	1,43	2 558 470	0	36 593	36 593	1,43
8	Górnośląski ZE S.A.	133 742	1,13	11 875 673	8 580	125 162	133 742	1,13
9	Lubelskie ZE S.A.	39 728	1,30	3 051 066	12 000	27 728	39 728	1,30
10	Łódzki ZE S.A.	39 412	1,57	2 511 840	0	39 412	39 412	1,57
11	Rzeszowski ZE S.A.	49 759	1,48	3 369 277	0	49 759	49 759	1,48
12	STOEN S.A.	130 228	2,41	5 413 079	0	130 228	130 228	2,41
13	ZE Białystok S.A.	60 611	2,42	2 500 485	0	60 630	60 630	2,42
14	ZE Bydgoszcz S.A.	113 237	3,76	3 014 219	25 000	77 012	102 012	3,38
15	ZE Częstochowa S.A.	14 394	0,68	2 102 602	0	14 394	14 394	0,68
16	ZE Gorzów S.A.	20 074	1,50	1 338 165	0	20 074	20 074	1,50
17	ZE Jelenia Góra S.A.	102 504	7,74	1 323 855	70 414	32 092	102 506	7,74
18	ZE Koszalin S.A.	35 824	2,87	1 248 116	5 918	29 906	35 824	2,87
19	ZE Kraków S.A.	345 911	7,01	4 936 213	163 678	182 231	345 909	7,01
20	ZE Legnica S.A.	29 098	0,93	3 123 563	0	29 098	29 098	0,93
21	ZE Łódź – Teren S.A.	74 845	1,80	4 160 514	0	74 845	74 845	1,80
22	ZE Opole S.A.	61 092	2,42	2 526 130	0	61 092	61 092	2,42
23	ZE Płock S.A.	40 899	2,33	1 755 400	0	40 899	40 899	2,33
24	ZE S.A. w Olsztynie	38 733	2,49	1 557 802	0	38 733	38 733	2,49
25	ZE Słupsk S.A.	20 023	2,45	818 238	0	20 023	20 023	2,45
26	ZE Tarnów S.A.	47 012	2,82	1 668 123	7 000	40 012	47 012	2,82
27	ZE Toruń S.A.	853 866	29,56	2 888 371	358 682	495 184	853 866	29,56
28	ZE Wałbrzych S.A.	35 202	2,58	1 363 489	0	35 200	35 200	2,58
29	ZE Warszawa – Teren S.A.	117 095	2,55	4 597 747	10 000	107 095	117 095	2,55
30	ZE Wrocław S.A.	97 289	3,87	2 514 734	34 326	62 963	97 289	3,87
31	Zamojska KE S.A.	30 769	1,82	1 686 422	0	30 769	30 769	1,82
32	ZEORK S.A.	56 292	1,54	3 660 778	0	56 292	56 292	1,54
33	Zielonogórskie ZE S.A.	53 657	3,31	1 618 800	15 000	38 655	53 655	3,31
	Ogółem SD	3 060 212	3,05	100 296 096	721 098	2 329 052	3 050 150	3,04

Źródło: informacje zakładów energetycznych.

Do dnia 1 marca 2002 r. wpłynęło 116 informacji od pozostałych przedsiębiorstw posiadających koncesje na obrót energią elektryczną. Na podstawie ich wstępnej oceny można stwierdzić, że realizacja obowiązku zaku-

pu wynikającego z rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. przedstawia się znacznie gorzej. Z otrzymanych informacji wynika, że część przedsiębiorstw obrotu nie była świadoma ciężącego na

nich obowiązku. Wiele z nich błędnie interpretuje spełnienie obowiązku zakupu energii elektrycznej. Nadal powszechny w tej grupie przedsiębiorstw jest pogląd, że w sytuacji, gdy kupują energię elektryczną od zakładów energetycznych, nie mają obowiązku bezpośredniego zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych. Stanowisko takie uzasadniają okolicznością, iż w puli sprzedawanej energii elektrycznej zakład energetyczny sprzedaje im również energię elektryczną zakupioną wcześniej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych, ponadto taryfa zakładu energetycznego jest skalkulowana z uwzględnieniem droższej energii pochodzącej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych – w przekonaniu tych przedsiębiorstw oznacza to, iż jest to równoznaczne ze spełnieniem obowiązku zakupu wynikającego z powołanego rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. Przedsiębiorstwa te wskazują również, iż do ich własnej sieci nie są przyłączone źródła niekonwencjonalne i odnawialne.

Należy podkreślić, że rozliczenie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych i ewentualne nałożenie kar pieniężnych w trybie art. 56 ust. 1 pkt 1a ustawy – Prawo energetyczne wymaga w pierwszym rzędzie uzyskania od wszystkich przedsiębiorstw obrotu pełnej informacji o ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem obrotu w roku 2001. Pozwoli to określić podstawę obliczenia limitu obowiązkowego zakupu za dany rok w skali kraju. Po uzyskaniu tej informacji konieczne będzie dokonanie oceny, na ile realne było wykonanie tego obowiązku przy ówczesnych mocach zainstalowanych w źródłach niekonwencjonalnych i odnawialnych.

Wyniki powyższej analizy oraz dane uzyskane z ankiet przeprowadzonych w grupie przedsiębiorstw zajmujących się w 2001 r. obrotem energią elektryczną, pozwolą na sformułowanie ostatecznych wniosków i ewentualne wytypowanie przedsiębiorstw kwalifikujących się do szczegółowej kontroli realizacji obowiązku zakupu. Należy mieć przy tym na uwadze, że w obecnym stanie prawnym i faktycznym pełna kontrola realizacji obowiązku zakupu wymagałaby wszczęcia około 267 postępowań kontrolnych.

10. Promowanie konkurencji

Zgodnie z art. 21 ustawy – Prawo energetyczne do zadań Prezesa URE, oprócz regulacji gospodarki paliwami i energią, należy również promowanie konkurencji. Od roku 2001 zadanie to realizowane jest w szerszym niż dotąd zakresie. W połowie roku struktura organizacyjna URE została dostosowana do realizacji zadań związanych z procesem postępowania wdrażania mechanizmów rynkowych w elektroenergetyce i, na podstawie § 1 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 21 maja 2001 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki (Dz. U. Nr 52, poz. 540), z dniem

10 czerwca 2001 r. powstał Departament Promowania Konkurencji.

Działania na rzecz promowania konkurencji mają charakter długofalowy, z tego też względu w 2001 r. skupiono się przede wszystkim na wyznaczeniu kierunków działania Prezesa URE w celu uzyskania jak najszerszej wiedzy o funkcjonowaniu rynku energii, jego mechanizmach, korzyściach i zagrożeniach, a także długookresowych i prawdopodobnych tendencjach. W URE została przygotowana koncepcja systemu monitorowania rynku energii. W pierwszej kolejności dotyczyć to będzie rynku energii elektrycznej, co jest zgodne z zasadami określonymi w Dyrektywie UE 96/98 (art. 6a), a w szczególności poszczególnych jego segmentów: rynku kontraktów długoterminowych, rynku kontraktów dwustronnych, w tym tworzonego przez odbiorców uprawnionych do korzystania z usług przesyłowych, giełdy energii i dobowo-godzinowego rynku bilansującego.

10.1. Monitorowanie rynku energii elektrycznej

W 2001 r. rozpoczęto wdrażanie systemu monitorowania rynku energii elektrycznej uwzględniającego strukturę rynku, specyfikę poszczególnych uczestników, najważniejsze obszary, w których powinno być prowadzone monitorowanie. Wiąże się to z prowadzeniem stałej obserwacji funkcjonowania rynku oraz analizą wyspecyfikowanych symptomów na podstawie przyjętych wskaźników. W systemie przewiduje się alerty określające sposób reakcji Regulatora na poszczególne zdarzenia na rynku energii elektrycznej. Alerty są oznaczone cyframi od 0 do 3:

- 0 – oznacza, iż sytuacja nie budzi niepokoju – brak działań Prezesa URE,
- 1 – oznacza, iż nastąpiło zdarzenie niezgodne ze stanem pożądanym, które wymaga zebrania dodatkowych informacji,
- 2 – oznacza, iż nastąpiło zdarzenie niezgodne ze stanem pożądanym, które wymaga działań ze strony Prezesa URE, wynikających z przysługujących mu uprawnień (nałożenia kary, cofnięcia zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, cofnięcia koncesji, rozstrzygnięcia sporu),
- 3 – oznacza, iż nastąpiło zdarzenie niezgodne ze stanem pożądanym, które wymaga podjęcia działań przez organy inne niż Prezes URE (np. Minister Gospodarki, Minister Skarbu Państwa, Prezes UOKiK-u).

Przedmiotem monitoringu będą:

- 1) zależności cenowo-popytowe oraz cenowo-podażowe – wielkości rezerwy mocy dyspozycyjnej w systemie elektroenergetycznym i koszty transferu energii oraz kształtowanie się wolumenów i cen energii elektrycznej sprzedawanej w poszczególnych segmentach rynku, ze szczególnym uwzględnieniem energii sprzedawanej przez PSE S.A. i energii zwolnionej z taryfowania (ilości powyżej Minimalnej Ilości Energii – MIE), jak również badanie zależności wysokości cen energii od popytu i podaży,

- 2) realizacja zasady dostępu do usług przesyłowych (TPA) – zakres i stopień realizacji funkcjonowania zasady TPA oraz identyfikacja barier dostępu do usług przesyłowych,
- 3) praktyki monopolistyczne oraz siła rynkowa przedsiębiorstw energetycznych,
- 4) rynek bilansujący,
- 5) obowiązkowe zakupy energii elektrycznej – wywiązywanie się z obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych przez PSE S.A., spółki dystrybucyjne oraz przedsiębiorstwa obrotu.

Zaproponowany sposób monitorowania rynku energii elektrycznej pozwoli na aktywne włączenie się Prezesa URE w procesy tworzenia i umacniania zachowań rynkowych przedsiębiorstw sektora energetycznego w Polsce. Jednocześnie stanowi on swoisty „system wczesnego ostrzegania” przed możliwością wystąpienia poważnych skutków deformacji kształtującego się rynku, zwłaszcza dla odbiorców energii.

Z dniem 1 lipca 2001 r. zaistniały podstawy prawne do wprowadzenia dobowo-godzinowego rynku bilansującego energii elektrycznej będącego zamykającą częścią konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Z tą datą wszedł bowiem w życie przepis § 18 ust. 4 pkt 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 25 września 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. Nr 85, poz. 957), zgodnie z którym zgłoszenia realizacyjne na każdą godzinę następnego dnia zawierają obok zestawienia ilości energii elektrycznej pobieranej lub oddawanej w miejscach jej dostarczenia, również ofertę bilansującą dla każdego miejsca dostarczenia jednostki wytwórczej i odbiorczej przyłączonej do sieci przesyłowej. Po zakończeniu przygotowań techniczno-organizacyjnych, infrastruktury pomiarowej i teleinformatycznej, PSE S.A. – Operator Systemu Przesyłowego, uruchomił procesy dobowo-godzinowe z dniem 1 września 2001 r.

Należy stwierdzić, że wdrożenie dobowo-godzinowego rynku bilansującego umożliwiającego zarządzanie krajowym systemem elektroenergetycznym w warunkach konkurencji pomiędzy wytwórcami z uwzględnieniem rozliczeń obciążeń wynikających z kontraktów długoterminowych (KDT), zawartych pomiędzy wytwórcami a PSE S.A., oraz obowiązkowych zakupów energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z ciepłem, jest osiągnięciem na skalę europejską. Zakłócenia po stronie systemów informatycznych, które wystąpiły po uruchomieniu rynku, nie wpłynęły na bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego dzięki odpowiednim zabezpieczeniom, które wprawdzie obniżają efektywność działania mechanizmów konkurencji lecz są nieodzowne w pierwszym okresie eksploatacji rynku.

W początkowej fazie trudno było oczekiwać skuteczności mechanizmów konkurencji ze względu na ograni-

czony zakres energii poddany mechanizmom rynkowym oraz ograniczony zakres doświadczeń, który pozwoliłby na właściwą ocenę mechanizmów rynku bilansującego. W pierwszych miesiącach działania rynku dały się zauważyć stosunkowo niskie ceny na rynku bilansującym i w związku z tym znaczne obniżenie wolumenu energii na Gieldzie Energii, co stwarza zagrożenie dla istnienia tego segmentu rynku. Jednocześnie obrót na rynku bilansującym przekroczył oczekiwany poziom. Są to zjawiska niepożądane, które – jeśli będą się utrzymywać nadal – będą przedmiotem analiz i stosownych korekt w 2002 r.

Liczba uczestników rynku konkurencyjnego energii elektrycznej jest jeszcze mała. Praktycznie uczestnikami tego rynku są 33 spółki dystrybucyjne i tylko 4 podmioty spoza energetyki. Jest to spowodowane m.in. niepowodzeniem wdrożenia systemu opłat kompensacyjnych KDT spowodowanym trudnościami podatkowymi w rozliczeniach kompensacyjnych pomiędzy uczestnikami rynku, co nie pozwoliło na zwiększenie zakresu obrotu na rynku konkurencyjnym.

Niedociągnięcia mechanizmów rynku konkurencyjnego, a zwłaszcza rynku bilansującego będą stopniowo identyfikowane i usuwane. Proces ten nie będzie jednak łatwy ze względu na ograniczenia możliwości modyfikacji systemów informatycznych rynku bilansującego „on line”.

Ze względu na swoją specyfikę, rynek bilansujący jest monitorowany w trybie ciągłym. URE ma dostęp do archiwum systemu Wymiany Informacji o Rynku Energii WIRE, który jest częścią składową oprogramowania rynku bilansującego. Wyniki tych obserwacji pozwolą na sformułowanie ewentualnych propozycji zmian w regulaminie RB i przepisach prawnych.

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

Mechanizm TPA jest podstawowym czynnikiem warunkującym skuteczne działanie rynków konkurencyjnych w wytwarzaniu i obrocie energią elektryczną i paliwami gazowymi. Pozwala on na przełamanie monopolu przedsiębiorstwa posiadającego sieci przesyłowe lub dystrybucyjne i zobowiązuje go do przesyłania cudzej energii i paliw.

W roku 2001 kontynuowano, podjęte w poprzednich latach, monitorowanie realizacji zasady dostępu stron trzecich do sieci. Zasada ta sformułowana została w art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z tym przepisem, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw lub energii, mają obowiązek zapewnić wszystkim odbiorcom, uprawnionym na podstawie rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz. U. Nr 107, poz. 671), świadczenie usług polegających na przesyłaniu od wybranego dostawcy energii lub paliw wydobywanych i wytwarzanych w kraju, z uwzględnieniem

warunków technicznych i ekonomicznych, na warunkach uzgodnionych przez strony w drodze umowy.

W roku 2000 Urząd zidentyfikował (na podstawie danych otrzymanych od spółek dystrybucyjnych, wg stanu na dzień 15 września 2000 r.) istnienie 138 odbiorców energii elektrycznej uprawnionych do korzystania z usług przesyłowych, z czego 125 nie skorzystało z przysługującego im uprawnienia, a tylko 13 zawarło stosowne umowy pozwalające na korzystanie z zasady TPA. Pod koniec 2001 r. Prezes URE wystąpił do przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesje na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej na terenie całego kraju (33 spółki dystrybucyjne, PSE S.A. oraz Elektroenergetyka Kolejowa PKP S.A.) o dostarczenie informacji, w trybie art. 28 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, dotyczącej odbiorców dokonujących rocznych zakupów energii elektrycznej w ilości powyżej 40 GWh w latach 2000-2001 i powyżej 10 GWh w 2002 r. Informacje te potrzebne są do oceny udziału energii elektrycznej zakupionej przez odbiorców uprawnionych a także ustalenia listy odbiorców, którzy korzystają z dostępu do usług przesyłowych i tych, którzy wystąpili o zawarcie umowy o świadczenie usług przesyłowych, ale jej nie zawarli, oraz przyczyn, z powodu których nie doszło do zawarcia umowy.

Pełna analiza zebranych informacji zostanie dokonana w 2002 r. po uzyskaniu zweryfikowanych informacji o działalności przedsiębiorstw energetycznych w 2001 r. Już obecnie można wskazać kilka istotnych przyczyn utrudniających realizację zasady TPA w elektroenergetyce. Do najważniejszych z nich można zaliczyć:

- 1) nieprecyzyjne przepisy określające redystrybucję obowiązku udziału odbiorców korzystających z zasady TPA w rozliczeniach kosztów droższej energii z KDT, które ponoszą przedsiębiorstwa energetyczne poprzez obligatoryjny zakup minimalnej ilości energii od PSE S.A.,
- 2) brak przepisów określających udział odbiorców pozataryfowych w obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu,
- 3) finansowanie grup taryfowych G, obejmujących odbiorców bytowo-komunalnych, przez grupy taryfowe odbiorców przemysłowych, wynikające z prawnych dotyczących dopuszczalnego poziomu wzrostu cen i stawek opłat dla odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych G. Wynikiem tego jest ujemny wynik finansowy na sprzedaży energii i usług przesyłowych tym odbiorcom. Pokrywany on jest z dochodów uzyskiwanych od odbiorców przemysłowych. Wyłączenie z portfela sprzedaży spółki dystrybucyjnej odbiorcy uprawnionego, którym jest obecnie odbiorca przemysłowy, powoduje lukę finansową w spółce dystrybucyjnej w zakresie sprzedaży energii. Potrzebne są precyzyjne regulacje prawne w tym zakresie mające na celu zapewnienie niedyskryminacyjnego podziału obciążeń wynikających z kosztów transformacji,

- 4) zbyt mała rozdzielczość ofert na rynku bilansującym energii elektrycznej, która wynosi obecnie 1 MWh. Odbiorca na poziomie 10 GWh rocznie zużywa często w ciągu całej doby mniej niż 1 MWh a swoje zapotrzebowanie planuje z dokładnością do 1 kWh. Niezbędne są w tym zakresie usługi przedsiębiorstw obrotu agregujących oferty, co wymaga czasu na opanowanie tego typu procedur,
- 5) infrastruktura techniczna do rozliczania energii w systemie dobowo-godzinowym, która jest niezbędna do korzystania z TPA i uczestniczenia w rynku konkurencyjnym,
- 6) trudności płatnicze u około połowy odbiorców uprawnionych, co powoduje problemy w znalezieniu dostawców innych niż dotychczasowe spółki dystrybucyjne.

Wymienione problemy odbiorców uprawnionych, korzystających dotychczas z zasady TPA, spowodowały powrót niektórych z nich do zakupu energii od spółki dystrybucyjnej, na której obszarze działania odbiorcy ci się znajdują. Należy jednak podkreślić, że ceny energii elektrycznej w transakcjach w ramach TPA nie różnią się istotnie od cen stosowanych przez spółki dystrybucyjne dla odbiorców taryfowych, co jest wprawdzie elementem zniechęcającym do szerszego korzystania z TPA i wyboru własnego dostawcy lecz jednocześnie jest efektem pozytywnym otwarcia rynku z udziałem spółek dystrybucyjnych.

* * *

Odbiorcy paliw gazowych dokonujący rocznych zakupów paliw gazowych w wielkości nie mniejszej niż 25 mln m³ w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy, uzyskali prawo do korzystania z usług przesyłowych z dniem 1 lipca 2000 r. Na liście podmiotów uprawnionych znalazło się 25 przedsiębiorstw (zakłady nawozów sztucznych i przemysłu chemicznego, huty metali i szkła, jedna firma produkująca opony, jedna elektrociepłownia).

Uprawnienie to dotyczy jedynie paliw gazowych wytwarzanych lub wydobywanych w Polsce. Oznacza to, że wobec istnienia jednego, pionowo zintegrowanego przedsiębiorstwa krajowego, praktycznie nie ma możliwości wprowadzenia rynku konkurencyjnego. Niezbędnymi warunkami uruchomienia tego rynku są:

- 1) rezygnacja z przepisu ograniczającego TPA do paliw gazowych wydobywanych w kraju,
- 2) ograniczenie formuły „bierz lub płać” w kontraktach na zakup gazu,
- 3) restrukturyzacja PGNiG S.A. z wydzieleniem przedsiębiorstw wydobywczych gazu oraz przedsiębiorstw obrotu gazem.

W dniu 28 sierpnia 2001 r. z inicjatywy Prezesa URE odbyło się w siedzibie URE spotkanie z dużymi odbiorcami paliw gazowych, dotyczące upowszechniania korzystania z zasady TPA wśród uprawnionych odbiorców. Wobec braku realnych perspektyw na szybkie

wdrożenie rynku konkurencyjnego, w dyskusji poruszono problemy ogólne, w tym m.in.:

- systematyczne zmniejszanie zapotrzebowania na gaz przez zakłady nawozowe, spowodowane obniżaniem produkcji,
- wysoki realny wzrost cen gazu ziemnego w 2001 r.,
- poziom opłat za przesyłanie gazu kilkukrotnie wyższy niż w Europie Zachodniej,
- nieprzewidywalność tendencji cenowych w ciągu roku – zbyt gwałtowne podwyżki cen zaburzające planowane przychody spółek,
- perspektywę rezygnacji z zakupu gazu przez huty szkła, odbiorców o stałym obciążeniu dobowym i sezonowym, i przechodzenie na technologie na olej opałowy,
- złe kontakty handlowe z PGNiG S.A. i złą pozycję negocjacyjną odbiorców,
- niekorzystnie dla odbiorców uregulowana kwestia terminów płatności i odsetek za zwłokę.

Na spotkaniu określono również inne bariery we wprowadzaniu zasady TPA w paliwach gazowych, w szczególności: brak rozdzielenia działalności, subsydiowanie skrośne pomiędzy grupami odbiorców, brak stawek dystansowych, brak Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci oraz wzorów umów przesyłowych. Odbiorcy podkreślali, że technicznie i organizacyjnie są przygotowani do korzystania z usług przesyłowych, czyli, że dysponują odpowiednim opomiarowaniem i systemem komputerowym do rozliczeń gazu oraz posiadają personel przygotowany do szacowania skutków finansowych związanych z wprowadzaniem zasady TPA.

* * *

Z dokonanej analizy rynku ciepła wynika, że obecnie nie występują jeszcze warunki, które by umożliwiły powstanie lokalnych konkurencyjnych rynków ciepła z wykorzystaniem zasady TPA. Pojedyncze przedsiębiorstwa podjęły starania zmierzające do zawarcia umów przesyłowych.

11. Działalność informacyjna

Działania informacyjne niezmiennie kształtowane są zgodnie z celami i kompetencjami, jakie wyznacza Prezesowi URE ustawa – Prawo energetyczne. Celem tej działalności jest popularyzowanie regulacji oraz wiedzy o transformacji gospodarczej w sektorze, zgodnie z zasadą, że praktyka regulacyjna powinna być przejrzysta i zrozumiała zarówno dla przedsiębiorstw energetycznych, jak i odbiorców.

W 2001 r. wydanych zostało kolejnych sześć numerów dwumiesięcznika „Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki” – w nakładzie po 3000 egz. Zawierały one sprawozdanie Prezesa URE z działalności w 2000 r., informacje wraz z uzasadnieniem o: podmiotach ubiegających się o koncesję, decyzjach w sprawach koncesji, decyzjach w sprawach taryf dla koncesjonowanych przedsiębiorstw i rozstrzygnięciach w sprawach spor-

nych. Opublikowano, szczególnie ważne dla procesu regulacji sektora, „Stanowisko Prezesa URE w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem i obrotem energią elektryczną z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia”. Publikowano także zmiany do ustawy – Prawo energetyczne i znowelizowane akty wykonawcze. Poza pokazaną porcją informacji, nie tylko obligatoryjnych, Biuletyn URE wypełnia rolę czasopisma opisującego teoretyczne i praktyczne rozwiązania istotne dla procesów polskiej regulacji. Systematycznie zamieszczane były w Biuletynie URE komentarze i publikacje, związane z szeroko rozumianą problematyką regulacji w sektorze energetycznym. Z dużym zainteresowaniem odbiorców i przedsiębiorstw spotkały się artykuły pracowników URE poświęcone praktycznym doświadczeniom regulacyjnym. O słuszności przyjętej formuły organu prasowego URE świadczy duża liczba przedruków artykułów na łamach czasopism branżowych oraz na stronach internetowych portali energetycznych.

Na podstawie art. 31 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne wydane zostały 84 numery „Biuletynu Branżowego Urzędu Regulacji Energetyki – Energia elektryczna”, każdy w nakładzie 100 egz. Zawierały one, istotne dla sektora elektroenergetyki i odbiorców, zatwierdzone przez Prezesa URE taryfy, zmiany taryf, informacje o decyzjach odmawiających ich zatwierdzenia, umarzających postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryf, odmawiających zmiany taryf, odmawiających zwolnienia z obowiązku przedłożenia taryfy do zatwierdzenia i o innych decyzjach w sprawie taryf. W ubiegłym roku ukazało się także 15 numerów „Biuletynu Branżowego Urzędu Regulacji Energetyki – Paliwa gazowe” w nakładzie 100 egz. oraz 4 numery „Biuletynu Branżowego Urzędu Regulacji Energetyki – Węgiel brunatny” w nakładzie 40 egz., z zatwierdzonymi przez Prezesa URE bazowymi cenami dla węgla wskaźnikowego, stosowanymi przez kopalnie wobec elektrowni. Ze względu na duże zainteresowanie decyzjami taryfowymi ze strony przedsiębiorstw energetycznych, organizacji społeczno-zawodowych sektora, firm konsultingowych, placówek naukowo-badawczych, a także odbiorców energii, na bieżąco na stronie internetowej URE prezentowane są wszystkie zatwierdzone taryfy przedsiębiorstw gazowniczych i elektroenergetycznych. Zatwierdzone taryfy, a także decyzje Prezesa URE przyznające bądź zmieniające koncesje przedsiębiorstwom ciepłowniczym opublikowane zostały we właściwych miejscowo wojewódzkich dziennikach urzędowych.

W celu popularyzowania teorii i praktyki regulacyjnej kontynuowano, zainicjowaną przez Prezesa URE, publikację serii wydawniczej „Biblioteka Regulatora”. W pracy prof. Jana Czekaja „Kontrakty długoterminowe a rynek energii elektrycznej w Polsce” przedstawiono główną barierę utrudniającą rozwój procesów konkurencyjnych w podsektorze elektroenergetycznym. Dr Mirosław Duda w „Perspektywach rozwoju elektroenergetyki w świecie i w Polsce” podejmuje merytoryczną dyskus-

ję z przyjętymi koncepcjami rządowymi, zawartymi m.in. w „Założeniach polityki energetycznej Polski do 2020 roku”. Trzecia książka wydana w roku sprawozdawczym – „Jaki model rynku energii”, to praca zbiorowa pracowników Urzędu pod redakcją prof. Marka Okólskiego. Jest to pierwsza w Polsce publikacja przedstawiająca skomplikowane problemy konsekwentnego dochodzenia do rodzimych modeli rynku w elektroenergetyce, ciepłownictwie i gazownictwie. Zawiera ona rozważania nad przyjętą lub pożądaną strategią restrukturyzacji i dylematami z tym związanymi w tzw. okresie przejściowym, dla każdego z tych podsektorów. Wydane książki cieszyły się ogromnym zainteresowaniem przedsiębiorstw energetycznych, odbiorców paliw i energii oraz decydentów gospodarczych. Ze względu na ograniczony nakład wszystkie opublikowane pozycje „Biblioteki Regulatora” dostępne są na stronie internetowej URE.

Okresowe spotkania Prezesa URE z dyrektorami oddziałów terenowych (odbywające się w różnych miastach wojewódzkich) potwierdziły potrzebę bliższych kontaktów z przedstawicielami mediów regionalnych, które skuteczniej niż media centralne informują społeczności lokalne o problemach regulacji. W wyniku podjętych działań w prasie śląskiej, szczecińskiej i wielkopolskiej ukazały się teksty informacyjno – poradnicze sygnowane przez URE. Poruszane są w nich głównie praktyczne problemy, nurtujące domowych odbiorców paliw i energii, związane z przyłączeniem do sieci, jakością usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, zasadami przeprowadzania kontroli działania układów pomiarowo-rozliczeniowych, konstrukcją i definicją cen i stawek opłat zawartych w rachunkach. Ponadto oddziały terenowe URE, w ramach współpracy, przygotowały dla miejskich i powiatowych rzeczników konsumenta materiały pomocnicze uwzględniające specyfikę regionalną odbiorców.

W zależności od potrzeb, członkowie kierownictwa URE udzielali wypowiedzi i wywiadów dla wszystkich zainteresowanych mediów centralnych i regionalnych. Szczególne natężenie tych kontaktów miało miejsce w maju i czerwcu – w związku z procesem zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej spółek dystrybucyjnych, w lipcu – z uwagi na zwolnienie wytwórców energii elektrycznej z zatwierdzania taryf, w sierpniu i październiku – w związku z odmową zatwierdzenia taryfy PGNiG S.A., w grudniu – w związku z rozstrzygnięciem sporu między GZE S.A. a Hutą Łaziska S.A. oraz wprowadzenie akcyzy na energię elektryczną.

W 2001 r. kontynuowano stałą współpracę z centralnymi, regionalnymi i branżowymi środkami masowego przekazu, upatrując w kontaktach z tymi redakcjami kolejną możliwość informowania opinii publicznej o problemach związanych z regulacją energetyki. W kontaktach z mediami dostrzegano dodatkową sposobność dotarcia z ważnymi dla regulacji treściami do bezpośredniego odbiorcy. Cyklicznie przesyłany był do 35 redakcji Serwis Informacyjny URE. Ponadto przygo-

towanych zostało 12 zestawów tematycznych, które rozestano do 20 redakcji. Zawarte w nich tematy były wielokrotnie impulsem sprzyjającym zainteresowaniu się konkretnymi problemami, a w konsekwencji przyczyniły się do powstawania artykułów, audycji radiowych i programów telewizyjnych. Obok bieżącej współpracy, służącej wyjaśnianiu czytelnikom (tak odbiorcom, jak również przedsiębiorcom energetycznym) decyzji, stanowisk i opinii Prezesa URE, przygotowane zostały – zgodnie z zamówieniami konkretnych redakcji – odpowiedzi na pytania indywidualnych użytkowników energii i paliw gazowych. Inną formę dotarcia do szerokich kręgów społecznych stanowi internetowy „Poradnik Odbiorcy”, w którym pracownicy URE odpowiadają na pytania zadawane przez konsumentów energii i paliw.

Kierownictwo i pracownicy URE uczestniczyli w wielu publicznych debatach dotyczących restrukturyzacji sektora energetycznego i zasad regulacji. Prezes URE objął również honorowym protektoratem i uczestniczył m.in. w spotkaniach „VIII Rynku Energii Elektrycznej 2001”, „Rynku Gazu 2001”, XXX Kongresie Ciepłownictwa, „Rynku Energii Ciepłej 2001”, a także licznych naradach stowarzyszeń i związków społeczno-zawodowych energetyków.

11.1. Publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii

Na łamach Biuletynu Urzędu Regulacji Energetyki opublikowano szereg artykułów dotyczących zwiększenia efektywności użytkowania paliw i energii w tym: „Wytwarzanie energii w skojarzeniu”, „Strategie rozwoju energetyki niekonwencjonalnej”, „Energia elektryczna ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych w zakupach zakładów energetycznych”. Ten ostatni artykuł stanowił syntetyczny raport z badań rynku „zielonej energii” i dostarczył wiarygodnych informacji o wszystkich źródłach energii niekonwencjonalnej w naszym kraju. W tym samym periodyku wydrukowano także znaczną liczbę definicji pojęć związanych z energetyką i zagadnieniami regulacji w energetyce (Słownik Regulatora). W przeglądzie prasy URE zamieszczono wiele artykułów i relacji z konferencji, seminariów i innych spotkań z udziałem pracowników URE, dotyczących zagadnień racjonalizacji i poprawy efektywności użytkowania paliw i energii oraz problematyki odnawialnych źródeł energii.

Podczas konferencji z udziałem środowisk energetycznych przedstawiciele Prezesa URE wygłaszali referaty dotyczące problematyki udzielania koncesji i zatwierdzania taryf dla przedsiębiorstw wykorzystujących odnawialne źródła energii oraz roli regulatora w rozwoju energetyki niekonwencjonalnej. Upowszechnianie informacji z ww. zakresu (oraz niektórych zagadnień formalno – prawnych, zwłaszcza regulacyjnej roli Prezesa URE), odbywało się także poprzez liczne bezpośrednie kontakty pracowników URE z osobami zainteresowanymi oraz przedstawicielami mediów.

12. Współpraca z zagranicą

W 2001 r. rozpoczęły się wstępne prace w sprawie zgłoszonego do finansowania ze środków PHARE 2001 projektu pt. „Harmonizacja uregulowań prawno-instytucjonalnych ze standardami UE w zakresie rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego oraz poprawy bezpieczeństwa energetycznego”. Celem nadrzędnym projektu jest poprawa efektywności ekonomicznej polskiego sektora energii oraz zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii poprzez wdrożenie jednolitych zasad funkcjonowania rynków energii elektrycznej i gazu ziemnego oraz dostosowanie systemu zapasów obowiązkowych paliw ciekłych do wymogów Unii Europejskiej. Zgodnie z harmonogramem wdrażania projektu, pierwszą fazę stanowić będzie wybór partnera do tzw. „umowy bliźniaczej” (koordynuje Minister Gospodarki).

Do ważniejszych kontaktów zagranicznych URE należy zaliczyć spotkania Prezesa URE z przedstawicielami Banku Światowego, podczas których dyskutowano zagadnienia potencjalnej pomocy dla dalszych działań regulacyjnych, a także spotkania z reprezentantami Karty Energetycznej. Przedstawiciel Prezesa URE uczestniczył również w czterech posiedzeniach Grupy roboczej ds. Inwestycji i Handlu Karty Energetycznej, której został wiceprzewodniczącym (dr Mirosław Duda). Spotkania odbywały się w brukselskiej siedzibie Sekretariatu Karty Energetycznej.

W 2001 r. odbyło się kilka posiedzeń merytorycznych grup roboczych, tzw. komitetów (Komitet Koncesyjny i Konkurencji oraz Komitet Taryf i Cen), w ramach Regionalnego Stowarzyszenia Regulatorów Energetyki (ERRA) przy wsparciu organizacyjnym Stowarzyszenia Regulatorów Amerykańskich (NARUC) i USAID. Podsumowaniem współpracy było V Doroczne Spotkanie Regulatorów z Krajów Europy Centralnej i Wschodniej oraz Eurazji, którego gospodarzem był bułgarski urząd regulacyjny. Podczas konferencji omawiano problematykę regulacyjną w państwach regionu oraz kwestie związane z zaplanowaną na kwiecień 2002 r. w Budapeszcie konferencją dotyczącą regulacji i inwestycji w energetyce.

Przedmiotem szczególnego zainteresowania i aktywności międzynarodowej w okresie sprawozdawczym były sprawy związane z integracją Polski z Unią Europejską. Znalazło to swój wyraz zarówno w uczestnictwie pracowników URE w organizowanych przez Komisję Europejską konferencjach i seminariach, jak i w bieżącej współpracy z UKIE, a także w przedsięwzięciach własnych, takich jak wspomniana wcześniej, zorganizowana wspólnie z Wyższą Szkołą Przedsiębiorczości i Zarządzania konferencja naukowa „Regulacja w energetyce – doświadczenia państw Unii Europejskiej”. W konferencji tej uczestniczyli przedstawiciele administracji państwowej, środowiska naukowego, spółek energetycznych oraz inwestorów krajowych i zagranicznych. Celem konferencji była prezentacja i wymiana poglądów na temat wybranych problemów regulacji sektora energetycznego istotnych w procesie integracji Polski z Unią Europej-

ską, tj.: harmonizacja prawa z normami prawa wspólnotowego, problematyka kosztów kapitału oraz ekonomicznych narzędzi regulacji.

Ponadto, przedstawiciele Prezesa URE wzięli udział w II seminarium Regulatorów Państw Unii Europejskiej z Regulatorami Państw Akcesyjnych w Wiedniu. Przedmiotem tego spotkania były kwestie związane z problematyką regulacji rynku energetycznego państw UE i stowarzyszonych oraz propozycje zmian do dyrektyw unijnych w dziedzinie energetyki. Gościem honorowym seminarium była pani Loyola de Palacio – Komisarz UE ds. Transportu i Energii.

URE korzysta ze środków wyspecjalizowanej Agencji Komisji Europejskiej ds. Szkoleń TAIEX, co w wyraźny sposób obniża koszty naszego uczestnictwa w przedsięwzięciach służących naszej integracji ze strukturami europejskimi. Wzorem roku ubiegłego URE brało czynny udział w pracach Stowarzyszenia Regulatorów Europejskich (CEER), uczestnicząc zarówno w organizowanych przez CEER konferencjach, jak i goszcząc w Polsce jego przedstawiciela.

Korzystając ze środków pomocowych, pracownicy URE podnosili swoje kwalifikacje zawodowe na warsztatach szkoleniowych oraz seminariach zagranicznych. Uczestniczyli m.in. w:

- seminarium pt. „Regulation of Electricity Supply Quality” w Mediolanie, zorganizowanym przez Komisję Europejską; seminarium poświęcone było obsłudze jakościowej końcowych odbiorców energii elektrycznej,
- seminarium w Pradze na temat „kosztów osieroconych” oraz długoterminowych umów na zakup energii, zorganizowanym przez Dyktoriał Generalny Energii i Transportu Komisji Europejskiej oraz Bank Światowy; podczas seminarium przedstawiciel URE zaprezentował polskie doświadczenia w tym zakresie,
- seminarium dotyczącym implementacji Dyrektywy Gazowej (98/30/UE) w Lublinie, w którym udział wzięło ok. 40 osób z 13 krajów kandydujących do UE; podczas obrad poruszano problematykę propozycji zmian do ww. Dyrektywy, wniosków Europejskiego Forum Regulacji Gazu oraz aktualnego stanu dostosowania do uregulowań UE w zakresie rynku gazu w poszczególnych krajach kandydujących,
- szkoleniu pt. „Utility Regulation and Strategy”, które odbyło się na Uniwersytecie Floryda (Gainesville w Stanach Zjednoczonych); zadaniem szkolenia, w którym wzięło ok. 100 osób z kilkudziesięciu krajów całego świata, było podniesienie kwalifikacji osób zajmujących się regulacją sektorów energii elektrycznej, gazu, telekomunikacji oraz sektora wodnego,
- seminarium pt. „Modernising Government in Europe” zorganizowanym przez British Council w Rzymie, poświęconym roli regulacji w kształtowaniu sprawnego modelu administracji rządowej,
- seminarium „Regulatory Framework for Energy Third Party Financing in Central Europe” w Budapeszcie;

tematyka seminarium dotyczyła kwestii związanych z TPA oraz zaangażowaniem firm typu ESCO (Energy Saving Company) w modernizację obiektów energetycznych.

Delegacja URE przebywała we Francji, na zaproszenie Sekretarza Stanu ds. Przemysłu w Ministerstwie Gospodarki, Finansów i Przemysłu, w celu odbycia serii spotkań z przedstawicielami administracji państwowej, m.in. francuskim organem regulacji energetyki, jak również z reprezentantami firm z branży energetycznej.

Gościem Prezesa URE była delegacja Węgierskiego Urzędu Regulacji. Tematyka spotkań z przedstawicielami sektora energetycznego w Polsce dotyczyła kwestii regulacji i liberalizacji energetyki, wpływu giełdy energii na kształtowanie się rynku konkurencyjnego oraz zasad ustalania taryf i koncesjonowania przedsiębiorstw energetycznych.

Przedstawiciele URE spotykali się w roku 2001 z reprezentantami wielu instytucji, firm i korporacji zainteresowanych sektorem energetycznym w Polsce oraz zadaniami URE, m.in. z: Francji – Przedstawiciel Ambasady Francuskiej w Polsce; Holandii – Przedstawiciel Ambasa-

dy Holenderskiej w Polsce oraz agencji rządu holenderskiego SENTER i firmy NUON; Korei Południowej – przedstawiciele Koreańskiego Instytutu Zjednoczenia Narodowego; Korei Północnej – Wiceminister Górnictwa i Energetyki, Szwecji – delegacja szwedzkiego MSZ (Departament Promocji Eksportu i Rynku Wewnętrznego); USA – Przedstawiciele Ambasady USA w Polsce, Deloitte & Touch, Departamentu Energii USA, Center for Strategic & International Studies, Uniwersytetu Goerge-town i Uniwersytetu Pensylwania; Wielkiej Brytanii – Dyrektor Generalny ds. Polityki Energetycznej w Ministerstwie Handlu i Przemysłu w Wielkiej Brytanii, Dyrektor Departamentu Polityki Europejskiej w Ministerstwie Przemysłu i Handlu, Dyrektor Wydziału Rozszerzenia UE w Ministerstwie Przemysłu Handlu, Szefowa Departamentu Koordynacji Polityki i strategii Unii Europejskiej w Ministerstwie Finansów, British Petroleum (BP).

Ponadto, spotykano się z przedstawicielami Banku Światowego (m.in. Michaeliem Carterem – Dyrektorem Biura Banku Światowego na Estonię, Litwę, Łotwę i Polskę) i Amerykańskiej Agencji ds. Rozwoju Międzynarodowego (USAID).

Część II. DZIAŁALNOŚĆ ODDZIAŁU CENTRALNEGO I ODDZIAŁÓW TERENOWYCH

Prezes URE z mocy art. 22 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu obowiązującym do dnia 31 grudnia 1998 r., otrzymał kompetencję tworzenia oddziałów terenowych. W 1998 r. utworzone zostały oddziały terenowe: od 1 kwietnia w Gdańsku, Katowicach, Krakowie, Łodzi, Poznaniu i Wrocławiu, od 30 kwietnia w Warszawie, od 7 września w Szczecinie i od 9 listopada w Lublinie. Ustawa z dnia 24 lipca 1998 r. o zmianie niektórych ustaw określających kompetencje organów administracji publicznej – w związku z reformą ustrojową (Dz. U. 106, poz. 668), która weszła w życie z dniem 1 stycznia 1999 r., zmieniła brzmienie art. 22 ustawy – Prawo energetyczne i w ust. 1 tego artykułu obecnie określa, iż w skład Urzędu Regulacji Energetyki wchodzi Oddział Centralny oraz 8 oddziałów terenowych. Kompetencje do określenia właściwości rzeczowej oraz szczegółowego zasięgu terytorialnego oddziałów przejęła Rada Ministrów i kwestie te zostały uregulowane rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 24 grudnia 1998 r. w sprawie szczegółowego zasięgu terytorialnego i właściwości rzeczowej Oddziału Centralnego i oddziałów terenowych Urzędu Regulacji Energetyki (Dz. U. Nr 162, poz. 1141)¹⁾.

Po powołaniu przez Prezesa URE dyrektorów oddziałów terenowych i podjęciu przez nich działań organizacyjnych związanych z wynajęciem i wyposażeniem siedzib, rekrutacją i szkoleniem pracowników,

1) Od dnia 1 stycznia 2002 r., kompetencje te zostały przyznane Ministrowi Gospodarki na podstawie art. 24 pkt 2 ustawy z dnia 21 grudnia 2001 r. o zmianie ustawy o organizacji i trybie pracy Rady Ministrów oraz o zakresie działania ministrów, ustawy o działach administracji rządowej oraz o zmianie niektórych ustaw (Dz. U. Nr 154, poz. 1800).

następowało stopniowe przekazywanie im uprawnień regulacyjnych. Dzięki temu regulacja energetyki odbywa się bliżej przedsiębiorstw, a także odbiorców paliw i energii. Regionalne stosowanie narzędzi regulacyjnych, analiza porównawcza przedsiębiorstw działających w podobnych warunkach stwarza większe możliwości wymuszania poprawy efektywności gospodarowania, zarazem sprzyja poprawie standardów zaopatrzenia i obsługi odbiorców.

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

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

Rysunek 5. Siedziby i zasięg terytorialny oddziałów terenowych URE



- kontrolowanie przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku utrzymywania zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii, paliw gazowych i ciepła do odbiorców.

W roku 2001 oddziały terenowe kontynuowały samodzielną realizację zadań regulacyjnych. Posiadana i pozyskana wiedza o sytuacji ekonomiczno-finansowej przedsiębiorstw energetycznych, rozpoznanie potrzeb poszczególnych grup odbiorców, znajomość przepisów prawa i procedur administracyjnych dała oddziałom terenowym możliwość skutecznego równoważenia interesów dostawców i odbiorców energii, zwłaszcza w ciepłownictwie, a także w zakresie rozstrzygania wszelkich sporów.

1. Oddział Centralny w Warszawie

Zasięg terytorialny Oddziału Centralnego URE w Warszawie to obszar województwa mazowieckiego, obejmujący 325 gmin i 42 powiaty. Stan osobowy Oddziału Centralnego w roku 2001 nie zmienił się i wynosi 17 osób – w tym 14 z wykształceniem wyższym (energetycy, ekonomiści i prawnicy) i 3 z wykształceniem średnim. Pra-

cownicy oddziału w 2001 r. podnosili swoje kwalifikacje poprzez uczestnictwo w szkoleniach z zakresu zarządzania pracą zespołową, metod wspierania rozwoju zawodowego pracowników, zagadnień dotyczących UE (Polska droga do Unii Europejskiej), kursach języka angielskiego, studiach podyplomowych – „Ekonomiczne problemy sektora elektroenergetycznego”.

Funkcję Dyrektora Oddziału Centralnego od dnia 22 lipca 1998 roku pełni Krystyna Gromczyńska.

1.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

W roku 2001 nastąpił wzrost ilości podmiotów koncesjonowanych mających siedzibę na terenie Oddziału Centralnego ze 136 koncesjonariuszy prowadzących działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe oraz 250 prowadzących działalność w zakresie wytwarzania, magazynowania i obrotu paliwami ciekłymi – łącznie 386 (wg stanu na 31 grudnia 2000 r.) do 482 przedsiębiorstw koncesjonowanych (wg stanu na 31 grudnia 2001 r.).

Wzrost ten wynikał z rozszerzenia zakresu obowiązku uzyskania koncesji na wytwarzanie ciepła, jak również na obrót paliwami ciekłymi przez ustawę nowelizującą oraz z udzielenia koncesji nowoutworzonym przedsiębiorstwom energetycznym.

Wśród 482 koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych mających swoją siedzibę na terenie działania oddziału:

- 55 przedsiębiorstw prowadziło działalność gospodarczą dotyczącą zaopatrzenia w energię elektryczną (największe z nich to: STOEN S.A., Zakład Energetyczny Warszawa-Teren S.A., Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego S.A., Elektrownia Kozienice S.A. oraz Zespół Elektrowni Ostrołęka S.A.),
- 10 przedsiębiorstw prowadziło działalność gospodarczą dotyczącą zaopatrzenia w paliwa gazowe (największe z nich to: Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., System Gazociągów Tranzytowych „Europol Gaz” S.A. oraz PHZ „Bartimpex” S.A.),
- 82 przedsiębiorstwa prowadziły działalność gospodarczą dotyczącą zaopatrzenia w ciepło. Spośród nich największą grupę stanowiło 69 przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem oraz przesyłaniem i dystrybucją ciepła – do największych z nich należy Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Siedlce Sp. z o.o. i Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Ciechanów Sp. z o.o. oraz Elektrociepłowni Warszawskie S.A. W grupie tej znajduje się również jedyne działające w zasięgu terytorialnym oddziału koncesjonowane przedsiębiorstwo ciepłownicze, które do wytwarzania ciepła wykorzystuje energię wód termalnych (Geotermia Mazowiecka S.A. w Żyrardowie). Przedsiębiorstwa zajmujące się wyłącznie wytwarzaniem ciepła to grupa licząca 8 podmiotów, wśród których największe to Zespół Elektrowni Ostrołęka S.A. Trzecią, obejmującą 10 podmiotów grupę, tworzyły przedsiębiorstwa prowadzące wszystkie wymagające uzyskania koncesji rodzaje działalności gospodarczej dotyczącej zaopatrzenia w ciepło – w grupie tej plasuje się największe w kraju i zarazem jedno z największych w Europie przedsiębiorstw ciepłowniczych – Stołeczne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej, dostarczające ponad 8 tys. odbiorców ok. 40 mln GJ ciepła rocznie. Łączna moc cieplna, jaką dysponowały źródła ciepła przedsiębiorstw z 3 ww. grup to ok. 13 tys. MW. Pozostałą grupę przedsiębiorstw ciepłowniczych stanowiły 3 podmioty zajmujące się wyłącznie przesyłaniem i dystrybucją ciepła zakupywanego od innych przedsiębiorstw – największe wśród nich to Ostrołęckie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Spółka z o.o.,
- 356 przedsiębiorstw prowadziło działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, magazynowania i obrotu paliwami ciekłymi. Największym producentem paliw ciekłych jest Polski Koncern Naftowy „Orlen” S.A.

W roku 2001 na terenie województwa mazowieckiego funkcjonowały 2 koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne eksploatujące odnawialne źródła energii:

- 1) Geotermia Mazowiecka S.A. z siedzibą w Żyrardowie, wykorzystująca geotermalne źródło ciepła zlokalizowane w Mszczonowie, o łącznej mocy zainstalowanej 6,4 MW,
- 2) Zakład Energetyczny Warszawa-Teren S.A. z siedzibą w Warszawie, prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w źródle odnawialnym, jakim jest Elektrownia Wodna „Dębne”, o mocy zainstalowanej 20 MW.

Żaden z koncesjonariuszy z województwa mazowieckiego nie prowadził koncesjonowanej działalności gospodarczej przy wykorzystaniu niekonwencjonalnych źródeł energii.

Ponadto w województwie mazowieckim funkcjonowało kilkadziesiąt podmiotów prowadzących, niewymagającą uzyskania koncesji, działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła lub energii elektrycznej w źródłach odnawialnych niewielkiej mocy (z reguły rzędu kilkunastu – kilkudziesięciu, rzadko kiedy kilkuset kW). Źródła te to najczęściej małe elektrownie wodne typu przepływowego oraz źródła przetwarzające energię biomasy lub biogazu.

1.2. Odbiorcy paliw i energii

a) odbiorcy ciepła

Ciepło wytwarzane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze działające na terenie województwa mazowieckiego zaspokaja przede wszystkim potrzeby komunalno-bytowe odbiorców: spółdzielni, wspólnot mieszkaniowych, zarządów budynków komunalnych, odbiorców indywidualnych z lokali mieszkalnych i użytkowych. Do największych odbiorców ciepła na te cele należy Spółdzielnia Mieszkaniowa „Bródno” w Warszawie zamawiająca 128 MW mocy cieplnej zużywająca w skali roku 1 128 310 GJ oraz Spółdzielnia Mieszkaniowa „Ustronie” w Radomiu – 46 MW mocy zamówionej 332 271 GJ zużytego ciepła. W 2001 r. nastąpiło zmniejszenie wysokości zamówionej mocy cieplnej na potrzeby komunalno-bytowe.

Odbiorcy zużywający ciepło na potrzeby produkcji przemysłowej w Mazowieckim, podobnie jak pozostali odbiorcy ciepła, z roku na rok w mniejszym stopniu korzystają z potencjału wytwórczego przedsiębiorstw ciepłowniczych – w 2001 r. do największych odbiorców ciepła na cele przemysłowe należały Daewoo-FSO Warszawa z mocą zamówioną 102 MW (dla porównania w 2000 r. moc ta wynosiła 126 MW) oraz Tarchomińskie Zakłady Farmaceutyczne „Polfa” S.A. (55,3 MW).

b) odbiorcy paliw gazowych

Najwięksi finalni odbiorcy gazu ziemnego zwiększyli zużycie tego paliwa i w 2001 r. zakupili: Zakłady Przemysłu Tłuszczowego w Warszawie S.A. – 9,67 mln m³ (w 2000 r. 5,5 mln m³), Browar Sierpc S.A., który zużył

w 2001 r. 8,4 mln m³ (poprzednio 8,2 mln m³) oraz Frito-Lay Poland Sp. z o.o. – 6,6 mln m³ (poprzednio 4,4 mln m³).

Z danych Oddziału Centralnego wynika, że tak odbiorcy przemysłowi, jak i odbiorcy zużywający to paliwo na potrzeby komunalno-bytowe, tj. spółdzielnie, wspólnoty mieszkaniowe, zarządy budynków komunalnych, indywidualni odbiorcy z lokali mieszkalnych i użytkowych nie zwiększyli zużycia paliw gazowych.

c) odbiorcy energii elektrycznej

Zużycie energii elektrycznej przez odbiorców z terenu województwa mazowieckiego utrzymuje się na stałym poziomie, a wśród największych jej odbiorców należy wymienić Hutę „L.W.” Sp. z o.o. w Warszawie, która w ub. r. zużyła blisko 423 GWh energii czynnej, Intercell Ostrołęka S.A. – 235 GWh, Thomson Polkolor Sp. z o.o. – 197 GWh i przedsiębiorstwo „Tramwaje Warszawskie” – 152 GWh.

d) odbiorcy paliw ciekłych

Łączna sprzedaż wszystkich rodzajów paliw ciekłych w roku 2001 nieznacznie spadła, przy czym w niewielkim zakresie wzrosło zużycie benzyny bezołowiowej oraz oleju opałowego.

1.3. Działalność regulacyjna

1.3.1. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

W roku 2001 rozpatrywanie wniosków przedsiębiorstw energetycznych o zatwierdzenie opracowanych przez nie taryf lub zmian taryf dla ciepła było jednym z głównych zadań realizowanych w oddziale. W roku tym, takie wnioski złożyło 61 przedsiębiorstw z woj. mazowieckiego, prowadzących działalność gospodarczą z zakresu zaopatrzenia w ciepło. Spośród nich:

- 45 przedsiębiorstw wystąpiło z wnioskami o zatwierdzenie kolejnych (drugich lub trzecich – licząc kolejne okresy regulacji wyznaczone przedsiębiorstwom) nowych taryf, przy czym 4 z tych przedsiębiorstw złożyło wnioski taryfowe na skutek skierowanego do nich wezwania (wystosowanego na podstawie znowelizowanego w 2000 r. art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne) – pomimo bowiem upływu terminu obowiązywania dotychczasowej taryfy przedsiębiorstwa te nie przedstawiły nowych taryf do zatwierdzenia.

W związku z tymi wnioskami wszczęto w 2001 r. 50 postępowań administracyjnych, w wyniku których 40 przedsiębiorstwom zatwierdzono w całości nowe taryfy, 6 razy odmówiono zatwierdzenia całej taryfy (pięciu przedsiębiorstwom, przy czym jednemu z nich dwukrotnie), 2 razy umorzono w całości wszczęte postępowanie – co miało miejsce w przypadku tego samego wnioskodawcy i nastąpiło na jego wniosek, zakończenie jednego postępowania przypadnie na 2002 r.; w przypadku jednego z przedsiębiorstw przedstawiła przez nie taryfę zatwierdzono w części (wydając w tym celu 2 decyzje admi-

nistracyjne), w części postępowanie umorzono (2 decyzje), w części je zawieszono (1 decyzja), w pozostałej części taryfa przedsiębiorstwa nie została zatwierdzona (3 decyzje).

8 z rozpatrywanej puli 45 przedsiębiorstw występowało w ciągu 2001 r. także z wnioskami o zmianę zatwierdzonych im taryf, zazwyczaj wnosząc o wydłużenie okresu ich obowiązywania. W tym zakresie wszczęto 9 postępowań (jedno z tych przedsiębiorstw występowało z takim wnioskiem dwukrotnie), z których 6 zakończono zatwierdzeniem zmiany taryfy, w 2 przypadkach odmówiono zatwierdzenia takiej zmiany, jedno postępowanie zostanie zakończone w 2002 r.

- 16 przedsiębiorstw po raz pierwszy wystąpiło z wnioskiem taryfowym. Pięć przedsiębiorstw złożyło swoje wnioski wskutek uprzedniego wezwania ich przez Prezesa URE.

W wyniku wszczętych w związku z tymi wnioskami postępowań, zatwierdzono taryfy 10 przedsiębiorstwom (przy czym w jednym przypadku zatwierdzono część taryfy przedsiębiorstwa), 2 przedsiębiorstwom odmówiono zatwierdzenia taryfy, zaś w jednym przypadku postępowanie zawieszono na wniosek przedsiębiorstwa. Decyzja w sprawie 3 wniosków zostanie wydana w przypadnie na rok 2002.

Uległa poprawie wartość merytoryczna i przejrzystość przedkładanych w 2001 r. wniosków taryfowych. Nadal jednak pojawiały się błędy, najczęściej występujące to:

- 1) przyjmowanie do kalkulacji cen i stawek opłat:
 - a) mocy zamówionej przez odbiorców wynikającej z wielkości tej mocy na dzień składania taryfy, zamiast na ostatni dzień roku kalendarzowego poprzedzającego pierwszy rok składania taryfy,
 - b) nieodpowiedniej ilości ciepła – np. do kalkulacji cen – ilość ciepła sprzedanego odbiorcom, zamiast ilości ciepła wprowadzonego do sieci,
 - c) zawyżonej wielkości strat ciepła, mocy i nośnika ciepła,
- 2) nieodpowiednie planowanie kosztów paliwa – w przypadku paliwa olejowego i gazowego przyjmowanie ceny wyższej (np. średniej lub najwyższej z 2001 r.) od występującej w dniu składania wniosku taryfowego,
- 3) zaniżanie sprawności występujących w przedsiębiorstwie kotłowni, przez co błędnie planowana jest większa ilość paliwa.

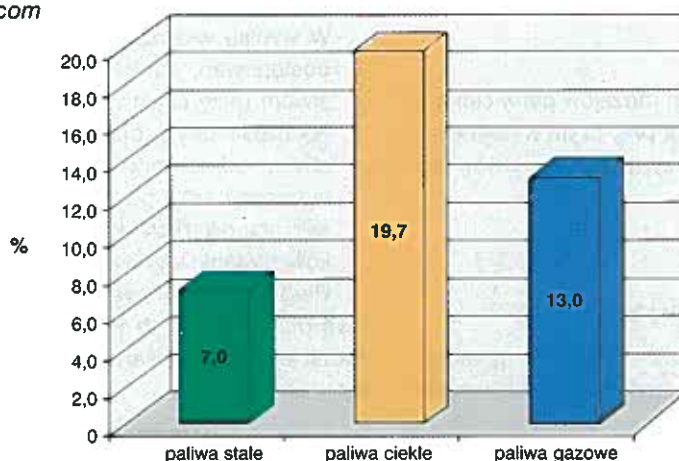
Z postępowań wszczętych i niezakończonych w 2000 r., 3 zakończono zatwierdzeniem nowych taryf (1 pierwszej i 2 drugich), jedno postępowanie rozstrzygnięto poprzez zatwierdzenie części taryfy przedsiębiorstwa, wydając w tym celu 2 decyzje administracyjne (w 2001 r. przedsiębiorstwo, w związku z rozszerzeniem zakresu działalności koncesjonowanej, rozszerzyło także swój pierwotny wniosek taryfowy – w pozostałej części decyzje zapadną w 2002 r.), 3 postępowania, dotyczące zmian taryf, umorzono.

Sygnalizowane wyżej częściowe rozstrzygnięcie niektórych spraw taryfowych zostało podjęte po raz pierwszy w 2001 r. i dotyczyło: Dalkii Termiki S.A., Polish Energy Partners S.A. oraz Wojskowej Agencji Mieszkaniowej. Przedsiębiorstwa te, mając siedzibę w woj. mazowieckim, prowadzą koncesjonowaną działalność gospodarczą w różnych, niezwiązanych ze sobą po stronie popytowej rynkach (także z terenu innych województw), w oparciu o różną infrastrukturę, w odmiennym zakresie oraz przy wykorzystywaniu nie zawsze tych samych technologii, a przy tym zakres ich działalności ulega relatywnie dynamicznym zmianom w czasie. Częściowe zatwierdzanie taryf tych przedsiębiorstw znosi barierę konieczności odmowy zatwierdzenia całej taryfy w przy-

Samodzielny Zespół Publicznych Zakładów Opieki Zdrowotnej w Gostyninie, Łęgajny Renewable Energy Generation Sp. z o.o., Miejskie Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji w m. st. Warszawie, PPHU Węgielek – Andrzej Tyski i Cukrownia Krasiniec S.A., powinny przedstawić swoje taryfy w początku 2002 r.

Zatwierdzone w oddziale w 2001 r. taryfy dla ciepła niosły ze sobą przeciętnie 8,9%-owy wzrost cen i stawek opłat w stosunku do ostatnio stosowanych przez przedsiębiorstwa ustalające te taryfy. Należy podkreślić, że propozycje podwyżek, o jakie występowały te przedsiębiorstwa były przeciętnie wyższe o 9,2 punktu procentowego od ostatecznie zatwierdzonych. Głównymi przyczynami wzrostu cen były: rosnące ceny

Rysunek 6. Średni wzrost cen i stawek opłat w zatwierdzonych w oddziale w 2001 roku nowych taryfach w stosunku do poprzednich taryf przedsiębiorstw w zależności od rodzaju paliw przetwarzanych na ciepło dostarczane odbiorcom



padku, gdy tylko w pewnej części została ona ustalona wadliwie. Odmowa zatwierdzenia taryfy skutkowałaby uniemożliwieniem stosowania taryfy na tych rynkach, dla których została ona ustalona w sposób zgodny z obowiązującymi przepisami. Przykładowo, przyjęcie takiego rozwiązania w przypadku Dalkii Termiki S.A. umożliwiło wprowadzenie do stosowania taryfy w części dotyczącej odbiorców z terenu 2 spośród 5 miejscowości, w których to przedsiębiorstwo wykonywało koncesjonowaną działalność na koniec 2001 r. Pozwoliło to przyspieszyć moment wprowadzenia nowych cen i stawek opłat do stosowania na tych rynkach, dla których zostały one ustalone odpowiednio do uzasadnionych kosztów zaopatrzenia odbiorców w ciepło. Ma to określony wymiar finansowy dla przedsiębiorstwa, a w dłuższym horyzoncie czasowym zmierza także do zapewnienia odbiorcom stabilności i jakości dostaw.

Stosowanie wezwań przedsiębiorstw do przedstawienia taryfy do zatwierdzenia na podstawie art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, miało szerszy zakres. Wezwania takie skierowano łącznie do 16 przedsiębiorstw. Poza ww. dziewięćmioma, które wezwane złożyły w 2001 r. swoje wnioski taryfowe, z 7-miu pozostałych, jedno zaprzestało wykonywania działalności koncesjonowanej, natomiast 6 przedsiębiorstw: Wojewódzki

paliw oraz wzrost obciążeń podatkowych (z tytułu podatków lokalnych).

1.3.2. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W 2001 r. Dyrektor Oddziału Centralnego został upoważniony przez Prezesa URE do zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w elektrociepłowniach. W związku z tym upoważnieniem zatwierdzone zostały 4 taryfy dla energii elektrycznej. Przedłożyły je Elektrociepłownie Warszawskie S.A., Zespół Elektrowni Ostrołęka S.A., Polish Energy Partners S.A., Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A. Z wnioskiem o zatwierdzenie taryfy dla energii elektrycznej wystąpiło także nowo utworzone przedsiębiorstwo – Energia Siedlce Sp. z o.o. Postępowanie w tej sprawie zostanie zakończone w 2002 r. Ponadto – na podstawie jednostkowego upoważnienia uzasadnionego okolicznościami postępowania – zatwierdzona została taryfa dla energii elektrycznej przedsiębiorstwu zajmującemu się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem energią (Ursus Media Sp. z o.o.).

1.3.3. Rozstrzygnięcie spraw spornych

W sprawach spornych rozstrzyganych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne wydano 39

decyzji administracyjnych, z czego 25 o umorzeniu postępowania. W porównaniu do roku 2000 liczba wydanych decyzji kształtowała się na zbliżonym poziomie (w 2000 r. zostało wydanych 40 decyzji).

Natomiast oczekiwane efekty przyniosły podejmowane przez oddział działania mające na celu doprowadzenie do ugodowego zakończenia sporów istniejących pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami, czego wyrazem było m.in. wydanie 17 decyzji umorzeniowych.

W 2001 r. prowadzono 6 postępowań, w których istotą sporu było ustalenie wielkości zamówionej mocy cieplnej, jej rozliczenie oraz termin wprowadzenia nowej mocy zamówionej do rozliczeń. Podkreślić należy, że tego rodzaju sprawy miały miejsce już w 2000 r., natomiast w roku 2001 nastąpiło ich nasilenie. Wynika to z faktu, że wielkość zamówionej mocy cieplnej ma bezpośredni wpływ na wysokość łącznych opłat za ciepło ponoszonych przez odbiorcę a także na strukturę tych opłat tzn. na wielkość udziału w nich opłat o charakterze stałym.

Od wydanych w oddziale decyzji w sprawach spornych zostało wniesionych 11 odwołań. Sąd Antymonopolowy wydał postanowienie w jednej sprawie, umarzając postępowanie, gdyż wnioskodawca wycofał odwołanie. Pozostałe odwołania nie zostały jeszcze rozpatrzone przez Sąd Antymonopolowy.

W Oddziale Centralnym w 2001 r. zostały wydane dwa postanowienia w trybie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne nakazujące podjęcie i kontynuowanie dostaw ciepła i energii elektrycznej.

Sąd Antymonopolowy rozpatrzył natomiast 4 odwołania wniesione od decyzji wydanych w oddziale w 2000 r. W dwóch przypadkach oddalił odwołania, a w dwóch przypadkach uchylił zaskarżone decyzje. Od jednego wyroku Sądu Antymonopolowego Prezes URE wniósł kasację do Sądu Najwyższego.

Ponadto do Oddziału Centralnego wpłynęło 169 wniosków, w których wnioskodawcy nie wnosili o rozstrzygnięcie przez Prezesa URE sporu z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne wśród których:

- 15 wniosków było prośbą o udzielenie wyjaśnień związanych ze stosowaniem przepisów ustawy – Prawo energetyczne oraz wydanych na jej podstawie aktów wykonawczych,
- 154 wnioski, dotyczyły spraw do rozstrzygnięcia których Prezes URE nie był właściwy; na pisma te zostały udzielone odpowiedzi (bądź są one w trakcie opracowywania) z obszernymi wyjaśnieniami. W części przypadków do przygotowania odpowiedzi na taki wniosek koniecznym było uzyskanie od przedsiębiorstw energetycznych, na podstawie art. 28 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, szczegółowych informacji.

Wnioski powyższe dotyczyły skarg na działania przedsiębiorstw:

- elektroenergetycznych, związane m.in. z wysokością opłat za dostarczoną energię elektryczną, przebie-

giem sieci elektroenergetycznej, rozliczeniem kosztów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, wysokością opłaty za nielegalny pobór energii elektrycznej, standardami jakościowymi dostawy energii elektrycznej (79),

- ciepłowniczych, związane m.in. z wysokością opłat za dostarczone ciepło, standardami jakościowymi obsługi odbiorców, bezprawnym działaniem przedsiębiorstwa (42),
- gazowniczych (Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. w Warszawie), związane z nielegalnym poborem paliw gazowych, rachunkiem za otrzymane paliwo gazowe (7).

Analiza złożonych skarg w Oddziale Centralnym na działalność przedsiębiorstw energetycznych pozwala wyodrębnić następujące przyczyny ich składania:

- 1) wzrost opłat za ciepło oraz zmiany wprowadzone w strukturze taryfy (podział na usługi przesyłowe stałe i zmienne) – odbiorcy ciepła zwracali się z prośbą o sprawdzenie prawidłowości rozliczeń,
- 2) wysokości opłat za ciepło naliczonych indywidualnym odbiorcom w lokalu przez zarządzającego lub właściciela budynku – wnioski te były zwracane odbiorcom z wyjaśnieniem, iż Prezes URE nie jest właściwy w przedstawionych sprawach i pomoc może zostać udzielona przez właściwego miejscowo Powiatowego Rzecznika Konsumentów,
- 3) sposób i wysokość naliczania opłat za nielegalny pobór energii elektrycznej i paliw gazowych,
- 4) przerwy w dostawie energii elektrycznej,
- 5) korekta opłaty za przyłączenie nieruchomości do sieci elektroenergetycznej (w sytuacji gdy umowa o przyłączenie została wykonana) – zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej zawierających stawki opłat za przyłączenie do sieci skalkulowanych stosownie do art. 7 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne i niezastosowanie ich do podmiotów, które podpisały umowy pomiędzy 14 czerwca 2000 r., a datą wejścia w życie ww. taryf dla energii elektrycznej spowodowało napływanie wniosków o dokonanie korekty przez przedsiębiorstwa.

1.3.4. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

Monitorowanie przestrzegania warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej prowadzone było odpowiednio do upływu terminu wykonania poszczególnych warunków określonych w koncesjach – na bieżąco, w toku rozpatrywania skarg wpływających do oddziału od odbiorców energii elektrycznej i ciepła, a także w trakcie rozpatrywania wniosków o zatwierdzanie taryf dla ciepła. Oddział Centralny w 46 przypadkach stwierdził naruszenie przez przedsiębiorstwa warunków zawartych w posiadanych przez nie koncesjach, polegających na nienadesłaniu w terminie do dnia 15 kwietnia 2001 r. sprawozdania z realizacji w 2000 r. warunków zawartych w koncesjach. W przedmiotowych sprawach zostały

wydane decyzje o odstąpieniu od wymierzenia kar pieniężnych, z uwagi na niezwłoczne usunięcie tych nieprawidłowości przez przedsiębiorstwa oraz deklarację przedsiębiorstw, że nałożone na nie w koncesji obowiązki będą realizowane w terminie.

b) parametry jakościowe dostaw

W Oddziale Centralnym przeprowadzono 3 kontrole dotyczące parametrów jakościowych dostaw energii elektrycznej dostarczanej przez 3 spółki dystrybucyjne. We wszystkich przypadkach działania przedsiębiorstw energetycznych były zgodne z przepisami obowiązującego prawa.

c) prawidłowość stosowania taryf

Monitoring prawidłowości stosowania taryf przez przedsiębiorstwa energetyczne prowadzony jest w sposób ciągły m.in. w toku postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzania taryf dla ciepła oraz spraw spornych, a także skarg odbiorców. Ponadto w maju 2001 r. 29 przedsiębiorstw (w tym jedno z 6 przedsiębiorstw, które uzyskały koncesje na początku 2001 r.) nieposiadających zatwierdzonych pierwszych taryf dla ciepła zostało ponownie wezwanych do nadesłania wyjaśnień dot. stosowanych przez nie cen i stawek opłat za ciepło (po raz pierwszy przedsiębiorstwa zostały wezwane do nadesłania tych informacji w listopadzie 1999 r.). Według stanu na dzień 31 grudnia 2001 r. spośród 29 przedsiębiorstw oraz 5 podmiotów, które uzyskały koncesje w 2001 r.:

- 14 podmiotów złożyło wnioski o zatwierdzenie taryfy dla ciepła w wyniku wezwania do nadesłania wyjaśnień dotyczących stosowanych przez nie cen i stawek opłat za ciepło,
- 6 przedsiębiorstw, które zostały wezwane do nadesłania taryf, do dnia 31 grudnia 2001 r. nie nadesłało wniosku taryfowego. Najbardziej odległy termin do nadesłania wniosku taryfowego został przesunięty na wniosek przedsiębiorstwa na dzień 31 stycznia 2002 r.,
- 2 przedsiębiorstwa, które uzyskały koncesje w drugiej połowie 2001 r. nie zostały jeszcze wezwane do złożenia taryf,
- 4 przedsiębiorstwa nie zostały wezwane do złożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy dla ciepła, ponieważ zakres prowadzonej działalności nie pokrywa się z udzielonymi koncesjami (zostaną wezwane po usunięciu tych niezgodności), bądź też dokonują się przekształcenia własnościowe (zostaną wezwane po ich zakończeniu), co uniemożliwia rozpatrzenie ewentualnego wniosku taryfowego, ustalono także, że 8 podmiotów nie prowadzi już działalności koncesjonowanej (wygasły koncesje udzielone 5 przedsiębiorstwom, 3 przedsiębiorstwa posiadające koncesje nie prowadziły na dzień 31 grudnia 2001 r. działalności koncesjonowanej).

Od odbiorców natomiast wpłynęło 56 skarg na stosowanie przez przedsiębiorstwa energetyczne cen i stawek

opłat (5 dotyczyło opłat za gaz, 16 opłat za ciepło, 35 opłat za przyłączenia do sieci elektroenergetycznej oraz rachunków za energię elektryczną). Z urzędu zostały podjęte działania w sprawie sprawdzenia prawidłowości stosowania 5 taryf (4 dla ciepła, 1 dla energii elektrycznej) przez 4 przedsiębiorstwa (jedno przedsiębiorstwo prowadzi działalność polegającą na zaopatrzeniu zarówno w ciepło jak i w energię elektryczną). W większości przypadków przedsiębiorstwa energetyczne stosowały ceny i stawki opłat zatwierdzone w taryfie, jednakże 5 przedsiębiorstw naruszyło postanowienia art. 47 ustawy – Prawo energetyczne stosując ceny i stawki opłat bez dopełnienia obowiązku ich przedstawienia do zatwierdzenia przez Prezesa URE (w tych przypadkach wszczęto postępowania w sprawie nałożenia kar pieniężnych, z których dwa nie zostały jeszcze zakończone) i wymierzono kary pieniężne 3 przedsiębiorstwom. Jedno z przedsiębiorstw (Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Mławie), błędnie interpretując zapisy przepisów wykonawczych niewłaściwie ustalało wysokość należności z tytułu opłaty abonamentowej. W wyniku podjętych przez Oddział Centralny działań, przedsiębiorstwo to wystawiło odbiorcom faktury korygujące i zaprzestało działań niezgodnych z przepisami prawa.

d) kwalifikacje energetyczne osób

Przeprowadzone przez pracowników oddziału kontrole kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji ujawniły nieprawidłowości polegające na zatrudnianiu osób, które nie posiadały wymaganych kwalifikacji (2 przedsiębiorstwa). W obu przypadkach po przeprowadzonej kontroli nieprawidłowości zostały usunięte. Na jedno przedsiębiorstwo nałożono karę pieniężną za ww. nieprawidłowości, drugie postępowanie nie zostało jeszcze zakończone.

e) utrzymywanie zapasów paliw

W ramach monitorowania przestrzegania utrzymywania przez przedsiębiorstwa obowiązkowych zapasów paliw prowadzone były dwa postępowania wyjaśniające, które nie zostały zakończone w 2001 r. W trakcie tych postępowań nie stwierdzono zagrożenia ciągłości dostaw energii elektrycznej i ciepła dla odbiorców kontrolowanych przedsiębiorstw.

1.3.5. Nakładanie kar pieniężnych

W oddziale prowadzono 53 postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kar pieniężnych, o których mowa w art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Wydaniem decyzji orzekających nałożenie kar pieniężnych zostały zakończone 4 postępowania (łącznie kwota wymierzonych kar wyniosła 68.800 zł). W pozostałych 47 postępowaniach zakończonych wydaniem decyzji, kary pieniężne nie zostały nałożone. Dwa wszczęte postępowania administracyjne zostaną zakończone w 2002 r.

Przesłankami do wszczynania postępowań administracyjnych w sprawie nałożenia kar pieniężnych były:

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

Kary pieniężne były nakładane wyłącznie na przedsiębiorstwa energetyczne (nie wszczęto jakiegokolwiek postępowania w sprawie nałożenia kary pieniężnej na kierownika przedsiębiorstwa energetycznego) i zostały one wymierzone za:

- stosowanie cen i stawek opłat, bez spełnienia obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47 ustawy – Prawo energetyczne (3 kary),
- zatrudnianie osób bez wymaganych ustawą – Prawo energetyczne kwalifikacji (1 kara).

Sąd Antymonopolowy rozpatrzył 2 odwołania od decyzji nakładających kary pieniężne, które zostały wydane w 2000 r. W obu przypadkach Sąd wniesione odwołania oddalił.

1.4. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z odbiorcami, przedsiębiorstwami energetycznymi oraz samorządami lokalnymi

W 2001 r. praktyką wspomagającą bezpośrednio proces regulacji, a w szczególności proces ustalania przez przedsiębiorstwa taryf dla ciepła i energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem były spotkania z odbiorcami, przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych oraz władz samorządowych.

W siedzibie oddziału odbywały się spotkania tak z obecnymi i przyszłymi odbiorcami ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych, jak i z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych. Najczęściej poruszanymi przez odbiorców tematami były sprawy dotyczące przyłączenia do sieci elektroenergetycznych i gazowych, wysokości rachunków za ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe oraz nielegalnego poboru energii lub paliw gazowych. Na spotkaniach z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych (m.in. Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A., Zakładu Energetycznego Warszawa-Teren S.A.) wiodącymi tematami były kwestie związane z ekonomicznymi warunkami przyłączenia odbiorców do sieci elektroenergetycznych i gazowych. Wśród innych spotkań do najważniejszych należały:

- spotkanie z Komunalnym Przedsiębiorstwem Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Karczewie, którego tematem były problemy związane z podejmowanymi przez nie działaniami zmierzającymi do wykorzystania zainstalowanej mocy cieplnej, wytwarzanej przez to przedsiębiorstwo, poprzez przyłączenie do jego sieci odbiorców zasilanych obecnie ze źródeł Otwociego Zakładu Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.,
- spotkanie w sprawie budowy nowego źródła ciepła – elektrociepłowni w Żyrardowie – z przedstawicielami Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Sp. z o.o., samorządu oraz ewentualnego inwestora. Preceden-

sowy charakter sprawy wynika z faktu, że na terenie Żyrardowa istnieją źródła wytwarzające tak ciepło, jak i energię elektryczną, które w pełni zaspakajają potrzeby odbiorców.

b) współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów

Współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów prowadzona była głównie w zakresie spraw spornych. W większości przypadków współpraca polegała na wymianie informacji w zakresie prowadzonych przez oddział lub Delegaturę Warszawską postępowań wyjaśniających i administracyjnych. Jeden wniosek, który wpłynął do Oddziału Centralnego został przekazany do Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w trybie art. 65 Kodeksu postępowania administracyjnego, gdyż Wnioskodawca wnosil o wszczęcie postępowania w sprawie stosowania praktyk monopolistycznych.

c) współpraca z rzecznikami konsumentów

Współpraca z powiatowymi rzecznikami konsumentów polegała na:

- współpracy w zakresie bieżącego (telefonicznego) udzielania informacji na temat przepisów ustawy – Prawo energetyczne i rozporządzeń wykonawczych,
- zorganizowaniu w dniu 28 marca 2001 r. w Warszawie (wspólnie ze Wschodnim Oddziałem Terenowym z siedzibą w Lublinie) szkolenia dla miejskich/powiatowych rzeczników konsumentów. Prawnicy oddziału przygotowali dla rzeczników wystąpienia szczegółowo wyjaśniające m.in. kwestie dotyczące zakresu kompetencji Prezesa URE, katalogu spraw rozstrzyganych w trybie art. 8 ustawy – Prawo energetyczne, specyfiki postępowań administracyjnych toczących się przed Prezesem URE, warunków dostawy energii i paliw gazowych, zawierania umów o przyłączenie do sieci, umów sprzedaży ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych oraz nielegalnego poboru energii elektrycznej, ciepła i gazu,
- uruchomieniu od dnia 3 września 2001 r. w Oddziale Centralnym punktu konsultacyjnego dla miejskich/powiatowych rzeczników konsumentów, co służy Rzecznikom pomocą przy załatwianiu spraw z zakresu ustawy – Prawo energetyczne,
- uzyskiwaniu, w przypadkach planowanego przez dane przedsiębiorstwo wysokiego wzrostu cen, w toku prowadzonych postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzania taryf dla ciepła, opinii miejscowo właściwego Rzecznika Konsumentów o możliwościach finansowych odbiorców oraz o skali dotychczasowych skarg odbiorców na poziom cen ciepła,
- przygotowywaniu obszernych materiałów, w tym poradników dla odbiorców, do publikacji w biuletynach Stowarzyszenia Konsumentów Polskich; biuletyny te rozsyłane są do wszystkich rzeczników konsumentów w Polsce.

d) udział w konferencjach i sympozjach

Pracownicy oddziału uczestniczyli w następujących konferencjach i sympozjach:

- Technologia Miasta – konferencja oraz warsztaty w Warszawie,
- Regulacja w energetyce – doświadczenia państw Unii Europejskiej i Polski – Konferencja Naukowa w Warszawie,
- Zasady funkcjonowania rynku energii, ze szczególnym uwzględnieniem rynku bilansującego w Polsce.

* * *

Wypracowana w 2001 r. przez Oddział Centralny praktyka polegająca na częstych roboczych spotkaniach zarówno z odbiorcami jak i z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych mająca na celu doraźne wyjaśnianie przepisów prawa oraz specyfiki postępowań administracyjnych przed Prezesem URE znacznie poprawiła wzajemne relacje i usprawniła proces regulacji.

Ponadto zarówno odbiorcy, jak i przedsiębiorstwa energetyczne w większym stopniu, niż miało to miejsce w 2000 r., występowały do Oddziału Centralnego z prośbami o wyjaśnienie przepisów ustawy – Prawo energetyczne oraz z prośbami o wskazanie drogi postępowania, jeszcze przed zaistnieniem potencjalnego sporu oraz przed rozpoczęciem realizacji określonej inwestycji energetycznej.

Należy więc wyrazić nadzieję, że w 2002 r. zarówno odbiorcy jak i przedsiębiorstwa energetyczne będą w dalszym ciągu korzystać z wypracowanych już sposobów kontaktu z oddziałem.

2. Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie

Zasięg terytorialny Północno-Zachodniego Oddziału Terenowego Urzędu Regulacji Energetyki z siedzibą w Szczecinie obejmuje obszar województwa zachodniopomorskiego i lubuskiego, łącznie 28 powiatów i 197 gmin, w tym 5 gmin o statusie miasta na prawach powiatu. Na dzień 31 grudnia 2001 r. w Północno-Zachodnim Oddziale Terenowym zatrudnionych było 14 osób. Struktura zawodowa przedstawia się następująco: wykształcenie wyższe prawnicze – 3 osoby, wykształcenie wyższe ekonomiczne – 5 osób, wykształcenie wyższe techniczne – 5 osób i wykształcenie średnie ogólnokształcące – 1 osoba.

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

2.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Od początku procesu koncesjonowania do dnia 31 grudnia 2001 r. w obrębie właściwości terytorialnej Północno-Zachodniego Oddziału Terenowego URE w Szczecinie zostały udzielone łącznie 342 koncesje dla

226 przedsiębiorstw energetycznych. Koncesje dotyczyły działalności związanej z zaopatrzeniem w ciepło (159 koncesji dla 81 przedsiębiorstw), energię elektryczną (36 koncesji dla 20 firm), paliwa gazowe (4 koncesje dla 2 przedsiębiorstw) oraz paliwa ciekłe (143 koncesje dla 123 firm).

Na terenie województwa zachodniopomorskiego i lubuskiego działa 81 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych (w tym 3 elektrociepłownie), w których łączna zainstalowana moc cieplna wynosi 4.739 MW. Zaopatrzeniem w energię elektryczną zajmuje się 20 koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych.

Do największych producentów energii elektrycznej, ciepła oraz dystrybutorów ciepła należą przedsiębiorstwa (dane za rok 2001):

1. Zespół Elektrowni „Dolna Odra” S.A. w Nowym Czarnowie
 - ciepło sprzedane – 5.929.117 GJ,
 - energia elektryczna sprzedana – 5.769,5 GWh,
2. Elektrociepłownia „Gorzów” S.A. w Gorzowie Wielkopolskim
 - ciepło sprzedane – 1.885.063 GJ,
 - energia elektryczna sprzedana – 581 GWh,
3. Elektrociepłownia „Zielona Góra” S.A. w Zielonej Górze
 - ciepło sprzedane – 1.650.557 GJ,
 - energia elektryczna sprzedana – 88,05 GWh,
4. Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. w Szczecinie
 - ciepło wytworzone – 952.840 GJ,
 - ciepło sprzedane – 5.316.883 GJ,
5. Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. w Koszalinie
 - ciepło sprzedane – 1.339.540 GJ,
6. Zakład Energoelektryczny „Energo-Stil” Sp. z o.o. w Gorzowie Wielkopolskim
 - ciepło sprzedane – 623.064 GJ,
7. Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Zielonej Górze
 - ciepło sprzedane – 738.817 GJ,
8. Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Gorzowie Wielkopolskim
 - ciepło wytworzone – 522.269 GJ,
 - ciepło sprzedane ogółem – 1.066.353 GJ.

Na terenie obu województw działają 4 podstawowe spółki dystrybucyjne energii elektrycznej, dla których podstawowe dane z działalności koncesjonowanej przedstawiono w tabeli 13.

W zasięgu terytorialnym oddziału działa 105 niekonwencjonalnych i odnawialnych źródeł energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej 20,6 MW. Są to 4 elektrownie wiatrowe o łącznej mocy zainstalowanej 5,93 MW, 4 elektrownie na biogaz o mocy 1,22 MW oraz 97 małych elektrowni wodnych (MEW) o mocy 16,45 MW.

Poza źródłami ujętymi w powyższym zestawieniu, na terenie województwa lubuskiego działa 5 MEW należących do Zespołu Elektrowni Wodnych Dychów S.A. oraz 10 MEW należących do Elektrowni Szczytowo – Pompo-

Tabela 13. Działalność 4 podstawowych spółek dystrybucyjnych

Nazwa spółki	obszar działania	liczba odbiorców	sprzedaż energii ogółem	zakup energii elektrycznej ze źródeł	
				odnawialnych	w skojarzeniu
	km kw.	szt.	GWh	GWh	GWh
Energetyka Szczecińska S.A.	9 982	401 554	2 558	36,60	91,56
Zakład Energetyczny Koszalin S.A.	8 470	208 797	1 248	29,91	00,00
Zielonogórskie Zakłady Energetyczne S.A.	8 868	269 996	1 619	38,66	88,05
Zakład Energetyczny Gorzów S.A.	8 484	209 775	1 338	20,07	84,20
RAZEM	35 804	1 090 122	6 763	125,24	263,81

wych Warszawa S.A. Łączna moc tych elektrowni, zlokalizowanych na rzekach Bóbr i Nysa Łużycka, wynosi 18,5 MW. W miejscowości Pyrzyce działa przedsiębiorstwo „Geotermia Pyrzyce” wykorzystujące do produkcji ciepła energię wód termalnych oraz gazu ziemnego. Przedsiębiorstwo to w 2001 r. sprzedało 131.600 GJ ciepła.

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

2.2. Odbiorcy paliw i energii

Do największych odbiorców przemysłowych energii elektrycznej regionu należą:

1. Zakłady Chemiczne „Police” S.A.
– moc zamówiona – 52 MW, zakup – 250,5 GWh,
2. Fabryka Papieru „Szczecin – Skolwin” S.A.
– moc zamówiona – 22 MW, zakup – 127 GWh,
3. Fabryka Kabli „Załom” S.A.
– moc zamówiona – 17 MW, zakup – 58,2 GWh.

Zakłady Chemiczne „Police” S.A. są jednocześnie największym odbiorcą gazu ziemnego w regionie, zużywające aktualnie około 360 mln Nm³ rocznie.

Do głównych odbiorców ciepła należą odbiorcy komunalni, czyli spółdzielnie mieszkaniowe, wspólnoty

mieszkaniowe oraz towarzystwa budownictwa mieszkaniowego. Na terenie miasta Szczecina największymi odbiorcami ciepła są odbiorcy komunalni, którzy rocznie zakupują 3.520.470 GJ, następnie urzędy i instytucje, które rocznie odbierają 951.392 GJ oraz przemysł zużywający rocznie 327.516 GJ.

2.3. Działalność regulacyjna

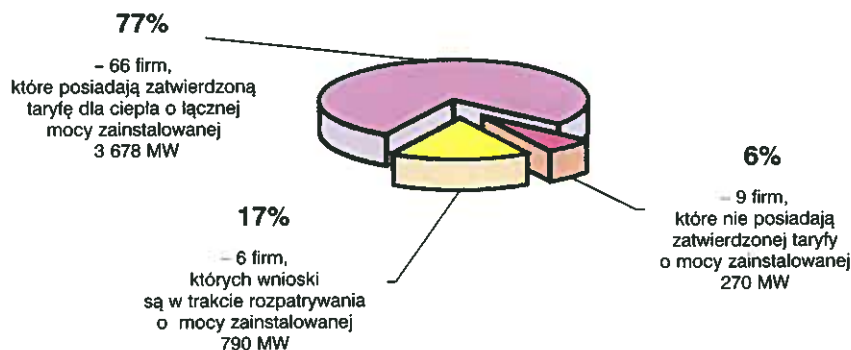
2.3.1. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

Dla 81 koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło zostało wydanych 159 koncesji, w tym: 76 koncesji na wytwarzanie ciepła, 67 koncesji na przesyłanie i dystrybucję ciepła oraz 16 koncesji na obrót ciepłem. Do 31 grudnia 2001 r. spośród 81 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych zatwierdzoną pierwszą taryfę dla ciepła posiada 66 przedsiębiorstw. Moc zainstalowana w tych przedsiębiorstwach wynosi 3.678 MW, co stanowi 77% mocy wszystkich 81 przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność koncesjonowaną na terenie oddziału (4.739 MW).

Dla 6 przedsiębiorstw energetycznych, których wnioski są w trakcie rozpatrywania, moc zainstalowana wynosi 790 MW, co stanowi 17% mocy wszystkich koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych.

Z wnioskami o zatwierdzenie taryfy dla ciepła nie wystąpiło 9 przedsiębiorstw energetycznych, których łączna moc zainstalowana wynosi 270 MW, co stanowi 6% mocy wszystkich 81 koncesjonariuszy. Powyższe

Rysunek 7. Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze i ich taryfy



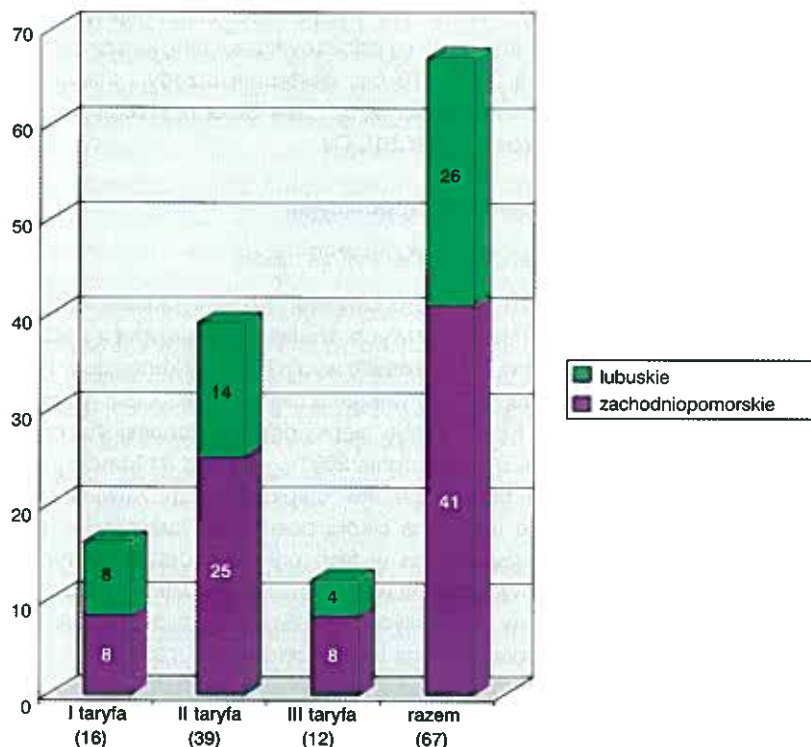
firmy są obecnie w trakcie przygotowywania wniosków taryfowych bądź zmian w posiadanych koncesjach.

W 2001 r. w oddziale zostało zatwierdzonych 67 taryf dla ciepła, w tym:

- 16 pierwszych (w tym: 8 w woj. zachodniopomorskim i 8 w woj. lubuskim),
- 39 drugich (w tym: 25 w woj. zachodniopomorskim i 14 w woj. lubuskim),
- 12 trzecich (w tym: 8 w woj. zachodniopomorskim i 4 w woj. lubuskim),

co prezentuje poniższy rysunek.

Rysunek 8. Taryfy zatwierdzone w Oddziale Terenowym w Szczecinie w 2001 r.



Średni wskaźnik wzrostu cen i stawek opłat w 2001 r. (uwzględniając termin wprowadzenia taryf do stosowania) dla ww. zatwierdzonych taryf dla ciepła wynosi 3,63%, w tym:

- dla woj. zachodniopomorskiego 3,91%,
- dla woj. lubuskiego 3,19%.

Średnioważona wskaźnikowa cena ciepła w zakresie wytwarzania ciepła, wynikająca z zatwierdzonych w 2001 r. taryf dla ciepła wynosi 28,01 zł/GJ, w tym: dla woj. zachodniopomorskiego 28,00 zł/GJ, a dla woj. lubuskiego 28,02 zł/GJ.

Średnioważona wskaźnikowa stawka opłaty za usługi przesyłowe w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła wynikająca z zatwierdzonych w 2001 r. taryf wynosi 7,23 zł/GJ, w tym: dla woj. zachodniopomorskiego 8,14 zł/GJ, a dla woj. lubuskiego 5,92 zł/GJ.

Należy podkreślić, że ostateczne wzrosty opłat za ciepło, w przypadku niemal wszystkich przedsiębiorstw energetycznych są niższe od proponowanych przez te

przedsiębiorstwa w pierwszych wersjach wniosków o zatwierdzenie taryfy dla ciepła. Weryfikacja kosztów przyjmowanych przez te przedsiębiorstwa jako uzasadnione do ustalenia cen i stawek opłat, prowadziła do zmniejszenia tych kosztów, a w konsekwencji do obniżenia cen i stawek opłat dla odbiorców końcowych.

Do najczęściej występujących braków formalnych w składanych wnioskach o zatwierdzenie taryfy dla ciepła można zaliczyć następujące: przedkładanie nieaktualnego odpisu z Krajowego Rejestru Sądowego, brak stosownych pełnomocnictw lub upoważnień, brak pełnego sprawozdania finansowego. Do błędów merytorycznych należały w szczególności: nieprawidłowy podział na grupy taryfowe, nieuwzględnianie w kosztach finansowych kolejnych redukcji stóp procentowych, obciążanie działalności koncesjonowanej kosztami innych rodzajów działalności, przyjmowanie do planowanych kosztów modernizacji i rozwoju wartości nakładów inwestycyjnych, zawyżanie poziomu cen paliw i jego transportu, przyjmowanie marży zysku do wysokości kosztów na podstawie nieaktualnych przepisów.

W stosunku do 3 przedsiębiorstw energetycznych wydane zostały decyzje odmawiające zatwierdzenia taryfy dla ciepła, ze względu na zawyżone zaplanowane koszty stanowiące podstawę bazowych cen i stawek opłat. Dwie ze wspomnianych wyżej firm złożyły nowe skorygowane wnioski i uzyskały decyzje zatwierdzające, a wniosek jednej z nich jest obecnie rozpatrywany.

W związku z nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne w 2000 r. i wy-

daniem nowych aktów wykonawczych do ustawy (nowe rozporządzenie taryfowe) oddział w pierwszym półroczu 2001 r. wydał 18 decyzji przedłużających obowiązywanie poprzednio zatwierdzonych taryf dla ciepła tak, aby przedsiębiorstwa mogły opracować nowe taryfy na bazie nowych, obowiązujących aktów wykonawczych.

W 2001 r. wobec 22 przedsiębiorstw energetycznych, które nie złożyły wniosków o zatwierdzenie taryfy dla ciepła, podjęto postępowanie wyjaśniające. Na dzień 31 grudnia 2001 r. zatwierdzono 6 taryf, 4 są w trakcie rozpatrywania, a dla pozostałych przedsiębiorstw wymagana jest aktualizacja posiadanych decyzji koncesyjnych.

2.3.2. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W roku 2001 oddział rozpatrywał również wnioski 3 elektrociepłowni (Gorzów S.A., Zielona Góra S.A. i Dolna Odra S.A. – Elektrownia Szczecin) o zatwierdzenie

taryf dla ciepła i energii elektrycznej wytwarzanych w pełnym skojarzeniu. Łączna ilość sprzedanego ciepła wytwarzanego w skojarzeniu z energią elektryczną w tych trzech przedsiębiorstwach energetycznych wyniosła w 2001 r. 4.126.000 GJ. Ciepło to stanowi 23,1% całkowitej ilości ciepła sprzedanego, wykazanego we wnioskach taryfowych, rozpatrywanych w oddziale w 2001 r.

2.3.3. Rozstrzygnięcie spraw spornych

W 2001 r. roku do Północno-Zachodniego Oddziału Terenowego Urzędu Regulacji Energetyki w Szczecinie wpłynęły 292 skargi i zażalenia dotyczące działalności przedsiębiorstw energetycznych. Rozpatrywane sprawy dotyczyły:

- energii elektrycznej – 53 skargi (dotyczyły przede wszystkim sposobu przeprowadzania kontroli układu pomiarowego, nielegalnych poborów energii oraz zagadnień związanych z budową i nieodpłatnym przekazaniem przyłączy),
- ciepła – 69 skarg (dotyczyły przede wszystkim zagadnień związanych z warunkami umów sprzedaży ciepła, w tym jego ceny),
- gazu – 170 skarg (dotyczyły w przeważającej większości – 163 skargi – jakości dostarczanego gazu, a także zawierania umów sprzedaży, przyłączenia do sieci gazowej oraz prawidłowości stosowanych cen przez przedsiębiorstwa gazownicze).

Spośród spraw nie wymagających wszczęcia postępowania administracyjnego 286 spraw zostało załatwionych, 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. W 6 sprawach toczy się postępowanie wyjaśniające.

W 12 przypadkach prowadzono postępowania administracyjne, z których 9 zostało zakończonych decyzjami administracyjnymi, natomiast 3 sprawy są w toku postępowania dowodowego. W 5 przypadkach, w trakcie postępowania strony doszły do porozumienia w sprawie ustalenia spornych elementów umów sprzedaży lub przyłączenia co skutkowało umorzeniem postępowania. Spośród pozostałych zakończonych 4 postępowań administracyjnych 2 rozpatrzone zostały pozytywnie dla wnioskodawcy (w jednym przypadku był to odbiorca indywidualny, w drugim – spółdzielnia mieszkaniowa). Dwa przedsiębiorstwa (ciepłownicze i gazownicze) odwołały się do Sądu Antymonopolowego.

2.3.4. Działalność kontrolna

Oddział przeprowadził 23 kontrole warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji, w tym 2 kontrole interwencyjne. Ujawnione nieprawidłowości dotyczyły niepowiadomienia o zaprzestaniu działalności oraz nieprzedłożenia organowi regulacji corocznego sprawozdania z realizacji warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej. Wymierzono 2 kary pieniężne, a w 20 przypadkach wydano decyzje

o odstąpieniu od wymierzenia od kary pieniężnej, z uwagi na bezzwłoczne przedstawienie sprawozdania po wezwaniu do spełnienia obowiązku.

a) parametry jakościowe dostaw

W miesiącu styczniu i lutym 2001 r. do oddziału trafiły 163 skargi odbiorców z czego większość dotyczyła złej jakości gazu. Skargi te napływały z następujących miejscowości: Świnoujście, Białogard, Żary, Lubsko, Jasień, Choszczno, Słubice, Gorzów Wielkopolski, Szprotawa, Ustronie Morskie oraz Zielona Góra i pobliskie miejscowości – Racula i Kisielin.

W wyniku przeprowadzonych w URE działań, stwierdzono, że:

- w rozliczeniach za dostarczany gaz są stosowane ceny i stawki opłat zgodne z obowiązującą *Taryfą dla paliw gazowych* dostawcy gazu,
- nastąpił wzrost opłat i zużycia gazu w porównaniu do poprzednio otrzymanych rachunków oraz wyraźny wzrost zużycia gazu na przełomie roku,
- składającymi skargi były wyłącznie osoby i instytucje używające gazu do ogrzewania pomieszczeń – nie zanotowano skarg odbiorców użytkujących gaz do innych celów bytowych,
- analizy jakości gazu wykonane w laboratoriach dużych odbiorców (Zakłady Chemiczne „Police” S.A. oraz przedsiębiorstwo Verbundnetz Gas AG dla miejscowości Kamminke) potwierdzają zgodne z normą parametry jakości gazu dostarczanego z tej samej sieci, do której podłączeni są odbiorcy indywidualni,
- zgodnie z danymi Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej, w okresie kwestionowanym przez odbiorców, nastąpił znaczny spadek temperatur.

Z uwagi na ilość skarg oraz fakt, iż zebrane materiały dowodowe dotyczące jakości gazu w zasadniczej części przedkładał dostawca gazu, jedyną możliwością ich weryfikacji było sprawdzenie parametrów gazu u jego odbiorców. Wykonanie badania jakości gazu URE zlecił niezależnemu laboratorium Instytutu Górnictwa Naftowego i Gazownictwa w Krakowie, posiadającemu niezbędną akredytację Polskiego Centrum Akredytacji.

Miejsca poboru próbek gazu w sześciu miejscowościach województw lubuskiego i zachodniopomorskiego pozostawione zostały do swobodnego wyboru działającym w imieniu odbiorców rzecznikom konsumentów, a o terminach i miejscach poboru próbek nie informowano dostawcy gazu. Wszystkie wyniki badań próbek pobranych w dniach 27-29 marca 2001 r. u wybranych odbiorców gazu ziemnego potwierdzają, że gaz ziemny GZ 50 i GZ 35 dostarczany odbiorcom, spełnia wymagania Polskiej Normy PN-C-96001 / 1987 „*Paliwa gazowe rozprowadzane wspólną siecią i przeznaczone dla gospodarki komunalnej*” pod względem istotnych dla użytkowników parametrów jakościowych, to jest ciepła spalania, wartości opalowej i liczby Wobbego, a wartość ciepła spalania jest wyższa od wartości minimalnej założonej w *Taryfie dla paliw gazowych* dostawcy gazu – Pol-

skiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. Ponadto stwierdzono także, że przedsiębiorstwo Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. prowadzi badania parametrów jakościowych dostarczanego gazu z częstotliwością wymaganą w § 23 ust. 4 pkt 5 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 24 sierpnia 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci gazowych, obrotu paliwami gazowymi, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci gazowych oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. Nr 77, poz. 877).

Na podstawie zgromadzonej dokumentacji opracowano „Raport z badania i oceny gazu ziemnego sporządzony w wyniku skarg odbiorców z województw lubuskiego i zachodniopomorskiego na wysokie opłaty i złą jakość gazu”. Raport ten został przekazany do Urzędu Miasta w Świnoujściu i Urzędu Miejskiego w Żarach oraz do działających w imieniu odbiorców gazu rzeczników konsumentów w Świnoujściu, Białogardzie, Gorzowie Wielkopolskim i Żarach. Raport został ponadto szczegółowo omówiony na spotkaniach z rzecznikami konsumentów województw zachodniopomorskiego i lubuskiego.

b) *prawidłowość stosowania taryf*

W 2001 r. oddział skontrolował przedsiębiorstwa energetyczne nieposiadające zatwierdzonej taryfy dla ciepła w zakresie cen i stawek opłat stosowanych za dostarczane ciepło. W dwóch przypadkach stwierdzono nieprawidłowości polegające na stosowaniu nowych, wyższych cen i stawek opłat pomimo, że przedsiębiorstwa te nie posiadały zatwierdzonej taryfy dla ciepła. Wobec tych firm zostały wymierzone kary pieniężne.

Ponadto na wniosek odbiorców przeprowadzono kontrolę jednego przedsiębiorstwa w zakresie prawidłowości stosowania zatwierdzonej taryfy dla ciepła. W tym przypadku również została wymierzona kara pieniężna za stosowanie cen i taryf wyższych od zatwierdzonych.

c) *kwalifikacje energetyczne osób*

Oddział Terenowy w Szczecinie zakończył w 2001 r. dwa postępowania (rozpoczęte w 2000 r.) dotyczące kontroli zatrudniania przez przedsiębiorstwa energetyczne osób zobowiązanych do posiadania odpowiednich kwalifikacji do zajmowania stanowisk związanych z eksploatacją lub dozorem urządzeń, instalacji i sieci energetycznych. W obu przypadkach stwierdzono nieprawidłowości i orzeczono kary pieniężne, od których przedsiębiorstwa nie odwołały się.

d) *utrzymywanie wymaganych zapasów paliw*

W wyniku wystąpienia Delegatury Najwyższej Izby Kontroli w Zielonej Górze z dnia 4 lipca 2001 r. w sprawie nieprawidłowości w zakresie gospodarki paliwowej w Elektrociepłowni Zielona Góra S.A. i w uzgodnieniu z Prezesem URE oddział przeprowadził postępowanie

wyjaśniające w sprawie wywiązywania się tego przedsiębiorstwa z obowiązku utrzymywania zapasów paliwa podstawowego w ilości szczegółowo określonej w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 20 kwietnia 1998 r. (Dz. U. Nr 53, poz. 337 oraz z 2000 r. Nr 100, poz. 1079). Przeprowadzone postępowanie wyjaśniające potwierdziło występowanie niedoboru zapasów paliw w stosunku do stanu wymaganego rozporządzeniem. W związku z powyższym w dniu 31 lipca 2001 r. zostało wszczęte z urzędu postępowanie administracyjne w przedmiocie wymierzenia kary pieniężnej temu przedsiębiorstwu. Orzeczona kara została wpłacona do właściwego miejscowo urzędu skarbowego.

2.3.5. *Nakładanie kar pieniężnych*

W konsekwencji przeprowadzonych kontroli, o których mowa powyżej i stwierdzonych w ich wyniku nieprawidłowości, oddział w 2001 r. wydał 9 decyzji administracyjnych orzekających o nałożeniu kary pieniężnej na przedsiębiorstwa energetyczne – zgodnie z art. 56 ustawy – Prawo energetyczne, w tym 1 kara została wymierzona za nieprzestrzeganie obowiązku utrzymywania zapasów paliw, 3 kary – za stosowanie cen i taryf bez przedłożenia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia, 2 kary – za zatrudnianie osób bez wymaganych ustawą kwalifikacji oraz 2 kary – za nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji. Łączna kwota wymierzonych kar wyniosła 113.789,30 zł.

20 postępowań w sprawie wymierzenia kar pieniężnych zakończyło się wydaniem decyzji o odstąpieniu od wymierzenia kary.

2.4. *Pozostała działalność oddziału*

a) *współdziałanie z rzecznikami konsumentów*

Oddział w 2001 r. uczestniczył w szkoleniach organizowanych dla miejskich i powiatowych rzeczników konsumentów. Szkolenia odbywały się w Szczecinie (trzykrotnie) oraz w Gorzowie Wielkopolskim. Pracownicy oddziału omawiali zagadnienia związane z postępowaniami administracyjnymi toczącymi się przed Prezesem URE, a dotyczącymi skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych oraz spraw dotyczących stosowania ustawy – Prawo energetyczne.

W ramach tych spotkań oddział opracował i przekazał rzecznikom „Poradnik dla rzeczników konsumentów województw: zachodniopomorskiego i lubuskiego”, w którym zawarto informacje dotyczące przyłączania do sieci energetycznych oraz rozliczeń za ciepło.

Działania powyższe przybliżyły rzecznikom zagadnienia związane z praktycznym stosowaniem ustawy – Prawo energetyczne oraz wywołały szersze zainteresowanie tym tematem. Konsekwencją tego było utworzenie w oddziale punktu konsultacyjnego dla rzeczników konsumentów, gdzie na bieżąco udzielane są informacje z zakresu uregulowań prawnych dotyczących energetyki.

W formie dodatku do gazety lokalnej, nakładem 35 000 egz. wydano również „Poradnik dla odbiorców

ciepła, gazu i energii elektrycznej", w którym udzielono wyjaśnień i odpowiedzi na najczęściej kierowane do organu regulacji pytania, dotyczące w szczególności obowiązków dostawcy wobec odbiorcy oraz zasad kształtowania cen i stawek opłat w obrocie energią.

b) współpraca z Energetyką Szczecińską S.A.

Współpraca z jednym z największych dostawców energii elektrycznej w regionie – Energetyką Szczecińską S.A. układa się pozytywnie. Po zeszłorocznej akcji uzgodnienia treści umów sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usług przesyłowych, w roku 2001 nie wpłynęła żadna skarga dotycząca treści umowy, zaś liczba zawartych nowych, skorygowanych umów z odbiorcami wynosiła na 31.12.2001 r. już 396.288 na łączną ilość 401.554 odbiorców.

Sprawy sporne związane są głównie z dokonywanymi przez pracowników Energetyki Szczecińskiej S.A. kontrolami układów pomiarowo – rozliczeniowych i nakładanymi karami z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej oraz z przyłączaniem odbiorców do sieci elektroenergetycznej.

* * *

Reasumując, okres sprawozdawczy 2001 charakteryzował się zwiększoną liczbą zatwierdzonych tarif dla przedsiębiorstw energetycznych w stosunku do lat ubiegłych. Rozszerzono ponadto działalność informacyjną oddziału (przywołać tu można m.in. wspomniane poradniki). Popularyzacja ważnych zagadnień związanych z ustawą – Prawo energetyczne przyczyniła się do zauważalnego wzrostu świadomości odbiorców, zaś efekty tych działań dają się również zaobserwować w odniesieniu do zmiany podejścia przedsiębiorstw energetycznych do klientów – odbiorców paliw i energii. Kontynuowano też spotkania z przedstawicielami samorządów lokalnych; nową natomiast inicjatywę stanowił cykl spotkań z rzecznikami konsumentów.

3. Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku

Obszar działania Północnego Oddziału Terenowego Urzędu Regulacji Energetyki z siedzibą w Gdańsku, w stosunku do stanu z roku 2000, nie uległ zmianie obejmując dwa województwa, tj. pomorskie i warmińsko-mazurskie z odpowiednio 123 i 116 gminami. W oddziale zatrudnionych jest 16 pracowników, w tym 2 osoby z wykształceniem prawniczym, 7 osób z wykształceniem wyższym ekonomicznym, w tym 1 osoba z dodatkowo wyższym prawniczym, 5 inżynierów o odpowiednich specjalnościach. Spośród 16-tu pracowników zatrudnionych w oddziale 10 ukończyło dodatkowo studia podyplomowe, a 2 osoby na takie studia uczęszczają.

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

3.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

W sektorze elektroenergetycznym i gazowniczym w 2001 r. nie zaszły istotne zmiany w zakresie liczby tych przedsiębiorstw działających na terenach poszczególnych województw oraz ich wielkości i udziałów w rynku energii lub gazu.

Nadal działają 4 spółki przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, z których największy udział w sprzedaży ma „ENERGA” Gdańska Kompania Energetyczna z siedzibą w Gdańsku. Energia elektryczna wytwarzana jest w skojarzeniu z ciepłem w 2 elektrociepłowniach zawodowych o mocy około 400 MW. W tych elektrociepłowniach, jak również w 1 elektrociepłowni przemysłowej, energia elektryczna wytwarzana jest w pełnym skojarzeniu podlegając obowiązkowi jej zakupu przez spółki dystrybucyjne. Ponadto na obszarze działania oddziału eksploatowane są elektrownie niekonwencjonalne i odnawialne, z których wytworzona energia elektryczna podlega obowiązkowi zakupu.

I tak:

- 38 elektrowni wodnych o mocy łącznej 34,31 MW należących do spółek dystrybucyjnych,
- 106 elektrowni wodnych o mocy łącznej 5,61 MW nie należących do spółek dystrybucyjnych,
- 3 elektrownie na biogaz o mocy łącznej 1,3 MW,
- 5 elektrowni wiatrowych o mocy łącznej 1,83 MW,
- 1 elektrownia na biomasę o mocy 0,6 MW.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa zaopatrzenia w gaz ziemny to:

- 1 spółka przesyłu, dystrybucji i obrotu gazem, PGNiG S.A. Oddział Pomorski Okręgowy Zakład Gazownictwa w Gdańsku, działająca głównie na obszarze działania oddziału o sprzedaży gazu rzędu 342 mln m³,
- 2 przedsiębiorstwa przesyłania, rozdzielania i obrotu gazem, z których największym jest PETROBALTIC, dla których działalność ta nie jest działalnością podstawową.

Największe zmiany, będące skutkiem nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, dokonanej w maju 2000 r., zaszły w 2001 r. w sektorze ciepłowniczym. Liczba przedsiębiorstw posiadających koncesję ulegała zmianie i ostatecznie ich ilość wynosi 107 wobec 112 w 2000 r. na skutek cofania koncesji, na wniosek koncesjonariusza w przypadku prowadzenia działalności gospodarczej nie podlegającej już koncesjonowaniu (gdy zamówiona moc cieplna jest mniejsza od 1 MW), i jednocześnie objęcia koncesjami działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania ciepła w źródłach o mocy powyżej 1 MW. Największymi przedsiębiorstwami wytwarzającymi i przesyłającymi ciepło pozostał OPEC w Gdyni o mocy zamówionej rzędu 600 MW oraz GPEC w Gdańsku o mocy zamówionej przez odbiorców około 700 MW.

W trzech koncesjonowanych przedsiębiorstwach ciepło wytwarzane jest w źródłach niekonwencjonalnych, spalających słomę lub biomasę, o łącznej mocy zainstalowanej 11,53 MW.

3.2. Odbiorcy paliw i energii

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

- energia elektryczna – odbiorcy komunalni, którzy w przypadku największej spółki dystrybucyjnej, ENERGA Gdańsk stanowią 91% odbiorców o zużyciu energii rzędu 35% ogólnej sprzedaży,
- ciepło – odbiorcy komunalni, jak spółdzielnie mieszkaniowe czy przedsiębiorstwa gospodarki komunalnej w miejscowościach działania poszczególnych przedsiębiorstw,
- gaz ziemny głównie odbiorcy komunalni, a największy odbiorca finalny zużywa zaledwie 0,3% ogólnej ilości gazu sprzedanego.

3.3. Działalność regulacyjna

W 2001 r. zakres działania, stosownie do wymienionego rozporządzenia i udzielonych przez Prezesa URE pełnomocnictw, nie uległ zmianie i obejmował m.in.:

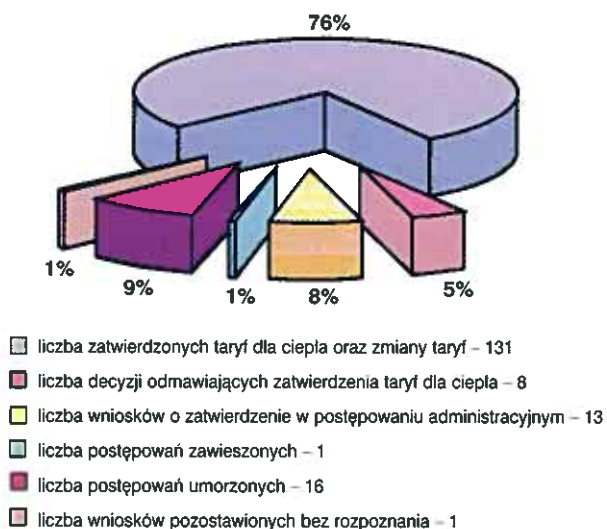
- zatwierdzanie lub odmowę zatwierdzenia taryf dla ciepła,
- rozstrzyganie sporów wszczynanych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne,
- nakładanie kar pieniężnych, o których mowa w art. 56 ustawy – Prawo energetyczne.

3.3.1. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

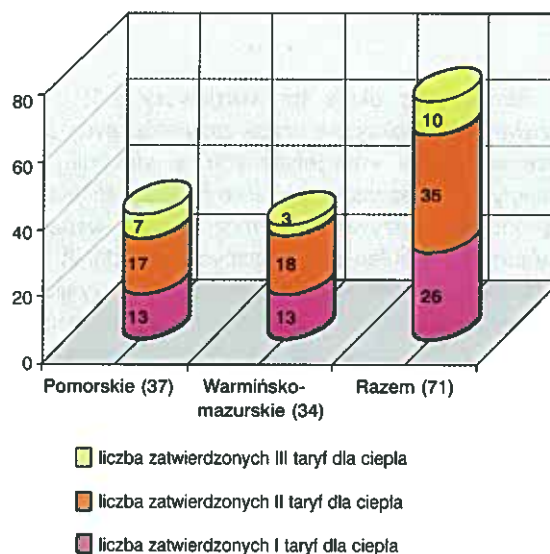
Spośród 107 koncesjonowanych na koniec 2001 r. przedsiębiorstw ciepłowniczych, prowadzących działalność w zakresie ciepła, zatwierdzone taryfy dla ciepła ma 71 przedsiębiorstw, a więc jedynie 66%. Z wnioskami o zatwierdzenie występowało 88 przedsiębiorstw, z czego decyzję zatwierdzającą uzyskało 81%. Ilość prowadzonych w oddziale postępowań w sprawach taryf dla ciepła wzrosła o 44% w stosunku do 2000 r. i wyniosła 170.

Na rysunkach 9, 10 i 11 przedstawiono dane dotyczące przebiegu postępowań w sprawach taryf dla ciepła w 2001 r.

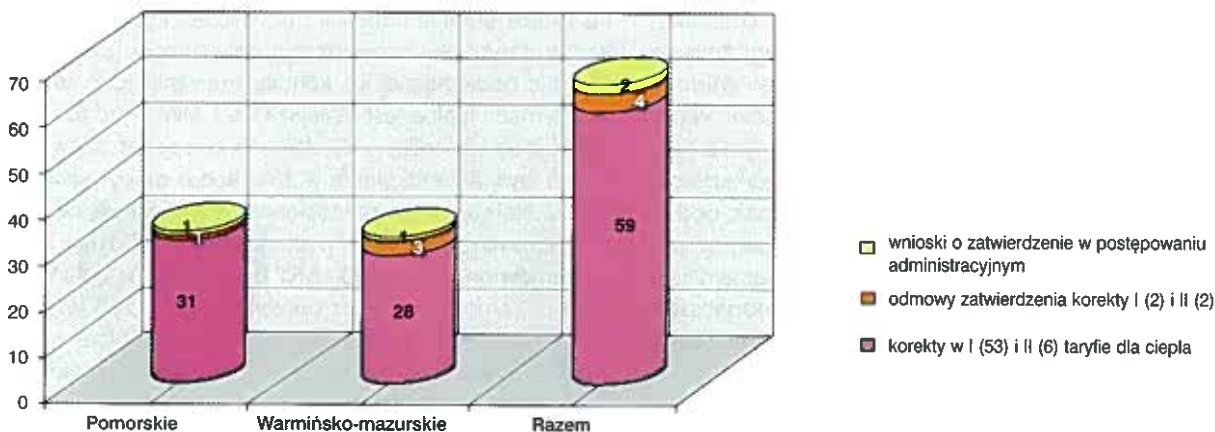
Rysunek 9. Procentowy stan taryf i zmian taryf dla ciepła (stan na 31.12.2001 r.)



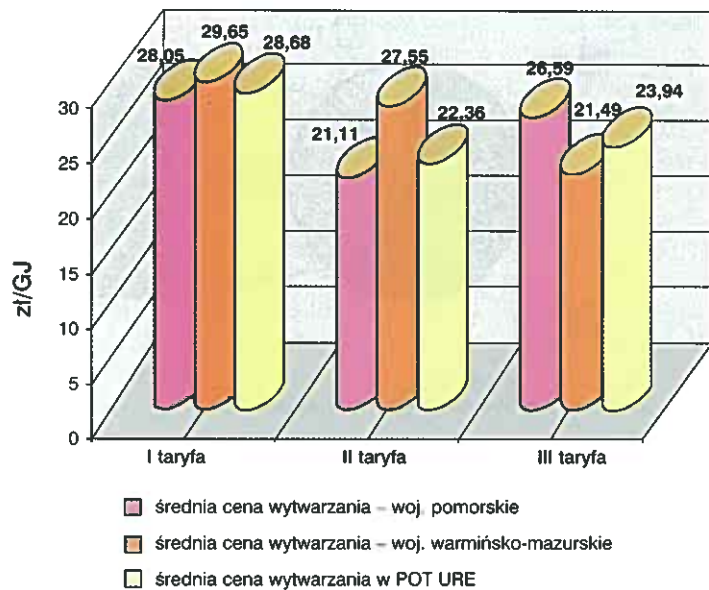
Rysunek 10. Zatwierdzone taryfy dla ciepła w 2001 r.



Rysunek 11. Stan zmian taryf dla ciepła w 2001 r.



Rysunek 12. Ceny wytwarzania ciepła dla pierwszego roku obowiązywania taryf zatwierdzonych w 2001 r.



Średni wzrost cen i stawek opłat w zatwierdzonych taryfach w 2001 r. wyniósł 16,71% (w 2000 r. 11,9%) w przypadku pierwszych taryf, 17,30% (w 2000 r. 9,63%) w przypadku drugich taryf oraz 6,99% w przypadku trzecich taryf. Największy wzrost dla pierwszej taryfy wyniósł 62,04% (dotyczył wytwarzania ciepła), a najmniejszy (- 9,96%) i odpowiednio 190,63% (dotyczył wyłącznie przesyłania ciepła odbiorcom przemysłowym) oraz (- 2,01)% dla drugiej taryfy i 12,29% oraz 3,96% dla trzeciej taryfy. Wysokości wzrostu zależne były od uzasadnionych, zweryfikowanych podczas postępowania administracyjnego, kosztów.

Kształtowanie się średnich cen wytwarzania ciepła w zatwierdzonych taryfach przedstawiono na rysunku 12.

W prowadzonych postępowaniach nadal występowały te same problemy co w roku 2000, a mianowicie nieprawidłowa kalkulacja przez przedsiębiorstwa cen i stawek opłat we wnioskowanej taryfie, poprzez przyjmowanie do kalkulacji kosztów nieuzasadnionych, wliczanie do kosztów działalności koncesjonowanej kosztów działalności niekoncesjonowanej, brak prawidłowej ewidencji kosztów na poszczególne rodzaje działalności lub nieprawidłowe ustalanie grup taryfowych i kosztów do nich przypisanych z uwzględnieniem nowych uregulowań prawnych.

W roku 2001 rozpatrywane były również wnioski przedsiębiorstw o zmiany cen w zatwierdzonych taryfach dla ciepła, wynikające ze zmiany cen gazu oraz zmian cen oleju opałowego.

3.3.2. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W roku 2001 w oddziale prowadzone były również 3 postępowania w sprawie zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. Postępowania administracyjne zakończyły się wydaniem dwóch decyzji zatwierdzających taryfy dla Zespołu Elektrociepłowni Gdańsk S.A. oraz

Elektrociepłowni Elbląg S.A. Do rozpatrzenia w 2002 r. pozostał wniosek Rafinerii Gdańskiej S.A.

3.3.3. Rozstrzygnięcie spraw spornych

W 2001 r. w oddziale prowadzono 16 spraw spornych, wszczętych na wniosek strony. Z wnioskami o rozstrzygnięcie sporu występowały głównie odbiorcy energii, ale także przedsiębiorstwo ciepłownicze, które nie mogło ustalić z odbiorcą istotnych punktów umowy sprzedaży ciepła. W wyniku podjętych, w tym sporze, przez oddział mediacji strony podpisały umowę.

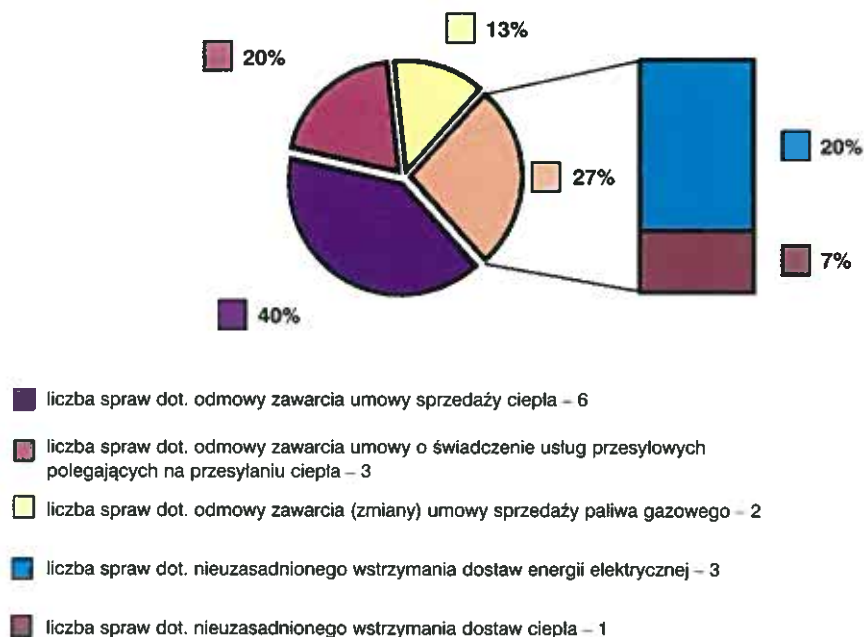
W 15 zakończonych postępowaniach wydano decyzje w 12 sprawach, od których w 9 przypadkach strona odwołała się do Sądu Antymonopolowego, gdzie jeszcze dotychczas nie zapadły decyzje.

W roku 2001 rozstrzygnięto 3 spory o zawarcie umowy świadczenia usługi przesyłowej w zakresie przesyłania ciepła dla odbiorcy uprawnionego, orzekając w dwóch przypadkach jej zawarcie i treść. We wszystkich tych sprawach wniesione zostały do Sądu Antymonopolowego odwołania (Sąd nie wypowiedział się jeszcze w tych kwestiach).

Zakres prowadzonych postępowań nie różnił się od spraw prowadzonych w 2000 r. i obejmował spory w zakresie zapisów umowy sprzedaży energii, nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii. Wnioski obejmowały ukształtowanie spornych punktów umów sprzedaży energii, a w szczególności mocy zamówionej, granic eksploatacji i dostaw energii, sposobu i zasad rozliczeń za zużytą energię.

W roku 2001 zakończono decyzją spór w sprawie umowy pomiędzy wytwórcą ciepła i przedsiębiorstwem je przesyłającym, którego istotą była kwestia „Tabeli regulacyjnej” stosowanej przez wytwórcę ciepła. Od decyzji wydanej w tej sprawie strony odwołały się do Sądu Antymonopolowego.

Rysunek 13. Procentowy udział rozstrzygniętych spraw spornych w 2001 r.



Szereg spraw, głównie w zakresie energii elektrycznej, dotyczyło rozstrzygnięć sporu związanego z nieuzasadnionym, zdaniem odbiorcy, wstrzymaniem jej dostaw. Większość tych spraw dotyczyła wstrzymania dostaw z powodu stwierdzenia nielegalnego poboru energii.

Zakres sporów przedstawiono na rysunku 13.

W omawianym okresie rozpatrywano również sprawy, które nie wymagały rozstrzygnięcia w drodze decyzji administracyjnej w łącznej liczbie 130 (wzrost o 13% w stosunku do 2000 r.). W związku z tym w 129 przypadkach udzielono pełnych wyjaśnień, a w 1 przypadku przekazano skargę do załatwienia według właściwości do UOKiK.

Z przeprowadzonej analizy skarg wypływa wniosek, iż najczęściej z nich dotyczyło zmian opłat wynikających z wprowadzania przez przedsiębiorstwa nowych zatwierdzonych taryf dla ciepła – 32% skarg (w 2000 r. 27%) oraz w podobnej ilości skargi na zapisy w umowach

sprzedaży ciepła, energii lub umowach o przyłączenie – 30% skarg (w 2000 r. 24%).

Na rysunku 14 przedstawiono zakres rozpatrywanych spraw skargowych i interwencyjnych.

Na uwagę zasługuje znaczna ilość spraw związanych z nielegalnym poborem energii elektrycznej, co wynika ze wzmoczonych działań podejmowanych przez przedsiębiorstwa zmierzających do wykrywania takich przypadków.

3.3.4. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

Kontrole związane z realizacją warunków koncesyjnych dotyczyły realizacji warunków terminowych zapisanych w koncesjach, jak również warunku ogólnego dotyczącego zatrudniania osób z odpowiednimi kwalifikacjami. Na łączną ilość 88 przeprowadzonych kontroli bie-

Rysunek 14. Procentowy udział skarg rozpatrywanych w 2001 r.



żących nieprawidłowości stwierdzono w 18 przypadkach. Dotyczyły one:

- nierealizowania obowiązku sporządzania rocznego sprawozdania z działalności objętej koncesją,
- zatrudniania osób bez wymaganych przepisami kwalifikacji.

W wyniku przeprowadzonych kontroli wystosowano 14 wystąpienia pokontrolne, wykonane przez przedsiębiorstwa, oraz wszczęto 15 postępowań administracyjnych o nałożenie kary pieniężnej. Ponadto stwierdzono podczas kontroli przypadki fałszerstw zaświadczeń kwalifikacyjnych, o czym powiadomiono organy ścigania.

b) parametry jakościowe dostaw

Przeprowadzone kontrole parametrów jakościowych dostaw paliwa gazowego oraz obsługi odbiorców energii elektrycznej wykazały w 2 przypadkach nieprawidłowości, które w wyniku podjętych działań zostały usunięte.

c) prawidłowość stosowania taryf

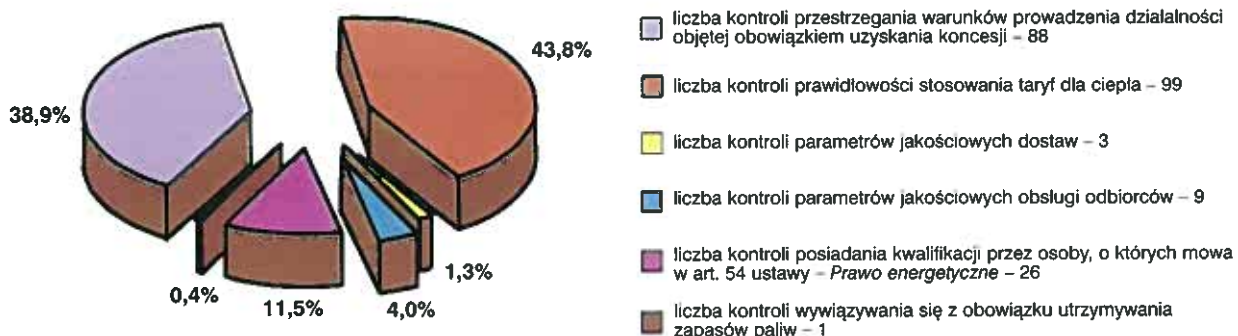
Przeprowadzane kontrole stosowania cen przez przedsiębiorstwa (99 kontroli w odniesieniu do 74 przedsiębiorstw energetycznych) w 7 przypadkach wykazały nieprawidłowości w zakresie stosowania cen i stawek opłat za ciepło polegające na niewykonaniu obowiązku przedstawienia ich do zatwierdzenia Prezesowi URE. Nie stwierdzono przypadków stosowania cen wyższych od zatwierdzonych.

Zakres i ilości przeprowadzonych w 2001 r. kontroli przedstawiono na rysunku 15.

3.3.5. Nakładanie kar pieniężnych

W oddziale zostało wszczętych 23 postępowania w sprawie wymierzenia kar pieniężnych. W sześciu przypadkach wymierzono kary pieniężne za stosowanie taryf bez przestrzegania obowiązku przedłożenia taryf do zatwierdzenia (art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne). Dwa postępowania zostały umorzone, a w 15 przypadkach wydano decyzje o odstąpieniu od wymierzenia kary pieniężnej. Łączna kwota wymierzonych kar wyniosła 24.500 zł.

Rysunek 15. Udział kontroli w 2001 r.



3.4. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz rzecznikami konsumentów

W roku 2001 kontynuowano współpracę z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów rozszerzając ją o współpracę z rzecznikami konsumentów, działającymi na obszarze działania oddziału, poprzez udział w spotkaniach organizowanych przez rzeczników lub przez oddział. Na spotkaniach tych omawiano sprawy sporne zgłaszane przez odbiorców energii. Ponadto nawiązano z rzecznikami współpracę przy rozpatrywaniu wniosków o zatwierdzenie taryf dla ciepła. W oddziale powstał punkt konsultacyjny dla rzeczników oraz opracowano i przesłano zainteresowanym rzecznikom „Poradnik dla Rzeczników Konsumentów”.

b) przyjęcia interesantów

W ramach skarg i wniosków w 2001 r. przyjęto 36 interesantów. W spotkaniach, które odbyły się w siedzibie Północnego Oddziału Terenowego Urzędu Regulacji Energetyki, przeważała tematyka związana z rozliczeniami za świadczone przez przedsiębiorstwa energetyczne usługi oraz dotycząca zapisów w umowach – łącznie 24 interwencji.

Pozostałe problemy omawiane przez interesantów w trakcie spotkań, to:

- rozliczenia opłat za ciepło przez zarządzających budynkami,
- możliwości uzyskania koncesji lub promesy koncesji na działalność związaną z wytwarzaniem ciepła oraz wynikające z tego obowiązki,
- zaopatrzenie miasta w ciepło,
- obowiązek zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych.

W ramach przybliżania problematyki działania oddziału i Prezesa URE i bezpośrednich kontaktów z odbiorcami ciepła zorganizowano 2 spotkania dyrektora oddziału z zainteresowanymi odbiorcami w miejscowościach zamieszkania tych odbiorców, gdzie występowały liczne skargi na działalność przedsiębiorstw ciepłowniczych.

4. Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu

Zasięg terytorialny Oddziału Zachodniego z siedzibą w Poznaniu obejmuje województwa: wielkopolskie i kujawsko-pomorskie, gdzie jest łącznie 370 gmin.

W oddziale zatrudnionych jest 16 pracowników, z tego siedem osób posiada wykształcenie wyższe techniczne, sześć – ekonomiczne (z tego pięć – ekonomiczne wyższe), a 3 osoby – wyższe prawnicze. Jedna osoba ukończyła studia podyplomowe. Natomiast cztery osoby podnoszą swoje kwalifikacje na studiach wyższych i podyplomowych, a jedna kontynuuje aplikację radcowską. Jeden pracownik obronił pracę doktorską i uzyskał tytuł doktora nauk technicznych. Jedna osoba pozytywnie zdała egzamin kwalifikacyjny i została mianowanym urzędnikiem służby cywilnej.

Od dnia 6 kwietnia 1998 roku funkcję dyrektora oddziału pełni Henryk Kanoniczak.

4.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Liczba przedsiębiorstw energetycznych, posiadających co najmniej jedną koncesję według stanu na koniec 2001 r. wynosiła 417, przy czym dla poszczególnych obszarów koncesjonowanych liczba koncesji wynosiła: dla ciepła 277, dla energii elektrycznej 57, dla paliw ciekłych 271 i dla paliw gazowych 13, w tym 1 koncesja na obrót paliwem gazowym z zagranicą.

Największym producentem energii elektrycznej jest Zespół Elektrowni „Pątnów-Adamów-Konin” S.A. (2338 MW) oraz elektrociepłownie w Poznaniu (281,5 MW) i w Bydgoszczy (259 MW) wytwarzające energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu, o łącznej mocy cieplnej osiągalnej 2612 MW.

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

W przesyłaniu i dystrybucji ciepła główne przedsiębiorstwa to Poznańska Energetyka Ciepła S.A. i Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Bydgoszczy świadczące usługi przesyłowe na poziomie odpowiednio 1120 MW i 833 MW.

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

Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła odbywa się również w znajdujących się na terenie działania oddziału terenowych odnawialnych źródłach energii.

Elektrownia wodna we Włocławku o mocy zainstalowanej 160 MW sprzedała w 2001 r. 857 GWh energii elektrycznej, natomiast elektrownie wodne w gminie Koronowo o łącznej zainstalowanej mocy 43 MW sprze-

dały 95 GWh energii elektrycznej. Koncesjonowane źródła opalane słomą, o łącznej mocy 7,1 MW, wytwarzają rocznie ok. 50 tys. GJ ciepła. Kotłownie takie pracują w Zakładzie Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. w Sępólnie Krajeńskim, Przedsiębiorstwie Komunalnym Sp. z o.o. w Pniewach, Pomorskiej Agencji Poszanowania Energii Sp. z o.o. w Bydgoszczy. Jedno przedsiębiorstwo energetyczne – PEC Sp. z o.o. w Toruniu – realizuje obowiązek zakupu ciepła (24 tys. GJ/rok) ze źródła niekonwencjonalnego eksploatowanego przez BIOGAZ-INWESTOR Sp. z o.o. w Toruniu, opalanego biogazem uzyskiwanym ze składowiska odpadów komunalnych.

4.2. Odbiorcy paliw i energii

Największym odbiorcą energii elektrycznej (ok. 1000 GWh/rok), kupowanej od wybranych przez siebie sprzedawców, jest Huta Aluminium S.A. w Koninie, która jako jedyny z około dwudziestu odbiorców uprawnionych w regionie korzysta z usług przesyłowych świadczonych w tym wypadku przez Energetykę Kaliską. Około 600 GWh energii elektrycznej zakupiły w 2001 roku Zakłady Azotowe ANWIL S.A. we Włocławku. Odbiorcami energii elektrycznej, dokonującymi rocznych zakupów w granicach 300 GWh są: Kopalnia Węgla Brunatnego KONIN S.A. w Kleczewie, FRANTSCHACH Świecie S.A. w Świeciu, Zakłady Włókien Chemicznych ELANA S.A. w Toruniu, Zakłady Chemiczne ZACHEM w Bydgoszczy.

Głównymi odbiorcami ciepła są spółdzielnie mieszkaniowe (SM), z których największą jest SM Osiedle Młodych w Poznaniu, która w 2001 r. kupiła ponad 1200 tys. GJ ciepła. Inne duże spółdzielnie, które kupiły w 2001 r. od 500 do 800 tys. GJ ciepła to dla przykładu: Poznańska SM, SM Winogrody w Poznaniu, ADM w Bydgoszczy, SM „Bydgoska” i SM „Fordońska” w Bydgoszczy. W 2001 r. kolejna grupa spółdzielni mieszkaniowych zakupująca rocznie nie mniej niż 5000 GJ ciepła uzyskała prawo do korzystania z usług przesyłowych, które w ciepłownictwie uzależnione jest od ilości wytwórców oraz zasięgu sieci ciepłowniczych.

Najwięcej gazu ziemnego zużywają Zakłady Azotowe Anwil S.A. we Włocławku – ponad 300 mln m³ rocznie. Do największych odbiorców gazu ziemnego na terenie zachodniego oddziału zaliczyć należy również huty szkła w: Ujściu, Gostyniu, Antoninku, Sierakowie oraz Inowrocławiu zużywające rocznie od 13 do 44 mln m³.

4.3. Działalność regulacyjna

W roku 2001 działalność regulacyjna koncentrowała się głównie na zatwierdzaniu taryf dla ciepła oraz dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem.

Pracownicy oddziału, zwłaszcza przy zatwierdzaniu taryf dla ciepła i energii elektrycznej, badają zgodność danych zawartych we wnioskach taryfowych przedsiębiorstw energetycznych z aktualnie posiadаныmi przez nich koncesjami, szczególnie w zakresie źródeł energii i sieci ciepłowniczych oraz rodzaju stosowanego paliwa. Nieścisłości korygowane są w trakcie postępowania administracyjnego.

Liczba przedsiębiorstw ciepłowniczych posiadających przynajmniej jedną koncesję wg stanu na koniec 2001 r. wynosiła 142, przy czym w zakresie wytwarzania ciepła liczba koncesji wynosiła 126, w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła 117 i obrotu ciepłem 34.

Liczba przedsiębiorstw energetycznych posiadających przynajmniej jedną koncesję na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną wg stanu na koniec 2001 r. wynosiła 40, przy czym w zakresie wytwarzania energii elektrycznej liczba koncesji wynosiła 25, przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej 14 koncesji, a obrotu energią elektryczną 18 koncesji.

4.3.1. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

Rok 2001 był trzecim rokiem samodzielnego stanowienia taryf przez przedsiębiorstwa. W okresie tym do zachodniego oddziału terenowego wpływały wnioski przedsiębiorstw energetycznych o zatwierdzenie zarówno pierwszych, drugich jak i trzecich taryf dla ciepła.

Przedkładane do zatwierdzenia taryfy, szczególnie pierwsze, często zawierały braki formalne, merytoryczne, błędy rachunkowe, bądź były niekompletne, co skutkowało wzywaniem tych przedsiębiorstw do poprawienia lub uzupełnienia wniosków. Spowodowało to niekiedy wydłużenie 30-dniowego terminu rozpatrywania wniosków o czas oczekiwania na udzielenie odpowiedzi na wezwania (zgodnie z art. 35 § 5 Kodeksu postępowania administracyjnego). W przypadku jednej czwartej przedsiębiorstw udało się zatwierdzić taryfę bez wzywania do uzupełnienia wniosku. Dotyczyło to przede wszystkim trzecich taryf, co może świadczyć o coraz lepszym rozumieniu obowiązujących przepisów i samego procesu regulacji.

Ogółem w 2001 r. w Zachodnim Oddziale Terenowym zatwierdzono 95 taryf dla ciepła oraz 2 korekty taryf w związku ze zmianą koncesji. Mimo wielu obaw przedsiębiorstw i zapowiedzi o konieczności korygowania cen ciepła w związku ze zmianą cen paliw gazowych, tylko w przypadku 2 przedsiębiorstw taką korektę uznano za uzasadnioną.

Na obszarze działania Zachodniego Oddziału Terenowego na 142 przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje, zatwierdzone taryfy dla ciepła ma 107,

czyli ok. 75% (stanowi to ponad 83% mocy cieplnej zainstalowanej). Dane te ilustruje graficznie rysunek 16.

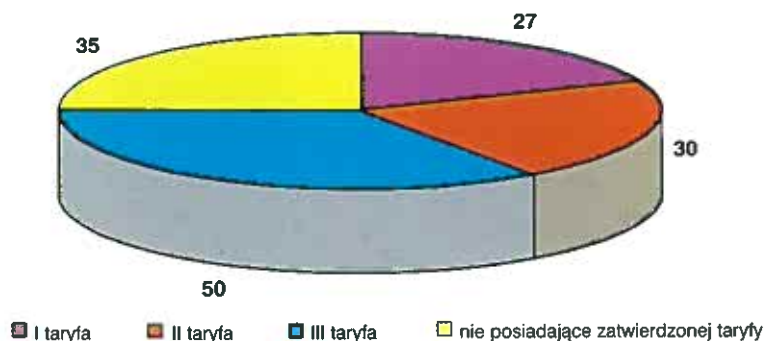
Wszystkie przedsiębiorstwa nie posiadające zatwierdzonej dotychczas taryfy zostały wezwane do złożenia wyjaśnień. Nadal głównym powodem, dla którego około jedna czwarta przedsiębiorstw nie złożyła do tej pory wniosku o zatwierdzenie taryfy dla ciepła, jest stosowanie cen z 1998 r. pokrywających koszty prowadzenia działalności. Ponadto przedsiębiorstwa te mają niski wskaźnik zaangażowania w działalność energetyczną (do 0,3) oraz w większości przypadków posiadają jednego albo dwóch odbiorców (często są to tzw. mieszkania zakładowe).

Posiadając dobrą wiedzę o przedsiębiorstwie, potwierdzoną kolejnymi przeglądami taryfowymi (przede wszystkim przy trzecich taryfach), oceniając pozytywnie plany inwestycyjne przedsiębiorstwa oraz poziom cen i stawek opłat w stosunku do podobnych przedsiębiorstw, dla 27 z nich, czyli dla blisko 30% taryf zatwierdzonych w 2001 r. ustalono okres obowiązywania dłuższy niż 2 lata. To najlepsza zachęta dla tych przedsiębiorstw do zmniejszania kosztów i zwiększania sprzedaży, a tym samym szansa na wypracowanie sobie samego zysku.

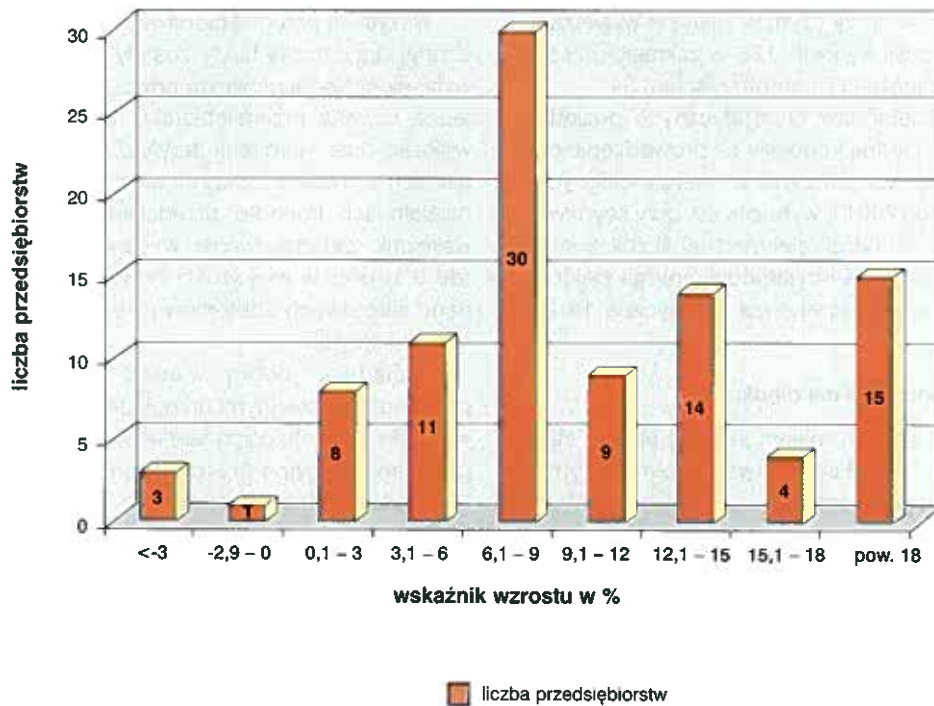
Istotą regulacji jest m.in. równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców ciepła. Wyrazem tego jest uznawanie w procesie zatwierdzania taryf tylko tych pozycji kosztowych, które mają racjonalny charakter, a dynamika ich wzrostu jest umiarkowana. Nie uznając takiego poziomu cen i stawek opłat, jaki proponowały na wstępie przedsiębiorstwa, zatwierdzono taryfy, dzięki którym odbiorcy z terenu działania Oddziału Zachodniego zaoszczędzili blisko 20 mln zł (kwota ta wynika z różnicy między cenami i stawkami opłat proponowanymi przez przedsiębiorstwa, a cenami i stawkami opłat zatwierdzonymi przez Prezesa URE). Za te pieniądze można by kupić ciepło na ogrzanie przez cały rok około 30-tysięcznego miasta np. Krotoszyna, Kościana czy Turka.

Przedsiębiorstwa, składając wnioski taryfowe, proponowały często wzrost cen znacznie powyżej inflacji. Natomiast na podstawie zatwierdzonych taryf w 2001 r. średni ważony wskaźnik wzrostu cen i stawek opłat (z uwzględnieniem wielkości sprzedaży ciepła) wynosi

Rysunek 16. Przedsiębiorstwa koncesjonowane i ich taryfy dla ciepła obowiązujące na dzień 31.12.2001 r.



Rysunek 17. Przedsiębiorstwa wg średniego wskaźnika wzrostu cen i stawek opłat dla taryf zatwierdzonych w 2001 r.

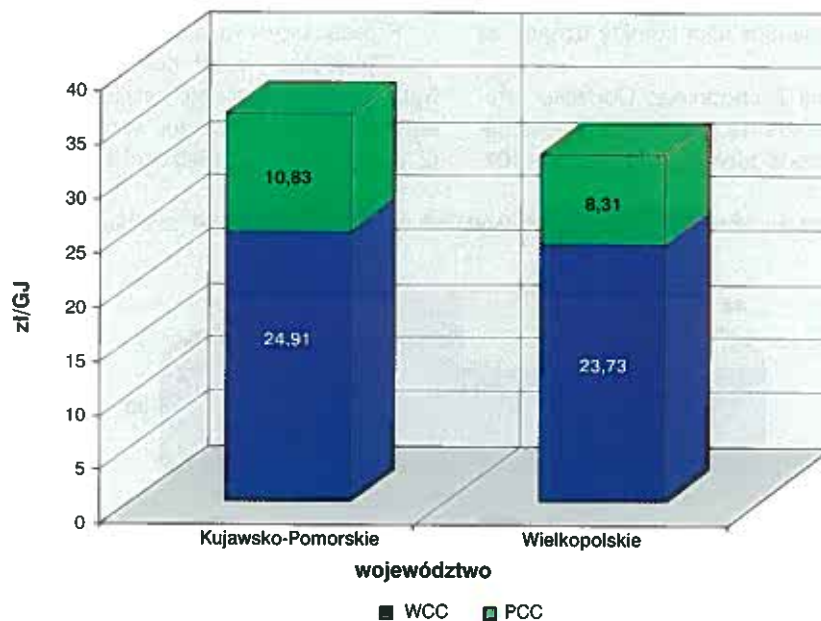


7,7%. Przy czym symptomatyczne jest to, iż przy trzeciej taryfie proponowane wzrosty były niższe niż przy drugiej. Zestawienie ilości przedsiębiorstw w zależności od wskaźnika wzrostu cen i stawek opłat przedstawia rysunek 17.

Średnie ceny jednocłonowe netto wynoszą w zakresie wytwarzania ciepła 24,31 zł, a w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła 9,92 zł. Ceny te w podziale na województwa przedstawia rysunek 18.

Ceny w zakresie wytwarzania wzrosły średnio o 5%. Natomiast tam, gdzie głównym paliwem był gaz ziemny lub olej opałowy, wzrosty te były kilkunastoprocentowe. W zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła średni wzrost wyniósł około 19%. Duży wpływ na poziom tego wskaźnika miał wzrost podatku od nieruchomości w 2001 r. (około 5 pkt procentowych), a także ograniczenie stopnia subsydiowania skrośnego pomiędzy rodzajami działalności koncesjonowanej danego przedsiębiorstwa.

Rysunek 18. Średnioważone ceny i stawki opłat w podziale na województwa w taryfach zatwierdzonych w 2001 r.



Ponieważ usługa przesyłowa stanowi około jednej trzeciej opłat za ciepło, to wzrost tych opłat nie wpływa znacząco na ostateczny poziom łącznych płatności ponoszonych przez odbiorców, który szacuje się na ok. 7,7%.

4.3.2. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

Rok 2001 był pierwszym rokiem procesu zatwierdzania przez Zachodni Oddział Terenowy taryf dla energii elektrycznej przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła.

W okresie tym zatwierdzono razem 8 taryf dla energii elektrycznej. Były to trzecie taryfy dla Zespołu Elektrociepłowni w Bydgoszczy i w Poznaniu oraz 6 taryf zatwierdzanych po raz pierwszy. Wśród nich jedna taryfa obejmowała swoim zakresem również przesyłanie i dystrybucję oraz obrót energią elektryczną. Średni wzrost cen w zatwierdzonych w 2001 r. taryfach wynosi 1,88%.

Natomiast średnia ważona cena netto sprzedaży 1 907 622 MWh energii elektrycznej wynosi 135,30 zł/MWh.

4.3.3. Rozstrzyganie spraw spornych

Na podstawie art. 8 ust.1 ustawy – Prawo energetyczne w sprawach spornych dotyczących ustalania warunków świadczenia usług, 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 ich dostaw wydano 7 decyzji. Sprawy sporne dotyczyły ciepła, energii elektrycznej i gazu. Jeden spór zakończył się umorzeniem postępowania, w sześciu sprawach wydano decyzje rozstrzygające sprawy co do istoty.

W zakresie ciepła wydano 2 decyzje. Jedną sprawę umorzono w związku z faktem, że strony zawarły umowę na dostarczanie ciepła (której brak był istotą sporu) i sprawa stała się bezprzedmiotowa. Decyzja jest prawomocna, strony nie złożyły odwołań. Druga sprawa, dotyczyła nieuzasadnionego wstrzymania dostaw ciepła. Spór został rozstrzygnięty na korzyść odbiorcy. Przedsiębiorstwo energetyczne złożyło odwołanie do Sądu Antymonopolowego, które Sąd odrzucił.

W zakresie energii elektrycznej wydano 3 decyzje. Wszystkie trzy decyzje rozstrzygały sprawę co do istoty. Jedna decyzja orzekała odmowę zmiany taryfy z C na G. Strony nie złożyły odwołań i decyzja stała się prawomocna. Dwie sprawy dotyczyły nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej. Wydano jedną decyzję orzekającą na korzyść odbiorcy, że wstrzymanie dostaw było nieuzasadnione. Decyzja jest nieprawomocna. Odwołanie złożył zakład energetyczny i aktualnie sprawa jest w Sądzie Antymonopolowym. W drugiej decyzji orzeczono, że wstrzymanie dostaw energii elektrycznej przez zakład energetyczny było uzasadnione. Odbiorca nie złożył odwołania i decyzja jest prawomocna.

W zakresie gazu wydano 2 decyzje. W obu przypadkach przedmiotem sporu była odmowa przyłączenia

do sieci gazowej. Wydano jedną decyzję o odmowie ukształtowania treści umowy o przyłączenie pomiędzy stronami z uwagi na nie wydane wcześniej warunki techniczne przyłączenia. Odbiorca złożył odwołanie, decyzja jest nieprawomocna i sprawa została skierowana do Sądu Antymonopolowego. W drugim przypadku orzeczono zawarcie umowy o przyłączeniu do sieci gazowej budynku mieszkalnego odbiorcy. Odwołanie złożył zakład gazowniczy i decyzja jest nieprawomocna.

Ponadto na podstawie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne zostały wydane dwa postanowienia. Jedno w zakresie ciepła, nakazujące przedsiębiorstwu energetycznemu kontynuację dostaw ciepła do zasobów mieszkaniowych odbiorcy. Drugie postanowienie wydano w zakresie energii elektrycznej, odmawiając wydania warunków podjęcia dostaw energii elektrycznej dla celów oświetlenia ulicznego.

W okresie sprawozdawczym rozpatrywano również sprawy, które nie wymagały przeprowadzenia postępowania administracyjnego i wydania decyzji administracyjnej. Wiele spośród wyżej wymienionych spraw dotyczyło rozliczeń pomiędzy indywidualnymi odbiorcami w lokalach a spółdzielniami mieszkaniowymi lub zarządzającymi budynkami, rozliczeń pomiędzy odbiorcami energii elektrycznej i gazu z tytułu przyłączenia do sieci, modernizacji sieci elektroenergetycznej oraz nielegalnego poboru energii elektrycznej. We wszystkich przypadkach udzielono odbiorcom, przedsiębiorstwom energetycznym i innym podmiotom wyczerpujących wyjaśnień.

4.3.4. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

W 2001 r. wezwano 40 przedsiębiorstw energetycznych do podania informacji na temat stosowanych cen i stawek opłat za ciepło. W dwóch przypadkach stwierdzono, że przedsiębiorstwa zmieniały ceny ciepła nie przedstawiając ich Prezesowi URE do zatwierdzenia. Na tej podstawie wszczęto postępowania administracyjne o nałożenie kary pieniężnej.

b) prawidłowość stosowania taryf

Rozpatrzono 118 skarg na ceny i stawki opłat, z tego 54 dotyczyły ciepła. W przypadku jednego przedsiębiorstwa stwierdzono nieprawidłowości w stosowaniu cen za ciepło i w związku z tym wszczęto postępowanie administracyjne o nałożenie kary pieniężnej. W pozostałych przypadkach udzielono stosownych wyjaśnień.

4.3.5. Nakładanie kar pieniężnych

W okresie sprawozdawczym wszczęto 3 postępowania wobec wytwórców ciepła za stosowanie cen nie zatwierdzonych przez Prezesa URE. Wydano 3 decyzje o nałożeniu kar pieniężnych. W dwóch przypadkach decyzje są prawomocne i kary w wysokości 10 tys. zł zostały zapłacone. W jednym przypadku wydana decyz-

ja o nałożeniu kary w wysokości 10 tys. zł jest nieprawomocna. Przedsiębiorstwo złożyło odwołanie, które skierowano do Sądu Antymonopolowego.

4.4. Pozostała działalność oddziału

a) spotkania z przedsiębiorstwami energetycznymi w województw wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego

W 2001 r. odbywały się spotkania z przedsiębiorstwami energetycznymi w celu wyjaśniania zagadnień związanych ze stosowaniem w praktyce przepisów ustawy – Prawo energetyczne i aktów wykonawczych do ustawy. Były to spotkania w Koninie, Goluchowie i Bydgoszczy.

b) uczestnictwo w konferencjach dotyczących lokalnego rynku ciepła

Przedstawiciele oddziału 22 listopada wzięli udział w konferencji zorganizowanej przez władze miasta Poznania, lokalnego wytwórcę oraz dystrybutora ciepła. Dotyczyła ona wizji miasta przyjaznego ekologicznie, tworzonego m.in. w oparciu o programy energetyczne i programy związane z ochroną środowiska.

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 pracowników z wykształceniem ekonomicznym, 2 pracowników z wykształceniem prawniczym i 1 pracownika z wykształceniem humanistycznym. W ramach podnoszenia kwalifikacji zawodowych, pracownicy oddziału uczestniczyli

w szkoleniach i seminariach o tematyce umożliwiającej uzupełnienie wiedzy m.in. w takim zakresie jak: podyplomowe studia w zakresie administracji i zarządzania, teoretyczne przygotowanie pracowników służby cywilnej do należytego wykonywania obowiązków służbowych oraz audyt energetyczny.

Wschodnim Oddziałem Terenowym od dnia 9 listopada 1998 r. kieruje dyrektor dr inż. Ryszard Rabiega.

5.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Na terenie oddziału działalność energetyczną prowadzi 229 przedsiębiorstw posiadających łącznie 336 koncesji na wytwarzanie, magazynowanie, przesyłanie, dystrybucję oraz obrót paliw i energii. Rysunek 19 przedstawia zestawienie liczbowe wydanych koncesji.

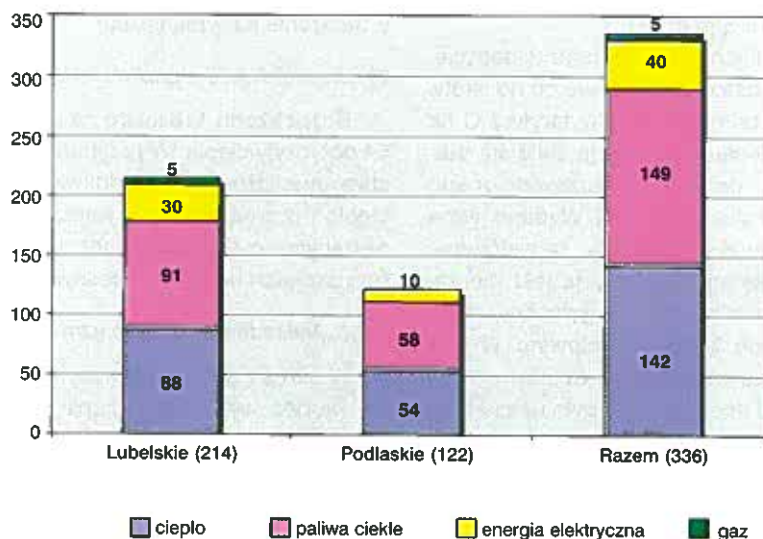
W skład grupy przedsiębiorstw energetycznych wchodzi: 73 przedsiębiorstwa ciepłownicze, 23 przedsiębiorstwa elektroenergetyczne, 144 przedsiębiorstwa zajmujące się magazynowaniem i obrotem paliw ciekłych, 2 przedsiębiorstwa dystrybucji i obrotu gazem oraz 1 przedsiębiorstwo (Zakłady Azotowe PUŁAWY S.A.) zajmujące się jednocześnie zaopatrzeniem w ciepło, energię elektryczną oraz gaz.

Największymi producentami energii elektrycznej i ciepła w pełnym skojarzeniu są następujące elektrociepłownie:

- 1) Elektrociepłownia Białystok S.A. z roczną produkcją energii elektrycznej ok. 600 GWh i ciepła około 5 mln GJ,
- 2) Zakłady Azotowe „Puławy” S.A. z roczną produkcją energii elektrycznej ok. 550 GWh i ciepła ok. 5 mln GJ,
- 3) Megatem EC – Lublin Sp. z o.o. (d. Daewoo Motor Polska Sp. z o.o.) z roczną produkcją energii elektrycznej ok. 70 GWh i ciepła ok. 2 mln GJ.

Największym natomiast źródłem ciepła jest Elektrociepłownia Lublin – Wrotków Sp. z o.o. z roczną produkcją ok. 4 mln GJ.

Rysunek 19. Koncesje wg województw. Stan na 31.12.2001 r.



Łączna osiągalna moc cieplna wymienionych elektrociepłowni wynosi 2.084 MW, a elektryczna – 288 MW.

Na terenie oddziału działają 3 spółki prowadzące działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, a mianowicie: Lubelskie Zakłady Energetyczne Lubzel S.A., Zakład Energetyczny Białystok S.A. i Zamojska Korporacja Energetyczna S.A. Łączna roczna sprzedaż energii elektrycznej tych spółek dystrybucyjnych wynosi ponad 7.000 GWh, a zapotrzebowanie mocy przez odbiorców – ponad 1.500 MW.

Do głównych przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją ciepła należą: Lubelskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Lublinie Sp. z o.o. i Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Białymstoku. Przedsiębiorstwa te sprzedają rocznie po ok. 5 mln GJ ciepła, a moc cieplna zamówiona przez odbiorców wynosi odpowiednio: 619 MW i 727 MW.

Przedsiębiorstwem zajmującym się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem gazu ziemnego jest Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. – oddziały w Lublinie i Białymstoku, których roczna sprzedaż gazu wynosi łącznie ok. 300 mln m³.

Odnawialne źródła energii elektrycznej stanowi 37 małych elektrowni wodnych o mocy zainstalowanej 3,34 MW i 4 małe elektrownie wiatrowe o mocy 0,63 MW. Zakup przez spółki dystrybucyjne energii elektrycznej z tych źródeł wynosi 13,6 GWh, co stanowi 0,19% ogólnej 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” S.A., które zakupują rocznie ponad 700 GWh energii. Ponad 100 GWh energii elektrycznej rocznie zakupują: Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A. i Cementownia „Chelm”. Odbiorcami ponad 40 GWh energii elektrycznej rocznie są: Zakłady Płyt Wiórowych S.A. w Grajewie, Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych – Przepompownia Adamowo, Fabryka Łożysk Toczących „Kraśnik” S.A. oraz PKP

S.A. Wymienieni odbiorcy są uprawnieni do korzystania z prawa dostępu do usług przesyłowych, lecz z niego nie korzystają.

W grupie największych odbiorców ciepła jest 5 spółdzielni mieszkaniowych w Lublinie o zużyciu od 230 tys. GJ do 520 tys. GJ oraz 4 spółdzielnie mieszkaniowe i Zarząd Mienia Komunalnego w Białymstoku o zużyciu od 300 tys. GJ do 590 tys. GJ. Odbiorcy ciepła nie korzystają z prawa dostępu do usług przesyłowych.

Głównym odbiorcą gazu ziemnego są Zakłady Azotowe „Puławy” S.A., które rocznie zakupują ponad 750 mln m³ gazu. Pozostali odbiorcy zużywają rocznie poniżej 4 mln m³ gazu.

5.3. Działalność regulacyjna

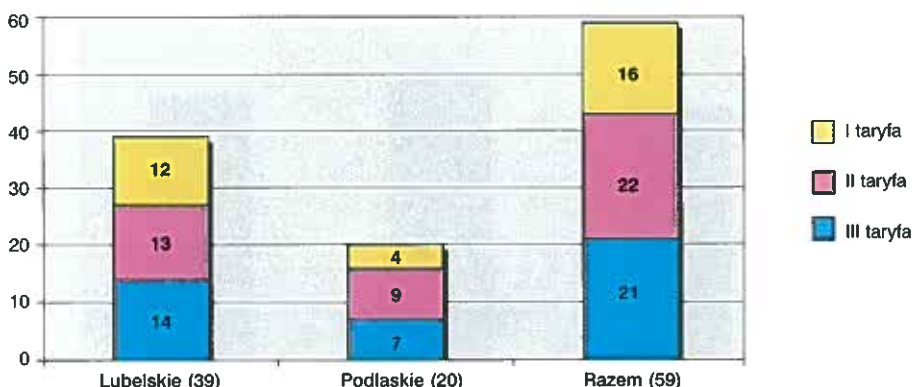
Na terenie działania oddziału koncesjonowaną działalność ciepłowniczą prowadzą 73 przedsiębiorstwa, z czego w zakresie wytwarzania ciepła – 13, wytwarzania i przesyłania ciepła – 44, wytwarzania, przesyłania i obrotu ciepłem – 9, przesyłania i obrotu ciepłem – 6, obrotu ciepłem – 1 przedsiębiorstwo.

W 2001 roku wydano 59 decyzji zatwierdzających taryfy dla ciepła, w tym w województwie lubelskim zatwierdzono 39 taryf a w województwie podlaskim 20 taryf. Zatwierdzono 16 pierwszych, 22 drugich oraz 21 trzecich taryf dla ciepła. Do dnia 31 grudnia 2001 r. zatwierdzono taryfy dla 80% wszystkich przedsiębiorstw posiadających koncesje, a udział ich mocy w łącznej mocy zainstalowanej (5.023,71 MW) wyniósł 90,93%.

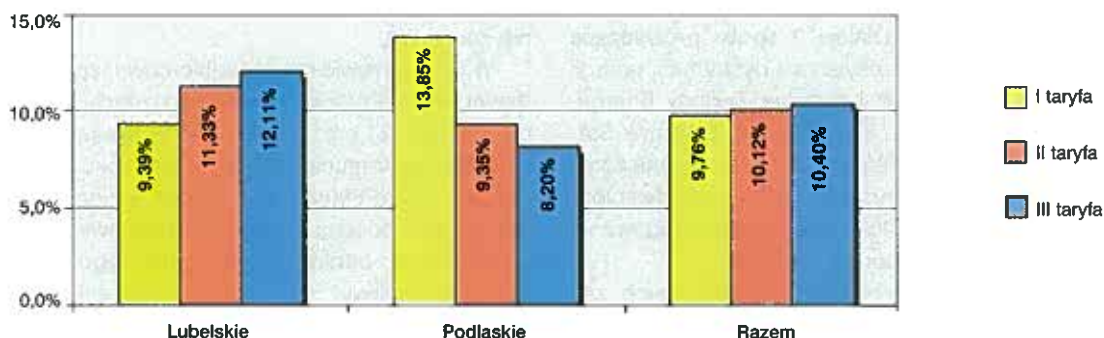
W omawianym okresie dokonano 15 zmian w obowiązujących taryfach dla ciepła. W 14 przypadkach zmiany w taryfach dla ciepła dotyczyły przedłużenia okresu obowiązywania, natomiast w 1 przypadku zmiana spowodowana była znacznym wzrostem cen paliwa. Wydano 2 decyzje odmawiające zatwierdzenia taryf oraz 3 decyzje umarzające postępowania.

Z łącznej liczby 73 przedsiębiorstw posiadających koncesje 14 nie posiada zatwierdzonej taryfy dla ciepła, 8 w woj. lubelskim oraz 6 w woj. podlaskim. Zakończenie postępowania administracyjnego w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła dla 4 przedsiębiorstw przypadnie w 2002 r. Przedsiębiorstwa nieposiadające zatwierdzo-

Rysunek 20. Zatwierdzone taryfy dla ciepła. Stan na 31.12.2001 r.



Rysunek 21. Średni wzrost cen i stawek opłat



nej taryfy dla ciepła to przedsiębiorstwa, których łączna moc zainstalowana wynosi 9% łącznej mocy zainstalowanej w przedsiębiorstwach posiadających koncesje w woj. lubelskim i podlaskim.

W 2001 roku średni wzrost cen i stawek opłat, w stosunku do poprzednio stosowanych, wynikający ze wszystkich zatwierdzonych w oddziale taryf dla ciepła wyniósł 10,27%, w tym: 11,50% w woj. lubelskim, 8,64% w woj. podlaskim. Średni wzrost dla pierwszych taryf wyniósł 9,76%, dla drugich 10,12%, dla trzecich 10,40%. W 4 przedsiębiorstwach nastąpił spadek cen i stawek opłat; w 18 przedsiębiorstwach średni wzrost cen nie przekroczył 7%, w 8 był większy od 7% lecz nie przekroczył 10%, w 13 przedsiębiorstwach zamykał się w przedziale 10-15%, dla 13 był wyższy od 15%.

Średnia cena ciepła dla wytwarzania wynikająca ze wszystkich zatwierdzonych w 2001 r. taryf wyniosła 23,26 zł/GJ, natomiast dla przesyłania 9,59 zł/GJ. Średnia jednoskładnikowa cena ciepła dla odbiorcy końcowego wyniosła więc 32,85 zł/GJ.

Najniższa cena wytwarzanego ciepła wyniosła 14,55 zł/GJ, najwyższa zaś 69,13 zł/GJ. Tak duże różnicowanie cen spowodowane jest głównie rodzajem stosowanego paliwa. Dla przykładu cena ciepła w Przedsiębiorstwie Produkcyjno-Handlowym BLACK RED WHITE w Łukowej jest najniższa, ponieważ paliwem podstawowym są odpady drzewne. Najwyższa cena ciepła występuje w Przedsiębiorstwie Energetyki Ciep-

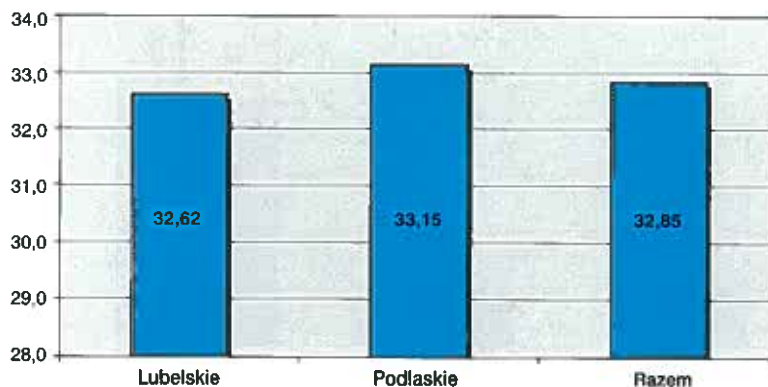
nej Sp. z o.o. w Suwałkach dla lokalnego olejowego źródła ciepła o mocy 0,105 MW.

Dla 5 elektrociepłowni działających na terenie obu województw, średnia cena ciepła wyniosła 21,01 zł/GJ, dla pozostałych przedsiębiorstw 24,92 zł/GJ, natomiast stawka opłat za usługi przesyłowe 10,14 zł/GJ (łącznie 35,06 zł/GJ). Najniższa cena ciepła gdzie paliwem jest węgiel wyniosła 20,81 zł/GJ, najwyższa 43,46 zł/GJ. Inaczej przedstawia się sytuacja w przedsiębiorstwach, w których paliwem jest gaz lub olej opałowy gdzie ceny zawierają się w przedziale od 23,21 zł/GJ do 69,13 zł/GJ.

Składane w 2001 roku wnioski taryfowe zawierały nadal istotne braki formalne, merytoryczne oraz błędy rachunkowe. Do najczęściej powtarzających się błędów należy zaliczyć:

- ustalanie w taryfie cen i stawek opłat odmiennych do określonych w rozporządzeniu taryfowym,
- nieprawidłowy podział odbiorców na grupy oraz w związku z tym niewłaściwy podział kosztów im przyporządkowanych,
- brak dostatecznego uzasadnienia dla kosztów przyjętych do kalkulacji cen i stawek,
- brak technicznego i ekonomicznego uzasadnienia dla planowanych wydatków na inwestycje modernizacyjne i rozwojowe,
- przyjmowanie do kalkulacji zysku bez uzasadnienia.

Rysunek 22. Średnie ceny ciepła (łącznie wytwarzanie i przesyłanie) w zł/GJ



5.3.1. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W okresie sprawozdawczym w oddziale zatwierdzono 3 taryfy dla energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. Taryfy te zostały przedłożone przez następujące przedsiębiorstwa energetyczne: Elektrociepłownię GIGA Sp. z o.o., Elektrociepłownię Białystok S.A. oraz Elektrociepłownię „Megatem EC – Lublin” Sp. z o.o.

5.3.2. Rozstrzyganie spraw spornych

W okresie sprawozdawczym oddział prowadził 20 postępowań administracyjnych w trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Sprawy sporne dotyczyły: odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, wstrzymania dostaw energii elektrycznej, wstrzymania dostaw energii cieplnej, odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii cieplnej. W 11 sprawach umorzono toczące się postępowanie, w 1 sprawie pozostawiono wniosek bez rozpoznania, w 2 sprawach zawieszono postępowanie. Wydano 5 decyzji rozstrzygających spór, od których wpłynęło 5 odwołań. Od jednej decyzji umarzającej postępowanie wpłynęło jedno odwołanie. W 4 przypadkach odwołania przekazano do Sądu Antymonopolowego, w pozostałych – zmieniono decyzję w trybie samokontroli (art. 479⁴⁸ § 2 Kodeksu postępowania cywilnego).

Ponadto do oddziału wpłynęły skargi nie wymagające wszczęcia postępowania administracyjnego. W okresie sprawozdawczym rozpatrzono 65 skarg od odbiorców energii elektrycznej i odbiorców ciepła. Skargi dotyczyły: sposobu przyłączenia do sieci elektroenergetycznych, kwalifikacji odbiorców do poszczególnych grup taryfowych, zasadności stosowania opłaty za przyrost mocy przyłączeniowej oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców.

W wyniku analizy skarg w 8 przypadkach stwierdzono nieprawidłowości polegające na:

- stosowaniu cen i stawek opłat za energię cieplną niezgodnych z zatwierdzoną taryfą,
- nieprawidłowym obliczeniu średnich cen ciepła i średnich stawek opłat za usługi przesyłowe,
- naliczaniu odbiorcy energii elektrycznej opłaty dodatkowej za przekroczenie mocy umownej.

5.3.3. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

W roku 2001 oddział przeprowadził 4 kontrole warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji. W ich wyniku stwierdzono m.in. brak wyposażenia węzłów cieplnych w układy automatycznej regulacji oraz w układy pomiarowo-rozliczeniowe oraz brak realizacji programu ograniczenia obciążenia środowiska oraz programu racjonalnego zużycia paliw. Wobec przedsiębiorstw zostały wszczęte postępowania w sprawie wymierzenia kar pieniężnych.

b) parametry jakościowe dostaw

Oddział przeprowadził dwie kontrole parametrów jakościowych dostaw energii elektrycznej. W ich wyniku nie stwierdzono uchybień w działalności przedsiębiorstw.

c) prawidłowość stosowania taryf

W 2001 roku 23 przedsiębiorstwa objęto kontrolą prawidłowości stosowania taryf, w tym 12 dotyczyło taryf dla ciepła a 11 taryf dla energii elektrycznej. W trakcie kontroli ujawniono nieprawidłowości w działalności przedsiębiorstw, polegające m.in. na stosowaniu cen i stawek opłat niezgodnie z zatwierdzoną taryfą, w tym stosowanie cen wyższych od zatwierdzonych. W związku z tym wymierzono 5 kar pieniężnych, a w dwóch przypadkach przedsiębiorstwa niezwłocznie, dobrowolnie wyeliminowały ujawnione nieprawidłowości.

d) utrzymywanie zapasów paliw

Oddział przeprowadził 3 kontrole, w wyniku których stwierdzono, iż przedsiębiorstwa nie utrzymują zapasów paliw w ilościach wymaganych przepisami prawa. W wyniku przeprowadzonych kontroli podjęto decyzję o ukaraniu tych przedsiębiorstw.

5.3.4. Nakładanie kar pieniężnych

W wyniku wszczętego postępowania administracyjnego wymierzono kary pieniężne dla 8 przedsiębiorstw energetycznych za nieprzestrzeganie obowiązku gromadzenia zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw ciepła oraz stosowanie taryf bez przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia (art. 56 ust. 1 pkt 2 i pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne). Łączna kwota wymierzonych kar pieniężnych wyniosła 14.400 zł.

5.4. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z odbiorcami, samorządami lokalnymi i przedsiębiorstwami energetycznymi

W roku 2001 r. kontynuowano spotkania z przedstawicielami samorządów lokalnych w celu wyjaśniania problemów związanych z procesem zatwierdzania taryf dla ciepła oraz problematyki dotyczącej opracowywania przez gminy założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.

Pracownicy oddziału udzielali przedsiębiorstwom energetycznym szeregu konsultacji i wyjaśnień w trakcie zatwierdzania taryf dla ciepła. Udzielono również szeregu wyjaśnień indywidualnym odbiorcom ciepła oraz energii elektrycznej w zakresie zasad rozliczania opłat, konstrukcji taryf, fakturowania itp.

Pracownicy oddziału uczestniczyli ponadto w 2 konferencjach:

- konferencja naukowo-techniczna Rynek Energii Ciepłej REC 2001 w Lublinie,
- UKR-POWER-FORUM 2001 nt. „Rola energetyki

ukraińskiej w systemie energetycznym Europy Środkowo-Wschodniej” w Zamościu.

Dyrektor oddziału w okresie I-go półrocza 2001 r. przewodniczył zespołowi URE ds. funkcjonowania Rynku Bilansującego Krajowy System Elektroenergetyczny.

b) współpraca z rzecznikami konsumentów

W celu prawidłowej realizacji współpracy z gminami i rzecznikami konsumentów utworzono w oddziale punkt konsultacyjny umożliwiając bieżący kontakt i fachową informację we wszystkich sprawach znajdujących się w sferze zainteresowania tych organów. Opracowano również program współpracy z rzecznikami konsumentów oraz zakres informacji kierowanej z oddziału umożliwiającej rzecznikom konsumentów niezbędną wiedzę w kontaktach z odbiorcami paliw i energii.

c) współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów

W roku 2001 kontynuowano współpracę z Delegaturą Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w Lublinie w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym przedsiębiorstw energetycznych m.in. w zakresie:

- udzielania specjalistycznych opinii w zakresie energetyki oraz wszelkich informacji w związku z prowadzonymi przez UOKiK postępowaniami w sprawach ochrony konkurencji i konsumentów,
- rozpatrywania spraw przesyłanych przez UOKiK dotyczących działalności przedsiębiorstw energetycznych m.in. w zakresie wprowadzania nowych taryf dla energii elektrycznej i ciepłej,
- przesyłania do UOKiK spraw wynikających ze skarg odbiorców energii elektrycznej i ciepłej wykraczających poza uprawnienia Prezesa URE. W 5 sprawach na 8 wydano opinie lub przeprowadzono postępowanie wyjaśniające, a 3 skierowano do rozpatrzenia zgodnie z właściwością.

6. Środkowozachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi

Zasięg terytorialny Środkowozachodniego Oddziału Terenowego z siedzibą w Łodzi obejmuje obszar województw: łódzkiego i świętokrzyskiego, a więc obszar 280 gmin (odpowiednio 178 i 102 gminy).

Na dzień 31.12.2001 r. w Środkowozachodnim Oddziale zatrudnionych było 15 osób. Utrzymana jest tendencja zatrudniania osób o wysokich kwalifikacjach zawodowych, 14 osób posiada wykształcenie wyższe, z tego 2 osoby mają ukończone 2 fakultety, a 1 osoba posiada tytuł doktora nauk technicznych. W różnych formach szkolenia i doskonalenia zawodowego wzięło udział ogółem 12 pracowników oddziału, z czego każdy uczestniczył średnio w dwóch szkoleniach. Trzech pracowników uczestniczyło w konferencjach naukowych. Natomiast w szkoleniach organizowanych przez Urząd

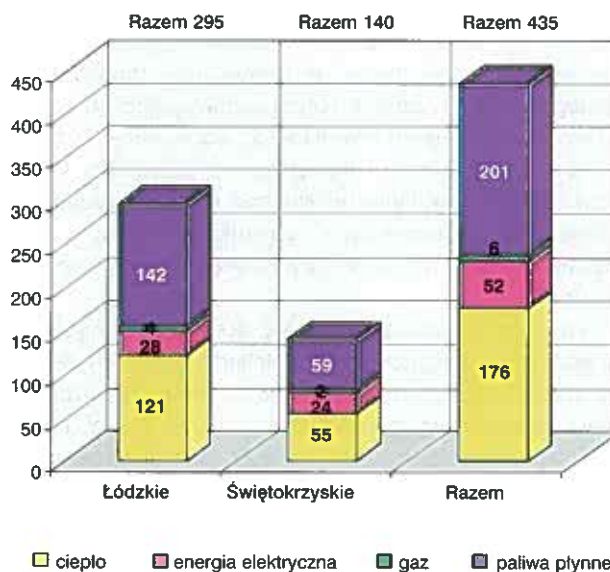
Regulacji Energetyki w ramach „Warsztatów Regulatora” uczestniczyło 8 pracowników.

Funkcję dyrektora oddziału od dnia 6 kwietnia 1998 r. do dnia 12 grudnia 2001 r. pełnił Jan Krzysztof Noworyta, od dnia 13 grudnia 2001 r. oddziałem kieruje zastępca dyrektora dr inż. Leszek Szczygieł.

6.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Na terenie województwa łódzkiego i świętokrzyskiego działalność gospodarczą prowadzi 288 przedsiębiorstw koncesjonowanych posiadających 435 koncesji w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania

Rysunek 23. Zestawienie liczbowe wydanych koncesji wg województw (stan na dzień 31.12.2001 r.)



i dystrybucji paliw i energii oraz obrotu nimi. Zestawienie liczbowe wydanych koncesji przedstawiono na rysunku 23.

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

- Elektrownia Bełchatów o mocy zainstalowanej 4390 MW i produkcji energii elektrycznej w roku 2001 w wysokości 28 117 726 MWh,
- Elektrownia im. T. Kościuszki w Potańcu S.A., której moc zainstalowana wynosi 1800 MW, a wartość produkcji energii była równa 7 213 247 MWh.

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

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

- Zakład Energetyczny Łódź – Teren ZEL-T S.A., który w 2001 r. sprzedał 4 160 514 MWh energii elektrycznej, a moc szczytowa wynosiła 786 MW,
- Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego ZEORK S.A., których sprzedaż wynosiła 3 660 778 MWh, a moc szczytowa była równa 792 MW,
- Łódzki Zakład Energetyczny ŁZE S.A. o sprzedaży równej 2 511 840 MWh i mocy szczytowej wynoszącej 625,2 MW.

Łączna sprzedaż w tych zakładach energetycznych wynosiła 10 333 132 MWh, co stanowiło ok. 8% sprzedaży energii elektrycznej w Polsce.

Największymi producentami ciepła są:

- Zespół Elektrociepłowni w Łodzi S.A., o mocy zainstalowanej 2 697 MW i produkcji wynoszącej 19 891 033 GJ, produkujący ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną,
- Elektrownia Belchatów S.A., o mocy zainstalowanej 375 MW i produkcji 2 138 922 GJ,
- Elektrociepłownia Kielce S.A., o mocy zainstalowanej 344 MW i produkcji 1 993 353,8 GJ,
- Elektrownia im. T. Kościuszki w Polańcu S.A., o mocy zainstalowanej 130 MW i produkcji 2 138 922 GJ.

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

- Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Belchatowie, które zamówiło 138 MW i sprzedało 1 103 815 GJ,
- Miejskie Przedsiębiorstwo Ciepłone Sp. z o.o. w Kielcach, które zamówiło 283,2 MW i sprzedało 2 047 537 GJ ciepła.

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

- Oddział Zakład Gazowniczy „Gazownia Łódzka” w Łodzi, który sprzedał w 2001 r. 301 418 tys. m³ gazu dla 387 001 odbiorców,
- Oddział Zakład Gazowniczy w Kielcach, który sprzedał w tym samym okresie 131 095 tys. m³ gazu dla 117 736 odbiorców.

Na obszarze działania Środkowozachodniego Oddziału Terenowego w Łodzi występują następujące niekonwencjonalne i odnawialne źródła energii: 47 elektrowni wodnych o mocy zainstalowanej 10,522 MW, w tym jedna zawodowa o mocy 5,04 MW, trzy źródła energii elektrycznej uzyskiwane z biogazu o mocy zainstalowanej 1,74 MW oraz jedno źródło ciepła o mocy 3,2 MW w postaci wód geotermalnych, w miejscowości Uniejów k/Łodzi.

6.2. Odbiorcy paliw i energii

Największymi odbiorcami energii elektrycznej na obszarze działania oddziału są odbiorcy przemysłowi, których zużycie energii kształtuje się na następującym poziomie: Kopalnia Węgla Brunatnego Belchatów S.A. – 1 039 507 MWh, Huta „Ostrowiec” w Ostrowcu Świętokrzyskim – 361 004 MWh, PKP S.A. – 450 887 MWh, Lafarge-Cement Polska S.A. Małogoszcz – 162 369 MWh.

Natomiast najbardziej znaczącymi odbiorcami ciepła są przede wszystkim duże spółdzielnie mieszkaniowe i zakłady gospodarki komunalnej. Można tu wymienić m.in.: Pabianicką Spółdzielnię Mieszkaniową, która zamówiła 90,7 MW mocy i zakupiła 707 986 GJ ciepła, Spółdzielnię Mieszkaniową „Teofilów” w Łodzi – moc zamówiona 73 MW i kupno 662 348 GJ ciepła, Kopalnię Siarki „Osiek” w Grzybowie – moc zamówiona 58,45 MW i zakup 1 799 262 GJ ciepła.

Dominującymi odbiorcami gazu na terenie województw łódzkiego i świętokrzyskiego są następujące zakłady: Ceramika Paradyż w Tomaszowie Mazowieckim. – 12 431 771 m³, Ferroxcube Polska w Skierniewicach – 6 881 747 m³, Okręgowa Spółdzielnia Mleczarska w Radomsku – 5 153 970 m³, Ceramika Końskie – 4 243 889 m³.

Zgodnie z harmonogramem dostępu stron trzecich do sieci, określonym w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz. U. z 1998 r. Nr 107, poz. 671) 12 odbiorców energii elektrycznej było uprawnionych do skorzystania z prawa dostępu do sieci, jednakże żaden z nich z tego nie skorzystał. Wynika to przede wszystkim z kłopotów, na jakie napotykać uprawnieni odbiorcy przy próbach zawierania umów o świadczenie usług przesyłowych z zakładami energetycznymi oraz braku jasno sprecyzowanych zasad wykonywania przez zakłady tych usług. Jeżeli natomiast chodzi o ciepło to mimo niskiego progu (5 000 GJ), uprawniającego do korzystania z prawa do usług przesyłowych, nikt z niego nie skorzystał ze względu na brak alternatywnego dostawcy dołączonego do sieci ciepłowniczej.

6.3. Działalność regulacyjna

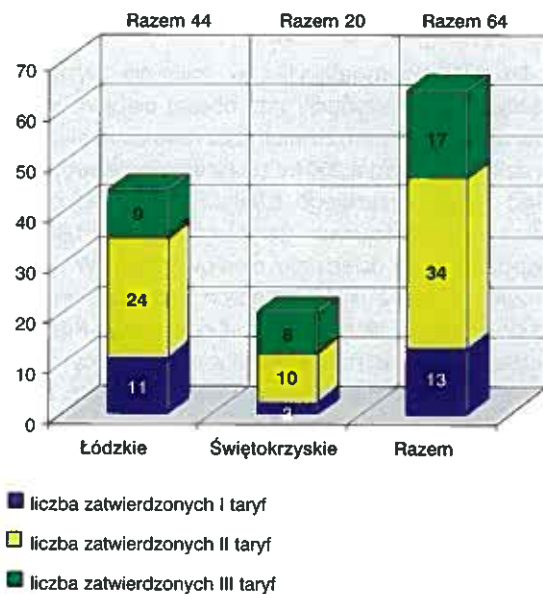
Działalność regulacyjna w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem jest podstawowym obszarem działalności regulacyjnej oddziału. Na dzień 31 grudnia 2001 r. na terenie województw łódzkiego i świętokrzyskiego działało łącznie 98 przedsiębiorstw prowadzących koncesjonowaną działalność gospodarczą w dziedzinie ciepłownictwa. W stosunku do 2000 r. liczba ciepłowniczych przedsiębiorstw koncesjonowanych wzrosła o 5 podmiotów. Pracownicy oddziału podczas rozpatrywania napływających wniosków w sprawach zatwierdzania taryf dla ciepła, przeprowadzali jednocześnie kontrolę zgodności warunków prowadzenia działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwa energetyczne z udzielonymi tym przedsiębiorstwom koncesjami. Nie stwierdzono prowadzenia przez przedsiębiorstwa energetyczne działalności gospodarczej bez wymaganej koncesji. W przypadku wystąpienia zmian w warunkach prowadzonej działalności przedsiębiorstwa energetyczne występowały do Prezesa URE z wnioskami o zmianę warunków koncesyjnych. W roku 2001, dla zasięgu terytorialnego oddziału, dokonano ogółem 48 zmian decyzji koncesyjnych, z czego 32

zmiany w decyzjach koncesyjnych przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą na terenie województwa łódzkiego i 16 zmian w decyzjach przedsiębiorstw z województwa świętokrzyskiego.

6.3.1. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

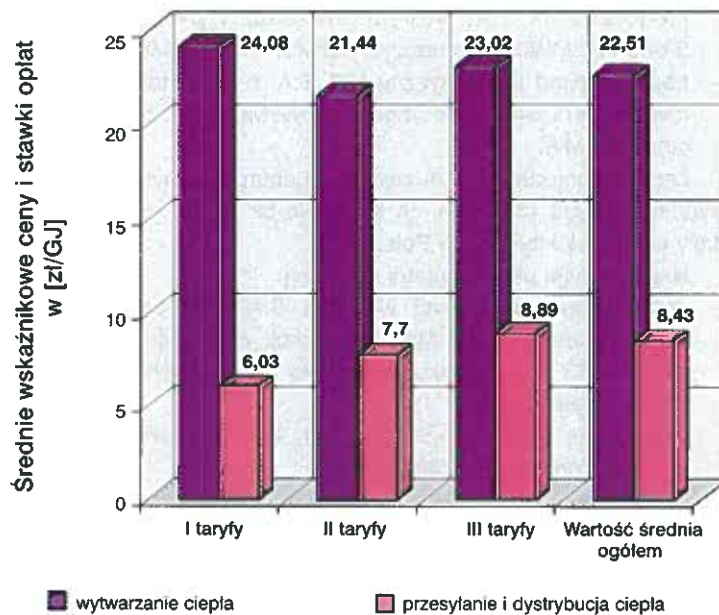
Zgodnie z regulacją prawną zawartą w art. 47 ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące koncesjonowaną działalność polegającą na wytwarzaniu, przesyłaniu i dystrybucji lub obrocie ciepłem ustalają taryfy, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. W 2001 r. Środkowozachodni Oddział Terenowy Urzędu Regulacji Energetyki rozpatrywał łącznie 110 wniosków taryfowych, z czego 77 w sprawie zatwierdzenia nowych taryf dla ciepła, 27 dotyczące korekt taryf dla ciepła i 6 wniosków w sprawie zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. Ogółem oddział zatwierdził 64 taryfy dla ciepła, w jednym przypadku odmówił zatwierdzenia przedłożonej taryfy, 5 postępowań umorzył, a 7 wniosków jest w trakcie postępowania. Zestawienie liczbowe zatwierdzanych taryf wg województw i w rozbiciu na poszczególne rodzaje taryf przedstawiono na rysunku 24.

Rysunek 24. Liczba zatwierdzonych taryf dla ciepła w Środkowozachodnim Oddziale Terenowym URE w 2001 r.



W 2001 r. średnia wskaźnikowa cena ciepła w zakresie wytwarzania w zatwierdzonych taryfach na terenie województwa łódzkiego wyniosła 22,43 zł/GJ i zawierała się w przedziale od 13,05 zł/GJ do 45,29 zł/GJ,

Rysunek 25. Średnie wskaźnikowe ceny ciepła i stawki opłat przesyłowych zatwierdzone w Środkowozachodnim Oddziale Terenowym URE w 2001 r.



zaś średnia cena wskaźnikowa ciepła w zakresie wytwarzania na terenie województwa świętokrzyskiego wyniosła 22,84 zł/GJ i zawierała się w przedziale od 12,81 zł/GJ do 44,29 zł/GJ. W okresie sprawozdawczym średnia cena ciepła na terenie województwa łódzkiego wzrosła o 3,55% w stosunku do cen ostatnio stosowanych, na terenie województwa świętokrzyskiego wzrosła o 11,04%. Średnie stawki opłat za usługi przesyłowe wynosiły w tych województwach odpowiednio 8,41 zł/GJ i 8,68 zł/GJ i ich średni wzrost wynosił odpowiednio 22,43% i 17,46%. Na rysunku 25 przedstawiono natomiast wartości średnich wskaźnikowych cen ciepła i stawek opłat przesyłowych zatwierdzonych w oddziale w podziale na poszczególne rodzaje taryf.

6.3.2. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W roku 2001 w oddziale zostało wszczętych 6 postępowań w sprawie zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem. Wydano 5 decyzji zatwierdzających taryfy dla następujących przedsiębiorstw energetycznych: Energetyka „Boruta” w Zgierzu, Elektrociepłownia Zduńska Wola Sp. z o.o., Pabianickie Zakłady Przemysłu Bawełnianego „PAMOTEX” S.A. w Pabianicach, Zakłady Metalowe „Mesko” S.A. w Skarżysku – Kamiennej, Zespół Elektrociepłowni w Łodzi S.A. Rozpatrzenie jednego wniosku zakończy się w 2002 r.

6.3.3. Rozstrzyganie spraw spornych

Środkowozachodni Oddział Terenowy URE z siedzibą w Łodzi rozpatrywał w 2001 r. razem 206 spraw. W zakresie energii elektrycznej rozpatrywano 75 spraw, w za-

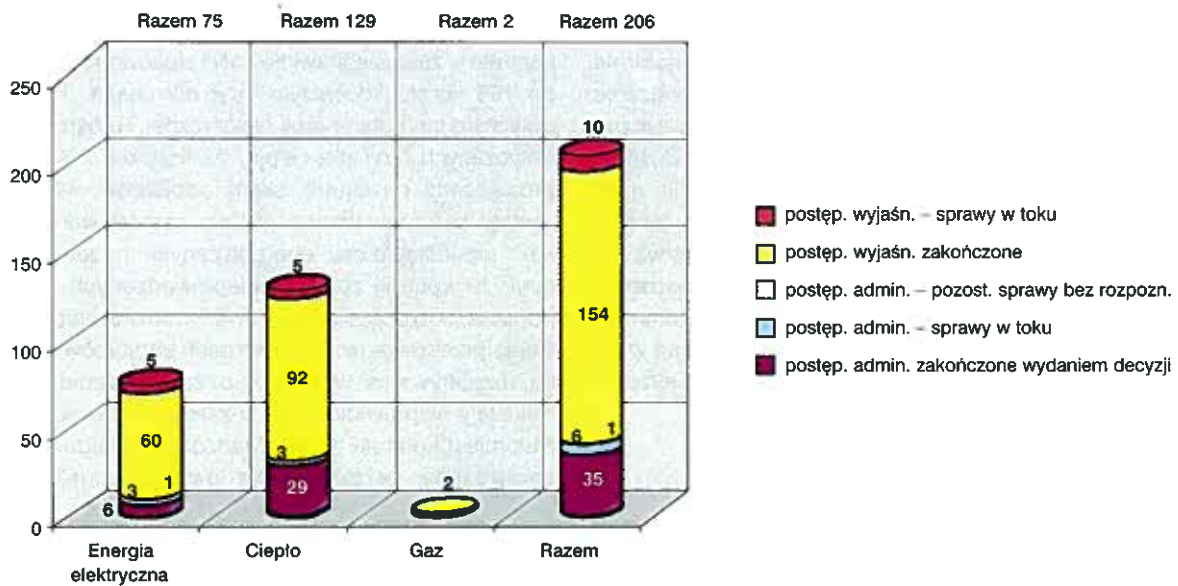
kresie ciepła 129 spraw, natomiast w zakresie paliw gazowych rozpatrzeniu podlegały 2 sprawy. Szczegółową strukturę rozpatrywania sporów, skarg i wniosków oraz sposoby ich załatwienia przedstawiono na rysunkach 26 i 27.

W okresie sprawozdawczym dyrektor oddziału wydał 35 decyzji administracyjnych, z czego 6 decyzji dotyczyło energii elektrycznej, a 29 decyzji dotyczyło ciepła. Od dwóch decyzji stwierdzających, że wstrzymanie dostawy energii elektrycznej nie było nieuzasadnione, odbiorcy energii wnieśli odwołanie do Sądu

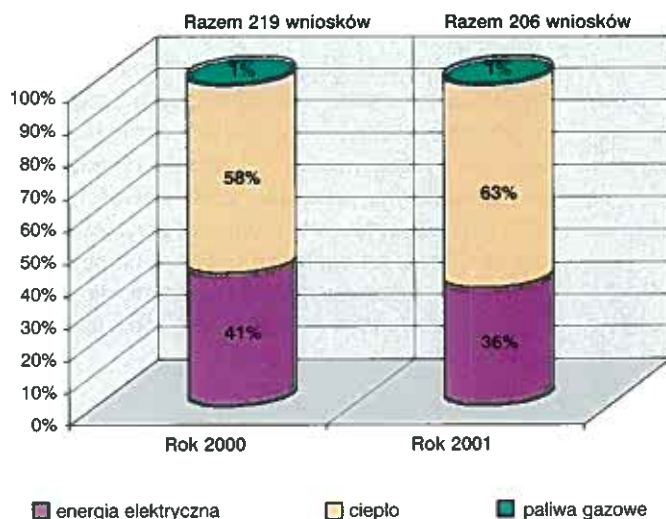
Antymonopolowego. W jednej sprawie Sąd Antymonopolowy odrzucił odwołanie, a jedna decyzja nie została w roku 2001 rozpatrzona. W zakresie dostaw ciepła większość spraw dotyczyła ukształtowania treści umowy. Od powyższych decyzji wpłynęło 5 odwołań do Sądu Antymonopolowego.

Większość postępowań wyjaśniających – zarówno na tle dostarczania energii elektrycznej (65 spraw), ciepła (97 spraw) jak i gazu (2 sprawy) – dotyczyła rozliczeń za dostarczoną energię elektryczną, ciepło i gaz, a także nielegalnego pobierania energii elektrycznej.

Rysunek 26. Struktura rozpatrywania sporów, skarg i wniosków w 2001 r.



Rysunek 27. Udział procentowy nośników energetycznych w strukturze rozpatrywanych sporów



6.3.4. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

Pracownicy Środkowozachodniego Oddziału Terenowego, podczas rozpatrywania napływających wniosków w sprawach zatwierdzania taryf dla ciepła i energii elektrycznej, przeprowadzali jednocześnie kontrolę zgodności warunków prowadzenia działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwa energetyczne z udzielonymi tym przedsiębiorstwom koncesjami. W okresie sprawozdawczym przeprowadzono 93 kontrole w zakresie przestrzegania warunków prowadzenia działalności zgodnie z udzielonymi koncesjami. 70 kontroli przeprowadzonych zostało w toku rozpatrywania wniosków o zatwierdzenie taryf (64 kontrole w zakresie ciepła, 6 kontrole w zakresie energii elektrycznej) oraz 23 kontrole z urzędu. Nie stwierdzono prowadzenia przez przedsiębiorstwa energetyczne działalności gospodarczej niezgodnie z udzielonymi koncesjami. Natomiast kontrole przeprowadzone z urzędu miały na celu sprawdzenie przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne realizacji warunków koncesyjnych takich jak np. złożenie sprawozdania z realizacji warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej. W toku czynności kontrolnych ustalono, iż 23 kontrolowane przedsiębiorstwa nie złożyły sprawozdań z realizacji warunków prowadzenia koncesjonowanej działalności gospodarczej. Jednak ze względu na złożenie przedmiotowych sprawozdań w toku czynności kontrolnych, odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej.

b) parametry jakościowe dostaw

W okresie sprawozdawczym Środkowozachodni Oddział Terenowy Urzędu Regulacji Energetyki z siedzibą w Łodzi przeprowadził 63 kontrole w zakresie przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców, w tym 8 kontroli dotyczyło parametrów jakościowych dostaw, 55 kontroli dotyczyło jakości obsługi odbiorców. Kontrole przeprowadzone zostały na skutek skarg odbiorców energii elektrycznej i dotyczyły częstych przerw w zasilaniu w energię elektryczną, migotaniu światła, wstrzymania dostaw energii elektrycznej, niewłaściwego ustalenia wielkości zabezpieczeń przedlicznikowych i nieprawidłowości w zakwalifikowaniu do poszczególnych grup taryfowych. 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 dnia 25 września 2000 r. w sprawie szczególnych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznej, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. Nr 85, poz. 957). Awarie były niezwłocznie usuwane. W jednym przypadku przedsiębiorstwo ener-

tyczne podjęło działania inwestycyjne i modernizacyjne, celem zapewnienia odbiorcom energii elektrycznej odpowiednich parametrów jakościowych dostaw. W przypadkach wstrzymania dostaw energii elektrycznej (6 spraw) oddział prowadził postępowania, które zakończyły się wydaniem decyzji administracyjnych. W pięciu przypadkach wstrzymanie uznano za uzasadnione, w jednym przypadku wstrzymanie było nieuzasadnione.

c) prawidłowość stosowania taryf

Oddział przeprowadził kontrole prawidłowości stosowania taryf dla energii elektrycznej i ciepła podczas rozpatrywania wniosków o zatwierdzenie taryf, rozpatrywania skarg odbiorców dotyczących wysokości cen i stawek opłat oraz w toku czynności kontrolnych przeprowadzonych z urzędu w zakresie poprawności stosowanych cen i stawek opłat.

W okresie sprawozdawczym przeprowadzono 172 kontrole w zakresie prawidłowości stosowania taryf; z czego 155 kontroli dotyczyło taryf dla ciepła, 17 kontroli dotyczyło taryf dla energii elektrycznej. Spośród kontroli dotyczących taryf dla ciepła, 72 kontrole zostały przeprowadzone na skutek skarg odbiorców, 64 kontrole zostały przeprowadzone w toku rozpatrywania wniosków przedsiębiorstw energetycznych o zatwierdzenie taryf, 19 kontroli zostało przeprowadzonych z urzędu. Kontrole dotyczące prawidłowości stosowania taryf dla ciepła przeprowadzone na wniosek odbiorców oraz w toku rozpatrywania wniosków o zatwierdzenie taryf nie wykazały nieprawidłowości w zakresie stosowania taryf. Natomiast kontrole przeprowadzone z urzędu dotyczyły sprawdzenia przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku polegającego na ustaleniu taryf dla ciepła i przedkładaniu ich do zatwierdzenia przez Prezesa URE. W wyniku kontroli ustalono, iż 3 przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane do ustalenia taryf dla ciepła i przedstawienia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia nie dopełniły powyższego obowiązku. Spośród 17 kontroli dotyczących prawidłowości stosowania taryf dla energii elektrycznej, 11 kontroli zostało przeprowadzonych na skutek skarg złożonych przez odbiorców, 6 kontroli przeprowadzono w toku czynności dotyczących zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem. Kontrole przeprowadzone na skutek skarg złożonych przez odbiorców 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. W wyniku przeprowadzonych kontroli nie stwierdzono nieprawidłowości w zakresie stosowania taryf dla energii elektrycznej.

d) kwalifikacje energetyczne osób

Kontrole kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji energetycznych przeprowadzone zostały w 2 przedsiębiorstwach ener-

getycznych podległych właściwości rzeczowej oddziału. W trakcie kontroli świadectw kwalifikacyjnych osób zajmujących się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji energetycznych, przy których wymagane jest posiadanie kwalifikacji nie stwierdzono nieprawidłowości. Wszystkie osoby zatrudnione przy dozorcze i eksploatacji urządzeń energetycznych posiadały wymagane świadectwa kwalifikacyjne. Kontrolowane jednostki posiadały prawidłowo wykonany i na bieżąco aktualizowany zakładowy wykaz stanowisk, na których wymagane jest posiadanie świadectw kwalifikacyjnych.

6.3.5. Nakładanie kar pieniężnych

W wyniku przeprowadzonych kontroli ujawniono w działalności przedsiębiorstw nieprawidłowości, których wystąpienie podlega karze pieniężnej. W związku z tym wobec 26 przedsiębiorstw wszczęto postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej. Trzy postępowania zakończyły się wydaniem decyzji o wymierzeniu kar pieniężnych na łączną kwotę 15.695 zł (na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne). W 23 przypadkach, dotyczących nieprzestrzegania warunków wynikających z koncesji odstąpiono od wymierzenia kar pieniężnych (przedsiębiorstwa niezwłocznie złożyły wymagane sprawozdania z działalności).

6.4. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z samorządami lokalnymi

W omawianym okresie roku 2001 oddział współpracował z organami zarządzającymi miast i gmin w zakresie planowania zaopatrzenia miast w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Zarządom gmin podczas spotkań przedstawiano korzyści wynikające z posiadania założeń do planu zaopatrzenia w energię takie, jak: obniżenie kosztów energii, poprawę stanu środowiska czy rozbudowę sieci energetycznych. W trakcie spotkań podejmowano zawsze zagadnienie sposobu wprowadzenia i akceptacji przez odbiorców zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfy dla ciepła, zwracano uwagę na problemy pojawiające się po wyzbyciu się przez władze gminne mienia komunalnego przedsiębiorstw energetycznych. W sumie odbyło się 11 takich spotkań. Jednocześnie dyrektor oddziału brał udział jako obserwator w posiedzeniach Komitetu Sterującego planem zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Łodzi, powołanego decyzją Prezydenta Miasta Łodzi.

b) współpraca z przedsiębiorstwami energetycznymi

W okresie sprawozdawczym zorganizowano 3 spotkania z zarządami i kierownikami rejonów przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej i gazu. Omówiono na nich regulacje prawne zawarte w prawie energetycznym i rozporządzeniach wykonawczych ze szczególnym uwzględnieniem problemów dotyczących nielegalnego poboru energii i paliw oraz przyłączania nowych odbiorców do sieci.

7. Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu

Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu prowadzi działalność regulacyjną na obszarze województw dolnośląskiego i opolskiego, podzielonych administracyjnie odpowiednio na 169 i 71 gmin.

W oddziale zatrudnionych jest 15 osób z wyższym wykształceniem, w tym 4 osoby posiadają wykształcenie ekonomiczne (1 osoba tytuł doktora), 4 osoby – prawnicze, 7 osób – techniczne. Pracownicy oddziału uczestniczyli w różnego typu szkoleniach oraz warsztatach organizowanych przez Urząd Regulacji Energetyki.

Funkcję dyrektora oddziału od dnia 10 kwietnia 1998 r. pełni Wincenty Rękas.

7.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

W obrębie właściwości terytorialnej oddziału dotychczas udzielono łącznie 469 koncesji dla 300 przedsiębiorstw energetycznych, z których część prowadzi działalność także poza województwami dolnośląskim i opolskim.

Na koniec 2001 r. stan koncesjonowania był następujący:

- wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucja oraz obrót ciepłem – 169 koncesji w 87 przedsiębiorstwach energetycznych,
- wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucja oraz obrót energią elektryczną – 78 koncesji w 40 przedsiębiorstwach energetycznych,
- wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucja oraz obrót paliwami gazowymi – 19 koncesji w 10 przedsiębiorstwach energetycznych,
- wytwarzanie i obrót paliwami ciekłymi – 193 koncesje w 188 przedsiębiorstwach energetycznych,
- magazynowanie paliw ciekłych – 10 koncesji w 10 przedsiębiorstwach energetycznych.

W zakresie ciepłownictwa ilość koncesjonariuszy uległa zmniejszeniu ze 101 na koniec 2000 r. do 87 na koniec roku 2001. Decyzją Prezesa URE 11 koncesjonariuszom cofnięto koncesje, 8 koncesje wygasły, a 5 przedsiębiorstwom koncesji udzielono.

W przedsiębiorstwach ciepłowniczych na koniec roku 2001 moc cieplna zainstalowana wynosiła 7290 MW, z tego w województwie dolnośląskim – 5151 MW a w województwie opolskim – 2139 MW.

W porównaniu do roku 2000 zainstalowana moc cieplna koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych obniżyła się o 1350 MW (15,6%), z czego 656 MW w województwie dolnośląskim (11,3%) i 694 MW w województwie opolskim (24,5%). Przyczyną tego stanu były zmiany (głównie zmniejszenie) zapotrzebowania mocy zgłaszane przez odbiorców ciepła i związana z tym modernizacja majątku produkcyjnego przedsiębiorstw ciepłowniczych, dostosowująca go do potrzeb

odbiorców ciepła. Na obniżenie mocy zainstalowanej wpłynęło także wygaśnięcie lub cofnięcie koncesji. Sektor energetyczny w obszarze właściwości oddziału nie jest jednorodny. Szczególnie dotyczy to ciepłownictwa, gdzie ponad 50% zainstalowanej mocy w przedsiębiorstwach koncesjonowanych przypada na 7 największych wytwórców. Pozostała wielkość zainstalowanej mocy ciepłej należy do 80 przedsiębiorstw. Również w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła występują podobne skrajności.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze działają głównie jako spółki akcyjne i spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, ale także, chociaż nieliczne, przedsiębiorstwa państwowe, zakłady budżetowe i spółdzielnie mieszkaniowe. Jest to o tyle istotne, że forma prawna przedsiębiorstw ma wpływ na źródła pozyskiwania środków niezbędnych do finansowania działalności ciepłowniczej.

Zmiany form organizacyjnych przedsiębiorstw w województwach dolnośląskim i opolskim przebiegały w 2001 r. w różnych kierunkach. Udział spółek akcyjnych w rynku ciepłowniczym w woj. dolnośląskim wzrósł w stosunku do roku 2000 o ok. 4%, natomiast w woj. opolskim zmniejszył się o 2,7%. Udział w rynku spółek z o.o. w woj. opolskim wzrósł o 3%. Udział przedsiębiorstw działających w innych formach organizacyjnych tj. przedsiębiorstw państwowych, zakładów budżetowych i spółdzielni mieszkaniowych jest większy w woj. dolnośląskim niż w opolskim, ale w obu przypadkach wykazywał w analizowanych latach tendencję malejącą.

Postępująca liberalizacja na rynku energii (w tym ciepła) spowodowała, że nowe przedsiębiorstwa uaktywniły na lokalnych rynkach działalność w zakresie zaopatrzenia w ciepło. Przykładem tego są m.in. firmy Harpen Polska Spółka z o.o. z siedzibą we Wrocławiu i SKT Spółka z o.o. z siedzibą we Wrocławiu. Firmy te działają na terenie wielu miejscowości, realizując dostawy ciepła do różnych obiektów (np. szkół i budynków spółdzielni mieszkaniowych) poprzez eksploatację głównie kotłowni gazowych i olejowych. Obecnie udział tych firm na rynku ciepła nie jest znaczący, ale ich dynamiczny rozwój pozwala przypuszczać, że w przyszłości mogą stanowić istotną konkurencję dla funkcjonujących obecnie miejskich przedsiębiorstw ciepłowniczych. Samo pojawienie się konkurencji na rynku ciepła to niewątpliwie zaleta i potencjalne korzyści dla odbiorców ciepła, którzy mając możliwość wyboru dostawcy ciepła mogą mieć nadzieję na wynegocjowanie korzystnych warunków dostarczania tego nośnika energii. Jednak dotychczasowa praktyka działania tych firm, a konkretnie niekorzystna i nie zawsze zgodna z przepisami konstrukcja umów na dostarczanie ciepła odbiorcom powoduje, że dość często ci ostatni szukają pomocy u Prezesa URE.

Rok 2001 był kolejnym rokiem dynamicznej modernizacji dolnośląskiego i opolskiego systemu ciepłowniczego. Proces ten wymuszony był głównie wymogami ochrony środowiska, stanem urządzeń oraz potrzebami dostosowania systemów do potrzeb odbiorców. Głów-

nym celem modernizacji była wymiana lub likwidacja źródeł ciepła i sieci ciepłowniczych przestarzałych oraz przewymiarowanych, a co za tym idzie ograniczenie strat ciepła. Przykładem takiej modernizacji jest wymiana na preizolowaną ok. 41 km sieci ciepłowniczej w MPEC Wrocław. Innym przykładem jest modernizacja kotłowni w MZEC Świdnica i w NEC Nysa, gdzie wymiana kotłów opalanych miałem węglowym na kotły gazowe wpłynęła korzystnie na środowisko naturalne, ale niestety w obydwu przypadkach spowodowała znaczny wzrost cen wytwarzania ciepła.

Modernizacje finansowano głównie ze środków własnych i kredytów komercyjnych. W niewielkim zakresie źródłem finansowania były kredyty preferencyjne i środki Unii Europejskiej. Z preferencyjnych źródeł finansowania skorzystały przede wszystkim: MPEC Wrocław S.A., PEC Lubań Sp. z o.o., DZT S.A. w Wałbrzychu, Dozamel Sp. z o.o. we Wrocławiu oraz ZPEC w Zgorzelcu Sp. z o.o. Koszty modernizacji źródeł i związane z tym przejście z paliwa stałego na paliwo gazowe lub ciekłe, były podstawową przyczyną wysokiego wzrostu opłat za ciepło. Z tego tytułu wzrost opłat (ponad 20%) odnotowano w następujących przedsiębiorstwach: MZGK Żmigród, SKT Sp. z o.o., Harpen Polska Sp. z o.o. i ZGK Syców.

Ciekawym przykładem modernizacji kotłowni z wykorzystaniem paliwa niekonwencjonalnego, jest w woj. dolnośląskim Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Lubaniu. Obecnie spala się tu słomę w 3 kotłach o łącznej mocy zainstalowanej 8,0 MW (w stosunku do 2000 r. wzrost mocy o 3,5 MW) a udział zainstalowanej mocy ciepłej tych kotłów stanowi 25% ogółu mocy zainstalowanej w źródłach ciepła PEC Lubań.

Ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną wytwarzane jest w 17 przedsiębiorstwach koncesjonowanych. Do tej grupy należą przede wszystkim elektrownie, elektrociepłownie zawodowe oraz elektrociepłownie przemysłowe wytwarzające ciepło głównie na własne potrzeby produkcyjne. Na ogólną ilość ciepła sprzedanego z tych przedsiębiorstw ok. 77% stanowi ciepło wytworzone w skojarzeniu, a jest to ok. 53% ciepła sprzedanego odbiorcom końcowym z przedsiębiorstw, którym zostały zatwierdzone taryfy w 2001 r.

W trzech przedsiębiorstwach: Energetyka Ciepła Opolszczyzny, ZK Dziesiszowice i DZT w Wałbrzychu (EC Świebodzice) ciepło w skojarzeniu produkowane jest na bazie paliw gazowych. W pozostałych przypadkach ciepło w skojarzeniu pochodzi z elektrociepłowni węglowych.

Głównym producentem ciepła w skojarzeniu oraz zdecydowanie dominującym producentem ciepła na terenie działania oddziału jest Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A. o rocznej sprzedaży ciepła ok. 10 mln GJ.

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

W zakresie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej podstawową rolę ogywiają spółki dystrybucyjne – 4 spółki w województwie dolnośląskim i 1 spółka w województwie opolskim. Sprzedaż energii elektrycznej przez te spółki dla odbiorców końcowych w 2001 r. wyniosła 10,85 TWh.

Wielkość energii elektrycznej zakupiona przez spółki dystrybucyjne z obcych źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych wyniosła 73.630 MWh, produkcja energii elektrycznej we własnych źródłach odnawialnych wyniosła 225.849 MWh. Z kogeneracji spółki dystrybucyjne zakupiły w 2001 roku 1.647.195 MWh energii elektrycznej.

7.2. Odbiorcy paliw i energii

Głównymi odbiorcami ciepła na obszarze województw dolnośląskiego i opolskiego są:

- spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe,
- przedsiębiorstwa przemysłowe.

Największymi dostawcami ciepła do spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych są: MPEC Wrocław S.A., Energetyka Ciepła Opolszczyzny S.A., WPEC w Legnicy S.A., PEC Sp. z o.o. w Jeleniej Górze, DZT S.A. w Wałbrzychu, PEC S.A. w Wałbrzychu oraz MZEC Sp. z o.o. w Świdnicy. Największymi dostawcami ciepła do przedsiębiorstw przemysłowych są: „Energetyka” Lubin, PUTS Jelcz-Laskowice, „Energetyka-Rokita” Brzeg Dolny.

Zgodnie z ustalonym przez Ministra Gospodarki harmonogramem, z zasady TPA dla ciepła mogli skorzystać w 2001 roku odbiorcy dokonujący rocznych zakupów ciepła w wielkości nie mniejszej niż 5000 GJ. Jest to wielkość zużycia, która dotyczy odbiorców zamawiających przeciętnie nie mniej niż 0,5+1 MW mocy cieplnej. Zasada ta praktycznie nie jest wykorzystywana przez odbiorców przy zakupie ciepła. Wprawdzie z zasady TPA korzysta kilku odbiorców na terenie woj. opolskiego, kupujących ciepło bezpośrednio u wytwórcy – Elektrowni Blachownia, za pośrednictwem sieci ciepłowniczej Zakładu Energetyki Blachownia Sp. z o.o., ale, co trzeba pokreślić, jest to bardziej wynik wydzielenia w 1998 r. Zakładu Energetyki „Blachownia” z Zakładów Chemicznych „Blachownia”.

Głównymi odbiorcami gazu ziemnego są: Zakłady Azotowe „Kędzierzyn” – ok. 350 mln m³/rok i KGHM Polska Miedź S.A. – ok. 140 mln m³/rok.

Największymi odbiorcami energii elektrycznej są:

- KGHM Polska Miedź S.A. – ok. 2250 tys. MWh/rok,
- Zakłady Chemiczne Rokita S.A. – ok. 350 tys. MWh/rok,
- Górażdże Cement S.A. w Choruli – ok. 300 tys. MWh/rok,
- Kopalnia Węgla Brunatnego Turów – ok. 280 tys. MWh/rok,
- PKP Energetyka Sp. z o.o. we Wrocławiu – ok. 175 tys. MWh/rok.

Prawo do korzystania z usług przesyłowych energii elektrycznej w 2001 roku miało 15 odbiorców. Aktualnie

z prawa tego korzystają trzej odbiorcy, 2 odbiorców na terenie woj. dolnośląskiego (Zakłady Chemiczne „Rokita” S.A. w Brzegu Dolnym i HUTMEN S.A. we Wrocławiu) oraz 1 odbiorca na terenie woj. opolskiego (Zakłady Azotowe „Kędzierzyn” S.A.).

7.3. Działalność regulacyjna

7.3.1. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

Zasadnicza działalność regulacyjna oddziału w roku 2001 związana była z rozpatrywaniem wniosków w sprawie zatwierdzania taryf dla ciepła oraz ciepła i energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu. Zatwierdzono 59 taryf dla ciepła (41 – woj. dolnośląskie i 18 – woj. opolskie).

W trakcie postępowań administracyjnych w sprawach taryf najbardziej złożone i pracochłonne były wnioski przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność w wielu miejscowościach oraz wnioski przedsiębiorstw z kogeneracją. Do przedsiębiorstw tych należą m.in.:

- Energetyka Ciepła Opolszczyzny S.A., która eksploatuje systemy ciepłownicze (źródła ciepła i sieci ciepłownicze) na terenie 14 gmin województwa opolskiego i 1 gminy województwa śląskiego; przedsiębiorstwo produkuje część ciepła (ok. 16%) w skojarzeniu z energią elektryczną,
- Dolnośląski Zakład Termoenergetyczny S.A. z siedzibą w Wałbrzychu eksploatujący systemy ciepłownicze własne i dzierżawione na terenie 17 gmin województwa dolnośląskiego oraz 2 gmin województwa świętokrzyskiego; Zakład część ciepła produkuje w skojarzeniu z energią elektryczną (EC w Świebodzicach oddano do eksploatacji we wrześniu 2001 r.),
- Harpen Polska Sp. z o.o. z siedzibą we Wrocławiu, prowadzący działalność energetyczną w 26 miejscowościach na terenie 7 województw,
- SKT Sp. z o.o. z siedzibą we Wrocławiu, prowadzący działalność energetyczną w 5 miejscowościach na terenie 3 województw,
- Zakłady Koksownicze „Zdzieszowice” Sp. z o.o. z siedzibą w Zdzieszowicach; ciepło produkowane w skojarzeniu.

Istotnym elementem w procesie rozpatrywania wniosków tych przedsiębiorstw było właściwe ustalenie grup odbiorców, ustalenie poziomu kosztów poszczególnych źródeł ciepła i sieci ciepłowniczych, a także ustalenie poziomu kosztów przypadających na ciepło i energię elektryczną z uwagi na kontynuowanie procesu odchodzenia od subsydiowania skrośnego. Uwarunkowania technologiczne, organizacyjne i prowadzone wcześniej systemy rozliczeń za ciepło wymuszają rozłożenie w czasie odchodzenia od subsydiowania i dopuszczenie tego typu zachowań w przypadku niektórych przedsiębiorstw. Subsydiowanie grup odbiorców zaopatrywanych z lokalnych źródeł ciepła przez grupy odbiorców zasilanych z dużych systemów ciepłowni-

czych pozwala bowiem uniknąć drastycznych wzrostów opłat dla tych pierwszych.

W grupie przedsiębiorstw eksploatujących liczne źródła ciepła i sieci ciepłownicze podczas postępowania administracyjnego ujawniano nowe okoliczności mające wpływ na wysokość cen i stawek opłat przedstawionych do zatwierdzenia. Były to na przykład zmiany:

- zakresu działania przedsiębiorstwa (np. z tytułu różnic w ilości eksploatowanych źródeł ciepła lub sieci ciepłowniczych),
- paliwa w eksploatowanych źródłach ciepła,
- umów o dostawę ciepła lub cen paliwa spalanego w źródłach ciepła,
- podziału odbiorców na grupy taryfowe.

Wymienione okoliczności powodowały, że złożone wnioski tych przedsiębiorstw były wielokrotnie zmieniane i uzupełniane, co znacznie wydłużało proces ich rozpatrywania. Szczególnie trudno było ocenić poprawność wniosku taryfowego Zakładów Koksowniczych „Zdzieszowice” Sp. z o.o., które prowadzą znaczącą działalność energetyczną (15% udziału w produkcji ciepła w woj. opolskim). Gaz koksowniczy wytworzony podczas produkcji koksu wykorzystywany jest jako paliwo do produkcji ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu. Tak zróżnicowana działalność stwarza duże trudności w poprawnym podziale kosztów eliminującym zarówno subsydiowanie skrośne jak i nadmierny wzrost opłat za ciepło i energię elektryczną. Z uwagi na koszty błędnie przypisane poszczególnym działalnościami, wnioski taryfowe dla ciepła i energii elektrycznej tego Przedsiębiorstwa zakończyły się decyzjami odmawiającymi zatwierdzenia taryf.

W 2001 r. rozpatrzono jeden wniosek przedsiębiorstwa (POL-MIEDŹ TRANS Spółka z o.o. z siedzibą w Lubinie), o zwolnienie z obowiązku zatwierdzenia taryfy dla ciepła. Odmówiono zwolnienia z obowiązku przedkładania taryfy dla ciepła do zatwierdzenia, uznając, iż rynek, na którym funkcjonuje Przedsiębiorstwo nie jest rynkiem konkurencyjnym.

W zatwierdzonych taryfach dla ciepła wzrost cen kształtował się w odniesieniu do wytwarzania od 0,37% w taryfie Zakładów Azotowych „Kędzierzyn” S.A. – do 49,87% w MPEC Wrocław S.A. Najmniejszą jednoskładnikową cenę ciepła w wysokości 10,08 zł/GJ zatwierdzono w taryfie Elektrowni Opole S.A., a najwyższą cenę w wysokości 73,19 zł/GJ zatwierdzono w Zawidowie. Na duże zróżnicowanie poziomu zatwierdzonych cen, jak i dynamiki ich wzrostu mają wpływ odmienne warunki funkcjonowania przedsiębiorstw ciepłowniczych. Ciepło produkowane w dużych źródłach eksploatowanych przez miejskie przedsiębiorstwa ciepłownicze jest znacznie tańsze niż ciepło produkowane w rozproszonych lokalnych źródłach opartych na gazie lub oleju opałowym. Należy zaznaczyć, że w przypadku 6-ciu przedsiębiorstw zatwierdzono średnią jednoskładnikową cenę ciepła niższą w nowej taryfie niż stosowano dotychczas, a w jednym przypadku cena pozostała nie zmieniona. Jak wykazały postępowania administracyjne w spra-

wach taryf głównymi czynnikami powodującymi wzrost opłat za ciepło były:

- wzrost cen paliwa, a w szczególności oleju opałowego i gazu,
- spadek wielkości mocy zamówionej i zmniejszenie ilości sprzedaży ciepła,
- ograniczenia wzrostu opłat za ciepło w pierwszej taryfie,
- zmiany struktury opłat – eliminowanie opłat jednoskładnikowych,
- wprowadzenie podatku od urządzeń dla infrastrukturalnych przedsiębiorstw sieciowych.

Wydano 11 decyzji odmawiających zatwierdzenia taryf dla ciepła. Odwołania od tych decyzji do Sądu Antymonopolowego złożyły 2 przedsiębiorstwa, tj. Zakład Ciepłowniczy Term-Hydral Sp. z o.o. we Wrocławiu i PEC Sp. z o.o. w Kamiennej Górze. Ostatecznie PEC w Kamiennej Górze po 5 miesiącach odwołanie wycofał.

Prowadzono 18 postępowań administracyjnych w sprawie zmiany taryf dla ciepła. W 8 przypadkach wydano decyzje zatwierdzające zmiany taryf (w 5 przypadkach zmiany dotyczyły terminu obowiązywania, a w 3 przypadkach związane były ze zmianą koncesji przedsiębiorstwa). W 5 przypadkach postępowanie zakończyło się decyzją odmawiającą zmiany taryfy. Odwołanie od takich decyzji złożył MPEC Wrocław S.A. i PEC S.A. w Wałbrzychu. Pięć postępowań administracyjnych umorzono.

W trakcie postępowania administracyjnego w sprawach taryf oddział prowadził także monitorowanie zgodności działalności przedsiębiorstw energetycznych z posiadanymi koncesjami. Sprawdzano realizację warunków koncesyjnych, szczególnie dotyczących ograniczenia strat ciepła, zmniejszenia emisji szkodliwych pyłów i gazów, a także dotyczących instalowania automatyki pogodowej. Monitorowaniu służyła również analiza sprawozdań, które przedsiębiorstwa mają obowiązek przedstawiać do dnia 15 kwietnia po zakończeniu roku.

Za 2000 r. w 24 przypadkach sprawozdania nadesłano po uprzednim wezwaniu. Monitorowanie wykazało, że ok. 20% złożonych wniosków taryfowych było niezgodnych z zakresem posiadanych koncesji i wszystkie te przypadki zostały w czasie postępowania skorygowane.

7.3.2. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W roku 2001 w oddziale zatwierdzono 5 taryf dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem (4 dla przedsiębiorstw z województwa dolnośląskiego i 1 – z województwa opolskiego). Taryfy te przedłożyły następujące przedsiębiorstwa: „Energetyka” Sp. z o.o. w Lubinie, Dolnośląski Zakład Termoenergetyczny S.A. w Wałbrzychu, Energetyka Ciepła Opolszczyzny S.A., Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Jeleniej Górze oraz Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A.

7.3.3. Rozstrzygnięcie spraw spornych

Rozstrzygane w roku 2001 sprawy sporne dotyczyły między innymi:

- postanowień umowy o dostarczanie energii elektrycznej pomiędzy Zakładem Płytek Ceramicznych „Przyborsk” a ZE Jelenia Góra S.A., w zakresie możliwości zamawiania różnych wielkości mocy w poszczególnych miesiącach roku,
- odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej ZE Legnica S.A. budynku mieszkalnego w miejscowości Koźlice, należącego do osób fizycznych,
- odmowy dostawy ciepła przez Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. w Bogatyni do zasobów Wspólnot Mieszkaniowych w Bogatyni,
- odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej przez ZE Wrocław S.A. z odbiorcami z Wrocławia, będącymi osobami fizycznymi.

W jednym przypadku (ZE Legnica S.A.) wniesiono odwołanie do Sądu Antymonopolowego od decyzji rozstrzygającej sprawę sporną dotyczącą odmowy przyłączenia do sieci. Odwołanie nie zostało jeszcze rozpatrzone.

W 2001 r. wpłynęło do oddziału ponadto 113 skarg, z tego najwięcej spraw dotyczyło energii elektrycznej i ciepła. Zdecydowana większość skarg wpłynęła bezpośrednio od samych zainteresowanych, chociaż odnotowano także przypadki przekazania spraw do załatwienia przez inne organy np. Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz Rzecznika Praw Obywatelskich. W odniesieniu do zaopatrzenia w ciepło skargi dotyczyły głównie: rozliczeń za ciepło, sposobu zamawiania i zmiany zamówionej mocy cieplnej, wprowadzania zmian w umowach sprzedaży ciepła oraz zastrzeżeń dotyczących stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne taryf dla ciepła i zawartych w nich cen i stawek opłat. W zakresie dostarczania energii elektrycznej treść skarg zdominowana została problematyką przyłączeń do sieci elektroenergetycznych, w szczególności w zakresie wysokości opłat za przyłączenie, uciążliwych warunków przyłączenia czy opieszalności zakładów energetycznych w realizacji przyłączenia. Inne skargi o charakterze incydentalnym dotyczyły m.in. zbyt wysokich, wg skarżących, cen energii elektrycznej czy niewłaściwej kwalifikacji odbiorców do grupy taryfowej.

7.3.4. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

W roku 2001 przeprowadzono 24 kontrole, w wyniku których w 17 przedsiębiorstwach stwierdzono nieprawidłowości, polegające m.in. na niewyposażeniu węzłów cieplnych w automatykę, niewystarczającym zmniejszeniu strat ciepła na przesyłaniu, niepodpisaniu umów z odbiorcami ciepła, nieprzedstawieniu sprawozdania w terminie. Podjęte przez oddział działania doprowadziły do usunięcia tych uchybień.

b) parametry jakościowe dostaw

Oddział przeprowadził jedną kontrolę parametrów jakościowych obsługi odbiorców paliw gazowych. Podjęte działania nie wykazały nieprawidłowości w tym zakresie w przedsiębiorstwie energetycznym.

c) prawidłowość stosowania taryf

W okresie sprawozdawczym przeprowadzono 63 kontrole prawidłowości stosowania taryf, w tym 3 dotyczyły taryf dla paliw gazowych, 21 – taryf dla energii elektrycznej i 39 – taryf dla ciepła. W wyniku przeprowadzonych kontroli stwierdzono nieprawidłowości w 8 przypadkach, m.in. stosowanie taryf dla ciepła bez zatwierdzenia przez Prezesa URE, nieprawidłowości przy kształtowaniu umów o przyłączenie i w pobieraniu opłat za przyłączenie do sieci. W związku ze stwierdzonymi uchybieniami m.in. wszczęto 3 postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej (jedno zakończyło się wymierzeniem kary pieniężnej, 2 nie zakończyły się w roku 2001), a w jednym przypadku na wniosek przedsiębiorstwa cofnięto koncesję.

d) kwalifikacje energetyczne osób

Oddział przeprowadził także 11 kontroli posiadania kwalifikacji przez osoby, o których mowa w art. 54 ustawy – Prawo energetyczne, w tym jedną w wyniku nadesłanej skargi. W wyniku przeprowadzonych działań kontrolnych nie stwierdzono nieprawidłowości.

e) utrzymywanie wymaganych zapasów paliw

W roku 2001 oddział skontrolował osiem przedsiębiorstw energetycznych pod kątem przestrzegania przez nie obowiązków utrzymywania zapasów paliwa podstawowego (węgla kamiennego). W wyniku przeprowadzonych kontroli nie stwierdzono nieprawidłowości w tym zakresie.

7.3.5. Nakładanie kar pieniężnych

W 2001 r. wszczęto 5 postępowań o nałożenie kary pieniężnej: za nieprzedstawienie Prezesowi URE sprawozdania za rok 2000 z realizacji warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej (3 postępowania) oraz za stosowanie cen i stawek bez ich uprzedniego zatwierdzenia przez Prezesa URE (2 postępowania).

Wydano 3 decyzje na podstawie, których wymierzono kary za nieprzedstawienie sprawozdań koncesyjnych.

Wymierzone kary w wysokościach od 800 do 1200 zł miały charakter dyscyplinujący, a nie represyjny. Decyzje są prawomocne, a kary zostały uiszczone.

Prowadzone są ponadto dwa postępowania administracyjne o nałożenie kary za stosowanie taryf dla ciepła nie zatwierdzonych przez Prezesa URE.

Wydano również jedną decyzję wymierzającą karę pieniężną w wysokości 60.000 zł przedsiębiorstwu Harpen Polska Sp. z o.o. (postępowanie wszczęte w roku 2000) za stosowanie cen i stawek opłat za ciepło, bez uprzedniego zatwierdzenia ich przez Prezesa URE.

Przedsiębiorstwo odwołało się od decyzji Prezesa URE do Sądu Antymonopolowego.

7.4. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z samorządami lokalnymi i rzecznikami konsumentów

W działalności regulacyjnej oddział współpracuje z samorządami województw i gmin. W procesie rozpatrywania wniosków taryfowych, w sprawach mających istotny wpływ na wysokość cen i stawek opłat kierowane są pytania do lokalnych samorządów o wyrażenie opinii na temat zasadności planowanych modernizacji źródeł ciepła, możliwości wykorzystania rezerw zainstalowanej mocy, a także możliwości jakie gmina posiada dla łagodzenia skutków wzrostu opłat za ciepło.

W dniu 19 czerwca 2001 r. odbyło się we Wrocławiu spotkanie zorganizowane przez oddział dla miejskich i powiatowych rzeczników konsumentów z obszaru województw dolnośląskiego i opolskiego nt. problematyki spraw napływających do rzeczników powiązanych z koniecznością wykorzystania przepisów prawa energetycznego.

W październiku 2001 r. oddział opracował poradnik pt. „Przyłącza elektroenergetyczne oraz zasady rozliczeń z odbiorcami ciepła”, który przesłano wszystkim rzecznikom.

Ponadto w oddziale działa Zespół konsultacyjny do spraw konsumenckich w zakresie prawa energetycznego, który udziela konsultacji w każdą środę. Niezależnie od ww. Zespołu ds. konsumenckich funkcjonuje Zespół do spraw konsultowania zagadnień związanych z planowaniem energetycznym w gminach.

b) współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów

Spotkania kierownictwa oddziału z kierownictwem Delegatury Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, podobnie jak w roku 2000 dotyczyły:

- stosowania praktyk monopolistycznych przez sprzedawców ciepła wobec odbiorców,
- stwierdzania praktyk monopolistycznych w przypadkach przyłączania odbiorców do sieci elektroenergetycznych,
- rynku konkurencyjnego, w aspekcie obowiązku zatwierdzania taryf.

8. Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach

Południowy Oddział Terenowy URE z siedzibą w Katowicach swym zasięgiem terytorialnym obejmuje obszar województwa śląskiego, podzielony administracyjnie na 166 gmin, na terenie którego można wyróżnić trzy subregiony: aglomerację górnośląską, region częstochowski oraz region bielski. Według stanu na dzień 31 grudnia 2001 r. w Południowym Oddziale Terenowym zatrudnionych było 18 pracowników, w tym z wykształceniem wyż-

szym ekonomicznym – 4, prawniczym – 2 i technicznym – 11. Jedna osoba kontynuuje studia ekonomiczne. W 2001 r. pracownicy oddziału uczestniczyli w różnego typu szkoleniach organizowanych przez URE, szkoleniu przygotowującym do przystąpienia Polski do Unii Europejskiej, doskonalili również posiadane umiejętności językowe uczestnicząc w kursach języków obcych.

Pracą oddziału od dnia 17 listopada 2000 r. kieruje dyrektor Dorota Koziol.

8.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Na terenie województwa śląskiego prowadzą działalność 172 przedsiębiorstwa energetyczne, które posiadają koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej związanej z zaopatrzeniem w energię elektryczną – 156 koncesji, ciepło – 263, paliwa gazowe – 31.

Działają tu 23 przedsiębiorstwa posiadające źródła, w których występuje wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem (o różnym stopniu skojarzenia). Dla niektórych z nich, zwłaszcza elektrowni zawodowych, podstawową działalnością jest wytwarzanie energii elektrycznej w kondensacji, a wytwarzanie ciepła w układzie skojarzonym jest działalnością dodatkową. Posiada tu swoją siedzibę „Południowy Koncern Energetyczny” S.A., w skład którego wchodzi 7 elektrowni i 1 elektrociepłownia, w tym takie elektrownie systemowe jak: El. „Jaworzno III” S.A., El. „Łaziska” S.A., El. „Łagisza” S.A. Od 28 grudnia 2001 r. w skład PKE S.A. wchodzi również 2 elektrociepłownie z Zespołu Elektrociepłowni Bielsko Biąta. Spółka jest jednym z największych przedsiębiorstw energetycznych w Polsce.

Na obszarze objętym właściwością rzeczową oddziału działają cztery spółki dystrybucyjne energii elektrycznej: Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny S.A., Będziński Zakład Elektroenergetyczny S.A., Beskidzka Energetyka S.A. oraz Zakład Energetyczny Częstochowa S.A.

Funkcjonujące 132 przedsiębiorstwa energetyczne posiadają 263 koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie: wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem, w tym koncesje na:

- wytwarzanie ciepła – 103,
- przesyłanie i dystrybucję ciepła – 110,
- obrót ciepłem – 50.

Znaczna większość przedsiębiorstw energetycznych zajmuje się zarówno wytwarzaniem, jak i przesyłaniem i dystrybucją ciepła. Łączna zainstalowana moc ciepłna we wszystkich źródłach ciepła wynosi 14 230,289 MW.

Do największych producentów ciepła należą: „Południowy Koncern Energetyczny S.A. (moc zainstalowana 2082,400 MW, ciepło sprzedane 8 032 011 GJ), EC Zabrze S.A. (moc zainstalowana 595,0 MW, ciepło sprzedane 2 337 479 GJ), ZEC Katowice Sp. z o.o. (moc zainstalowana 755,831 MW, ciepło sprzedane 3 695 829 GJ), EC „ELCHO” Sp. z o.o. (moc zainstalowana 611,0 MW, ciepło sprzedane 2 779 384 GJ).

Dostarczaniem ciepła do odbiorcy finalnego zajmują się głównie przedsiębiorstwa przesyłowe i dystrybucyjne oraz obrotu ciepłem. Przedmiotem ich działalności jest przesyłanie i dystrybucja oraz obrót ciepłem wytworzonym we własnych lub obcych źródłach ciepła. Wśród największych przedsiębiorstw przesyłowych na szczególną uwagę zasługują: Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej PP w Dąbrowie Górniczej, Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej PP w Katowicach i Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej PP w Jastrzębiu Zdroju. Pierwsze z nich działa na terenie 12 gmin zlokalizowanych w 2 województwach (7 gmin województwa śląskiego i 5 gmin województwa małopolskiego), natomiast drugie działa na terenie 5 gmin województwa śląskiego a trzecie działa na terenie 11 gmin województwa śląskiego.

Ponadto na terenie województwa śląskiego działalność prowadzi Zakład pozyskiwania i utylizacji gazu wysypiskowego na składowisku w Katowicach, należący do przedsiębiorstwa Hedeselskabet Sp. z o.o. Osiągalna moc cieplna wynosi 0,986 MW, a osiągalna moc elektryczna 0,836 MW. Maksymalna roczna oferowana sprzedaż ciepła ma wynieść 28000 GJ. Ciepło oferowane z tego źródła maksymalnie stanowić będzie 1,3% ciepła przesyłanego siecią ciepłowniczą, tzw. „magistrą południową”.

Największe przedsiębiorstwo gazownicze w Polsce to Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. (PGNiG) działające na terenie całej Polski. Na obszarze województwa śląskiego swą siedzibę mają następujące oddziały: Górnośląski Zakład Gazowniczy w Zabrze oraz Regionalny Oddział Przesyłu w Świerklanach. ROP w Świerklanach zaopatruje swych odbiorców bezpośrednio z sieci przesyłowej podczas, gdy GZG w Zabrze dostarcza gaz odbiorcom za pośrednictwem sieci rozdzielczej.

Poza wyżej wymienionymi oddziałami PGNiG, na terenie województwa śląskiego działają również inne przedsiębiorstwa posiadające koncesje na wytwarzanie, przesyłanie oraz obrót gazem. Trzy przedsiębiorstwa posiadają koncesje na wytwarzanie paliw gazowych, w tym dwa dla gazu koksowniczego i jedno dla gazu poprodukcyjnego. Jedno z tych przedsiębiorstw (Zakłady Koksownicze „Przyjaźń” w Dąbrowie Górniczej) posiada również koncesję na przesyłanie i dystrybucję gazu. Ponadto 15 przedsiębiorstw posiada koncesję na przesyłanie, dystrybucję i obrót paliwami gazowymi. Są to głównie przedsiębiorstwa powstałe w ramach restrukturyzacji przedsiębiorstw państwowych i dostarczają gaz ziemny wyłącznie odbiorcom przemysłowym. Spośród powyższych przedsiębiorstw zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych posiadają Zakłady Koksownicze „Przyjaźń” w Dąbrowie Górniczej, „Fenice Poland” Sp. z o.o. w Bielsku Białej, Huta Pokój S.A. w Rudzie Śląskiej, RCEkoenergia Sp. z o.o. w Czechowicach.

8.2. Odbiorcy paliw i energii

Sprzedaż energii elektrycznej na terenie województwa śląskiego charakteryzuje się dużym udziałem odbiorców przemysłowych. Wiele zakładów przemysłowych

wytwarza energię elektryczną i ciepło we własnych źródłach na własne potrzeby technologiczne a nadwyżki są sprzedawane odbiorcom zewnętrznym. Do największych odbiorców należą liczne huty (np. Huta „Łaziska” S.A. Huta Katowice S.A., Huta Zawiercie S.A.), kopalnie (np. Katowicki Holding Węglowy, Jastrzębska Spółka Węglowa) oraz zakłady przemysłu ciężkiego zlokalizowane na tym terenie. Największymi przedsiębiorstwami odbierającymi ciepło od wytwórców są wymienione wcześniej PEC Dąbrowa Górnicza i PEC w Katowicach a największymi odbiorcami gazu są: Huta „Zawiercie” S.A. i Huta „Częstochowa” S.A. Ze względu na dużą liczbę ludności zamieszkującą na tym terenie znaczny udział w sprzedaży energii elektrycznej, ciepła i paliw gazowych mają odbiorcy komunalni. Stąd szczególnego znaczenia nabierają działania regulacyjne mające na celu ochronę tych odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen.

Na terenie działania oddziału występują odbiorcy, którzy uzyskali prawo do korzystania z usług przesyłowych (TPA) energii elektrycznej (6 przedsiębiorstw) i ciepła.

8.3. Działalność regulacyjna

8.3.1. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

Do 31 grudnia 2001 r. spośród 132 przedsiębiorstw ciepłowniczych posiadających koncesję, których siedziba znajduje się na terenie województwa śląskiego 107 przedsiębiorstw miało zatwierdzone taryfę dla ciepła. W porównaniu do roku 2000 r., kiedy 90 przedsiębiorstw posiadało taryfę, stanowi to wzrost o 19%. W roku 2001 w Południowym Oddziale Terenowym URE zostało wydanych 87 decyzji zatwierdzających taryfę dla ciepła, z czego – 25 przedsiębiorstw zatwierdziło taryfę po raz pierwszy, 31 po raz drugi i 31 po raz trzeci.

Wydano 9 decyzji odmawiających zatwierdzenia taryfy dla ciepła.

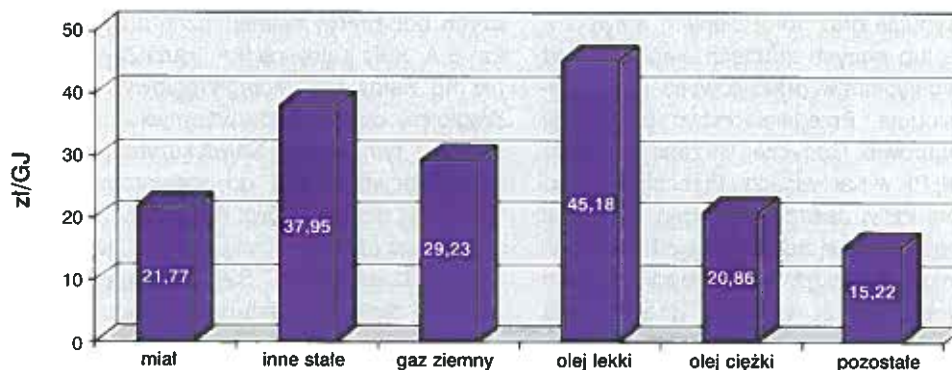
Średni wzrost cen i stawek opłat w stosunku do cen ostatnio stosowanych kształtował się następująco:

- dla pierwszych taryf w przedziale od (–) 42,00% do (+) 31,96%,
- dla drugich taryf w przedziale od (–) 34,00% do (+) 44,04%,
- dla trzecich taryf w przedziale od (–) 1,89% do (+) 25,33%.

Ogółem średni wzrost cen i stawek opłat w stosunku do cen ostatnio stosowanych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze działające na terenie oddziału wyniósł 6,26%.

Największy spadek cen i stawek opłat (– 42,00%) był efektem weryfikacji kosztów przedłożonych przez przedsiębiorstwo ciepłownicze w uzasadnieniu do taryfy o pozycje nie będące kosztami uzasadnionymi w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne oraz przepisów wykonawczych, w tym kosztów wynagrodzeń. Natomiast największy wzrost cen (44,04%) spowodowany był wzrostem cen oleju opałowego.

Rysunek 28. Wysokość średnich wskaźnikowych cen ciepła dla pierwszego roku stosowania taryfy zatwierdzonej w zakresie wytwarzania ciepła dla paliwa podstawowego



Średnia wskaźnikowa cena (średnioważona cena) dla pierwszego roku stosowania taryfy w zakresie wytwarzania ciepła dla wyniosła 22,01 zł/GJ, natomiast średnia wskaźnikowa stawka opłat w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła wyniosła 9,05 zł/GJ.

Zróżnicowanie średnich wskaźnikowych cen i stawek opłat kształtowało się w granicach 7,43 zł/GJ do 48,97 zł/GJ dla wytwarzania ciepła oraz 0,74 zł/GJ do 14,50 zł/GJ dla przesyłania i dystrybucji.

W oddziale przeprowadzono 163 postępowania administracyjne w sprawie wniosków o zatwierdzenie taryfy dla ciepła. Działania podejmowane podczas zatwierdzania tych taryf polegały m.in. na:

- weryfikacji kosztów stanowiących podstawę opracowania taryfy ze szczególnym uwzględnieniem kosztów paliwa, wynagrodzeń i kosztu strat ciepła na przesyłaniu,
- analizie dynamiki wzrostu kosztów cen i stawek opłat,
- ocenie poziomu proponowanych cen i stawek opłat i ich wpływu na wzrost obciążenia odbiorców ciepła,
- ocenie wpływu podatku od nieruchomości na poziom stawek opłat za usługi przesyłowe, jego udział był w niektórych przypadkach znaczący.

Na zapytanie skierowane do 16 gmin w sprawie rozważenia możliwości obniżenia określonej przez Radę Gminy wysokości stawki podatku od nieruchomości – odpowiedzi były negatywne. Argumentacją była m.in. niemożliwość różnego traktowania podmiotów podlegających opodatkowaniu. W wielu przypadkach właściciel przedsiębiorstw energetycznych, jakim często jest gmina, narzeka na wzrost cen i stawek opłat, z drugiej strony sam przyczynia się do wzrostu kosztów uzasadnionych.

Ponadto, w trakcie procesu zatwierdzania taryf dla ciepła, oddział zwracał się wielokrotnie z zapytaniami do gmin o działania związane z obowiązkiem nałożonym w art. 19 i 20 ustawy – Prawo energetyczne, dotyczącym sporządzenia przez gminy planu obecnego i przyszłego zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe lub założeń do tego planu. Na ujemną ocenę zasłu-

guje fakt, że gminy w większości przypadków nie posiadają takiego planu, co znacznie utrudnia proces regulacji przedsiębiorstw ciepłowniczych.

Jednym z istotnych problemów rzutujących na poziom cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe jest przewymiarowanie źródeł ciepła i sieci ciepłowniczych.

Przyczyną takiego stanu był duży spadek zapotrzebowania na ciepło spowodowany m.in. likwidacją bądź słabą kondycją finansową nierentownych przedsiębiorstw (szczególnie w górnictwie i hutnictwie) oraz inwestycje termorenowacyjne i działania organizacyjne zmniejszające zapotrzebowanie ciepła przez odbiorców komunalnych.

W dalszym ciągu problemem, występującym podczas procesu zatwierdzania taryf, było przekazywanie przez gminy przedsiębiorstwom ciepłowniczym w formie aportu majątków (źródła i sieci ciepłownicze) w kontekście wpływu tego faktu na wzrost cen i stawek opłat dla odbiorców finalnych. Ponadto, wyodrębniające się z hut i kopalń przedsiębiorstwa energetyczne (w ramach ich restrukturyzacji) dysponują często zdekapitalizowanym majątkiem przy braku odpowiednich zasobów kapitałowych umożliwiających szybką jego modernizację.

W wyniku działań regulacyjnych, przedsiębiorstwa dokonały korekty przedłożonych kosztów stanowiących podstawę opracowania taryfy oraz kalkulowały ceny i stawki opłat z uwzględnieniem interesów odbiorców.

W okresie sprawozdawczym wydano 9 decyzji odmawiających zatwierdzenia taryfy dla ciepła, w tym 2 odmawiające zatwierdzenia zmiany taryfy.

Do podstawowych przyczyn odmowy zatwierdzenia taryfy należało:

- zawyżenie bazowych cen ciepła i stawek opłat skutkiem przyjęcia nieuzasadnionego poziomu planowanych kosztów,
- przedstawienie taryf, w których nastąpiłby skokowy wzrost cen i stawek opłat, znacznie przekraczający wskaźnik planowanej inflacji, co jest niezgodne z „Załoženiami polityki energetycznej Polski do roku

2020", według których zmiany poziomu struktury taryf winny się odbywać ewolucyjnie,

- przedstawienie poziomu cen i stawek opłat dla odbiorców grup subsydiowanych w sposób powodujący wzrost tych cen i stawek ponad 1,25 krotność średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych w poprzednim roku kalendarzowym,
- błędne przyjęcie klucza podziału kosztów wspólnych,
- przypisywanie kosztów finansowych również tym częściom działalności ciepłowniczej, dla której takie koszty nie były w rzeczywistości ponoszone,
- przyjęcie przez przedsiębiorstwo błędnego założenia, że nastąpiło rozpoczęcie działalności ciepłowniczej, mimo że działalność ta stanowiła kontynuację, wynikającą z przekształceń własnościowych.

Po wydaniu decyzji odmawiających zatwierdzenia taryfy 7 przedsiębiorstw przedstawiło ponownie, opracowane we właściwy sposób, taryfy, które zostały zatwierdzone (jedna z nich według stanu na dzień 31 grudnia 2001 r. znajdowała się w trakcie postępowania). Natomiast 2 przedsiębiorstwa nie zgodziły się z decyzjami odmownymi i wniosły odwołanie do Sądu Antymonopolowego.

8.3.2. Zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej

Rok 2001 był drugim z kolei, w którym oddział prowadził postępowania w sprawie zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. W związku ze stanowiskiem Prezesa URE z dnia 28 czerwca 2001 r. w sprawie zwolnienia z dniem 1 lipca 2001 r. przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesje na wytwarzanie lub obrót energią elektryczną z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej, po przeprowadzeniu szczegółowej analizy przedłożonych wniosków taryfowych, Prezes URE podjął decyzję o umorzeniu postępowań w stosunku do następujących przedsiębiorstw energetycznych: Elektrociepłownia Tychy S.A., Spółka Energetyczna „Jastrzębie” S.A., Zespół Elektrociepłowni Bielsko Biała S.A. – w zakresie energii wytworzonej w źródle EC 2 Bielsko Północ, zlokalizowanym w Czechowicach Dziedzicach, Zakłady Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Katowicach.

W roku 2001 wydano 8 decyzji zatwierdzających taryfy dla energii elektrycznej, przy czym w 6 przypadkach (Zespołu Elektrociepłowni „Bytom”, Zespołu Elektrociepłowni Bielsko Biała S.A. EC 1, Elektrociepłowni Chorzów „ELCHO” Sp. z o.o., Elektrociepłowni Zabrze S.A., ZPC Carbo Energia Sp. z o.o., Elektrociepłowni Będzin S.A.) całość wytworzonej energii objęta była obowiązkiem zakupu przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, a także jej obrotem (BZE S.A. zobligowany jest do zakupu energii wytworzonej przez EC S.A. Będzin, natomiast do zakupu energii wytworzonej przez pozostałe przedsiębiorstwa zobligowany jest GZE S.A.).

Średnia cena energii wytworzonej w pełnym skojarzeniu z wytworzeniem ciepła w roku 2001 wyniosła 128,06 zł/MWh, przy czym dla energii sprzedawanej na napięciu:

- wysokim – średnia cena wyniosła 125,95 zł/MWh,
 - średnim – średnia cena wyniosła 129,40 zł/MWh.
- Podkreślenia wymagają w tym miejscu problemy wynikłe w procesie zatwierdzania tych taryf, polegające m.in. na:
- nagminnym proponowaniu przez przedsiębiorstwa współczynnika korekcyjnego $X_n=0,0\%$, a w niektórych przypadkach przyjmującego wartość ujemną,
 - przyjmowaniu wielkości kosztów planowanych powodujących znaczny wzrost poziomu cen,
 - konieczność dogłębnej analizy sprawności przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektrycznej i ciepła łącznie.

W najtrudniejszych przypadkach konieczne było ustalenie współczynnika korekcyjnego X_n w wielkości wyższej, niż proponowana przez przedsiębiorstwo.

8.3.3. Rozstrzyganie spraw spornych

W okresie sprawozdawczym rozstrzygano sprawy sporne z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Rozpatrzono wnioski w zakresie:

- odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej,
- nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej,
- warunków świadczenia usług przesyłowych,
- odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej,
- odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej,
- wstrzymania dostaw ciepła.

W wyniku przeprowadzonych postępowań administracyjnych wydano 7 decyzji umarzających, 5 decyzji rozstrzygających spór, 1 postanowienie o zawieszeniu postępowania. 14 spraw jest w toku postępowania administracyjnego.

Najpoważniejszą sprawą do rozstrzygnięcia był spór pomiędzy Huta „Łaziska” S.A. a GZE S.A. Konflikt między tymi przedsiębiorstwami znalazł wyraz w sporach dotyczących:

- nieuzasadnionego wstrzymania dostaw (wydana decyzja),
- odmowy zmiany umowy (w toku),
- odmowy zawarcia umowy sprzedaży (w toku).

Podstawową kwestią przewijającą się przez wszystkie spory była wysokość opłaty za usługę przesyłową, którą kwestionuje Huta „Łaziska” S.A. (domagając się jej obniżenia). Doszło do wstrzymania dostaw energii elektrycznej do obiektów Huty, a w efekcie do złożenia wniosku o podjęcie i kontynuowanie dostaw. 12 października 2001 r. zostało wydane postanowienie nakazujące GZE S.A. podjęcie dostaw energii elektrycznej. 14 listopada 2001 r. decyzją administracyjną stwierdzono, iż wstrzymanie dostaw nie było nieuzasadnione oraz uchylono postanowienie, o którym mowa wyżej. Huta „Łazis-

ka" S.A. od powyższej decyzji złożyła odwołanie do Sądu Antymonopolowego. Postępowanie wyjaśniające w pozostałych sprawach trwa.

W ramach działań regulacyjnych rynku ciepłowniczego, elektroenergetycznego oraz gazowniczego rozpatrzono 79 skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych, spółdzielni mieszkaniowych, zarządców budynków i administratorów, przeprowadzając stosowną kontrolę bieżącą:

- 38 skarg dotyczyło m.in. opłat za ciepło, udziału opłat stałych w opłatach za ciepło, umów sprzedaży,
- 38 skarg dotyczyło energii elektrycznej, m.in.: wysokości opłaty przyłączeniowej, wstrzymania dostaw energii elektrycznej, umów sprzedaży energii elektrycznej, standardów jakościowych obsługi odbiorców,
- 3 skargi dotyczyły gazu, m.in.: przyłącza do budynku, umowy o przyłączenie do sieci gazowej.

W niektórych przypadkach postępowania przyniosły wymierne korzyści wielu odbiorcom. Część skarg nie należała do kompetencji Prezesa URE lub nie podlegała właściwości oddziału.

8.3.4. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

W trakcie prowadzenia postępowania taryfowego kontrolowano przedsiębiorstwa ciepłownicze w zakresie realizacji warunków koncesyjnych, przy czym 20 przedsiębiorstw nie spełniło wszystkich terminowych warunków koncesyjnych. Ujawnione nieprawidłowości dotyczyły głównie realizacji wyposażenia węzłów ciepłych w układy automatycznej regulacji. Przedsiębiorstwa zostały wezwane do usunięcia uchybień, a w niektórych przypadkach dokonano zmian w koncesjach.

b) parametry jakościowe dostaw

W roku 2001 przeprowadzono dwie kontrole parametrów jakościowych obsługi odbiorców energii elektrycznej. Nie stwierdzono uchybień w tym zakresie.

c) prawidłowość stosowania taryf

W okresie sprawozdawczym oddział dokonał 46 kontroli prawidłowości stosowania taryf, w tym 2 dotyczyły taryf dla paliw gazowych, 13 – taryf dla energii elektrycznej oraz 31 – taryf dla ciepła. W wyniku przeprowadzonych kontroli stwierdzono nieprawidłowości w działaniu 7 przedsiębiorstw, polegające na stosowaniu cen i taryf wyższych od zatwierdzonych przez Prezesa URE lub bez przestrzegania obowiązku ich zatwierdzenia. Przedsiębiorstwom tym zostały wymierzone kary pieniężne.

d) utrzymywanie zapasów paliw

Kontrolę w tym zakresie przeprowadzono na skutek wystąpienia pokontrolnego NIK, z którego wynikało, że „Południowy Koncern Energetyczny” – Oddział Elektrownia „Łagisza” nie przestrzega obowiązku utrzymania zapasów paliw w ilościach gwarantujących zapewnienie

ciągłości dostaw energii elektrycznej i ciepłej. W wyniku kontroli nie stwierdzono uchybień w tym zakresie.

8.3.5. Nakładanie kar pieniężnych

W okresie sprawozdawczym wszczęto 7 postępowań o nałożenie kary pieniężnej na przedsiębiorstwa energetyczne za stosowanie cen i stawek opłat za ciepło niezatwierdzonych przez Prezesa URE. Wydano pięć decyzji wymierzających karę pieniężną na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne. Strony postępowania nie złożyły odwołań do Sądu Antymonopolowego i w całości uiściły nałożone kary.

Wszczęto 2 postępowania o nałożenie kary pieniężnej na przedsiębiorstwa energetyczne za stosowanie cen i taryf dla energii elektrycznej: wyższych od zatwierdzonych przez Prezesa URE, bez spełnienia obowiązku przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia nowej taryfy. Odwołanie do Sądu Antymonopolowego złożyło jedno przedsiębiorstwo.

Łączna kwota orzeczonych kar wyniosła 9.183,41 zł.

8.4. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z rzecznikami konsumentów

W 2001 roku zintensyfikowano współpracę z powiatowymi i miejskimi rzecznikami konsumentów z województwa śląskiego, poprzez:

- wystosowanie pism do wszystkich powiatowych i miejskich rzeczników konsumentów z województwa śląskiego (w liczbie 29) z prośbą o wskazanie zagadnień związanych z szeroko rozumianym zaopatrzeniem w ciepło, energię elektryczną i gaz, które w ich codziennej działalności są najistotniejsze,
- uruchomienie w Południowym Oddziale Terenowym URE punktu konsultacyjnego dla rzeczników celem umożliwienia bezpośrednich kontaktów i konsultacji,
- zorganizowanie w oddziale spotkań z rzecznikami oraz przedstawicielami dwóch spółek dystrybucyjnych, prowadzących działalność na terenie działania rzeczników. Celem tych spotkań było usunięcie różnic poglądów na temat zapisów w aktualizowanych umowach sprzedaży energii elektrycznej jak również zapobieżenie ewentualnym sprawom spornym. W spotkaniach wzięło udział 18 rzeczników,
- rozesłanie do rzeczników „Poradnika dla Rzeczników Konsumentów województwa śląskiego”, w którym omówiono sprawy związane z przyłączeniem do sieci, energetycznych oraz zasady rozliczenia opłat za ciepło i energię elektryczną.

Rzecznicy na bieżąco konsultują się z wyznaczonymi pracownikami oddziału. Przedmiotem tych konsultacji są głównie kwestie stosowania przez przedsiębiorstwa energetyczne taryf i wynikających z nich opłat za ciepło, energię elektryczną oraz paliwa gazowe, opłat za przyłączenie do sieci, zawierania umów (i ich treści) pomiędzy przedsiębiorstwami i odbiorcami, zmiany sposobu inkasa itp.

b) spotkania z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych i odbiorcami

Pracownicy oddziału odbyli 207 spotkań z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych. Tematami najczęściej poruszonymi były: sprawy związane z konstrukcją taryf, zmiany w obowiązujących przepisach, treść umów sprzedaży ciepła tych przedsiębiorstw z odbiorcami, problemy przedsiębiorstw związane z wprowadzeniem do stosowania zatwierdzonej taryfy. Odbyło się także wiele spotkań związanych m.in. ze skargami odbiorców na treść umów sprzedaży energii elektrycznej i przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.

Ponadto w 2001 roku pracownicy Południowego Oddziału Terenowego uczestniczyli w seminariach adresowanych do przedstawicieli gmin oraz przedsiębiorstw energetycznych z obszaru województwa śląskiego. Tematy seminariów dotyczyły metodyki opracowania założeń do planów oraz samych planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i gaz.

9. Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie

Zasięg terytorialny oddziału obejmuje obszar województw małopolskiego i podkarpackiego, o powierzchni ponad 33 000 km² zamieszkiwany przez ponad 5,3 mln osób. Obszar jest podzielony administracyjnie, odpowiednio, na 181 i 160 gmin.

W oddziale pracuje 16 osób, w tym: 9 inżynierów, 3 ekonomistów, 3 prawników oraz jedna osoba z wykształceniem średnim. Jeden pracownik posiada tytuł doktora nauk technicznych. Pracownicy systematycznie uczestniczą w szkoleniach organizowanych przez URE. W 2001 r., dwie osoby kontynuowały udział w seminarjach doktoranckich z zakresu prawa, jedna osoba podjęła studia na Podyplomowym Studium rachunkowości i finansów w Akademii Ekonomicznej w Krakowie oraz jedna na Podyplomowym Studium Prawa Administracyjnego w Uniwersytecie Warszawskim.

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

9.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

W 2001 r., w obszarze działania oddziału, nie nastąpiły istotne zmiany w ilości koncesji udzielonych przez Prezesa URE na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w paliwa i energię. Aktualnie koncesje posiada:

- 46 przedsiębiorstw w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną w tym 3 spółki dystrybucyjne (Zakłady Energetyczne) przy czym, na granicach województw, odbiorcy energii elektrycznej są zaopatrywani przez 4 przedsiębiorstwa dystrybucyjne mające siedziby na terenie działania sąsiednich oddziałów terenowych URE,

- 116 przedsiębiorstw w zakresie zaopatrzenia w ciepło,
- w zakresie zaopatrzenia w paliwo gazowe koncesjonariuszami są PGNiG S.A. oraz Karpacka Spółka Gazownictwa S.A. PGNiG S.A. działa poprzez 1 oddział wydobywczy oraz Regionalny Oddział Przesyłu, operujący na sieciach wysokociśnieniowych.
- KSG S.A. działa poprzez 8 Zakładów Gazowniczych, z których 5 ma swoje siedziby w województwach małopolskim i podkarpackim.

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

Najwięksi producenci energii elektrycznej i ciepła na terenie oddziału to: Elektrownie: „Skawina” i „Stalowa Wola” oraz Elektrociepłownia „Kraków”. Elektrownia „Skawina” jest zasadniczo szczytowym źródłem energii elektrycznej, moc zainstalowana generatorów wynosi 590 MW, roczna sprzedaż energii elektrycznej wynosi 1,86 mln MWh, sprzedaż ciepła wynosi 2,75 mln GJ. W Elektrowni „Stalowa Wola” moc zainstalowana wynosi 350 MW, w tym dwa turbogeneratory o łącznej mocy 100 MW pracuje w skojarzeniu z produkcją ciepła. Roczna produkcja energii elektrycznej – 790 tys. MWh, i ciepła – 2 500 tys. GJ. W EC „Kraków” – moc cieplna zainstalowana w kotłach energetycznych, produkujących parę dla skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła wynosi 1224 MW, moc elektryczna generatorów – 460 MW oraz cieplna kotłów wodnych – 780 MW.

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

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

W zakresie przesyłu i dystrybucji ciepła, największe przedsiębiorstwa w obszarze działania oddziału to:

- 1) MPEC Kraków – moc cieplna zamówiona – 1617 MW, sprzedaż ciepła – 9 108 tys. GJ/rok,
- 2) MPEC Rzeszów – moc zamówiona – 409,5 MW, sprzedaż ciepła – 2 2353 tys. GJ/rok,
- 3) PEC Stalowa Wola – moc zamówiona – 175 MW, sprzedaż ciepła – 1277 tys. GJ/rok,
- 4) MPEC Tarnów – moc zamówiona – 143,6 MW, sprzedaż ciepła – 902 tys. GJ/rok.

Jedynym przedsiębiorstwem energetycznym eksploatującym odnawialne źródło ciepła na terenie OT jest „Geotermia Podhalańska S.A.” w Zakopanem. Obecnie sprzedaż ciepła z tego źródła wynosi ok. 55 904 GJ/rok, przy mocy zamówionej 7,69 MW. Osiągalną moc cieplną eksploatowanych źródeł ocenia się na 10 MW.

KSG S.A. sprzedaje roczne ponad 1,5 mld m³ gazu wysokometanowego, natomiast największym lokalnym dostawcą gazu ziemnego na terenie działania OT jest ZG Kraków, sprzedający rocznie ponad 350 mln m³. W województwie Podkarpackim, najwięcej gazu sprzedaje ZG Jasło – ok. 250 mln m³ rocznie.

9.2. Odbiorcy paliw i energii

Najpoważniejszym odbiorcą energii elektrycznej jest Huta im. T. Sendzimir, która zakupuje energię w ilości ok. 0,98 TWh przy produkcji własnej ok. 0,44 TWh.

Wśród największych odbiorców gazu na średnim ciśnieniu znajdują się: Krośnieńskie Huty Szkła – 47 mln m³/rok, Firma Oponiarska w Dębicy – 43 mln m³/rok, PEC Tarnobrzeg – 11,5 mln m³/rok, SGL Carbon w Nowym Sączu – ok. 11 mln m³/rok, Zakłady Magnezytowe „Ropczyce” – 7,8 mln m³/rok oraz Huta Szkła Gospodarczego „Skrzyszów” – 6,9 mln m³/rok. Największym odbiorcą gazu z sieci wysokoprężnej są Zakłady Azotowe w Tarnowie, pobierające ok. 40 000 m³ gazu na godzinę.

Wśród komunalnych odbiorców ciepła, największymi odbiorcami są: Zarząd Budynków Komunalnych w Krakowie, zamawiający ponad 300 MW mocy przy zużyciu ciepła ok. 1,8 mln GJ/rok oraz Rzeszowska Spółdzielnia Mieszkaniowa, zamawiająca ok. 77 MW mocy cieplnej przy zużyciu ciepła ponad 596 tys. GJ/rok.

Od 1 stycznia 2001 r. uprawnienie do zakupu ciepła z wykorzystaniem zasady TPA, uzyskało kilkudziesięciu odbiorców z dwóch największych ośrodków miejskich na terenie działania oddziału tj. Krakowa i Rzeszowa. W 2001 r. nie zanotowano by zasada ta była realizowana. Uprawnienia w zakresie dostaw energii elektrycznej i gazu z wykorzystaniem zasady TPA w 2001 r. nie uległy zmianie. Potencjalne prawo do korzystania z zasady TPA posiada nadal w zakresie dostaw energii elektrycznej kilkudziesięciu odbiorców, a w zakresie dostaw gazu z sieci średnioprężnych, dwóch odbiorców. Na wykorzystanie swoich uprawnień nie zdecydował się żaden odbiorca.

9.3. Działalność regulacyjna

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

9.3.1. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

Do 31 grudnia 2000 r., z liczby 116 przedsiębiorstw energetycznych, posiadających na terenie oddziału koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło, 85 przedsiębiorstwa uzyskały decyzje zatwierdzające ustalone taryfy, co obejmują 73% przedsiębiorstw koncesjonowanych.

W 2001 r. zatwierdzono 19 pierwszych, 39 drugich i 13 trzecich taryf dla ciepła, oraz odmówiono zatwierdzenia dwóch taryf. Wydano 51 decyzji w sprawie korekty taryf, w tym 44 decyzje dotyczyły korekty terminu ich obowiązywania.

Na ogólną ilość 27 281 tys. GJ wytworzonego w 2000 r. na terenie działania oddziału ciepła (będącego bazą dla określenia cen i stawek opłat taryf zatwierdzonych w 2001 r.):

- 22 414 tys. GJ zostały przesłane do odbiorców siecią ciepłowniczą,
- 2 049 tys. GJ zostały sprzedane bezpośrednio ze źródeł ciepła.

W sumie, na koniec 2001 r., na terenie działania oddziału, ok. 95% sprzedaży ciepła odbywa się na podstawie cen i stawek opłat zawartych w zweryfikowanych i zatwierdzonych przez Prezesa URE taryfach.

W 5 przypadkach, ustalone ceny ciepła przez wytwórców uległy obniżeniu. Natomiast wykazane wzrosty cen wytwarzania oraz w zakresie przesyłu i dystrybucji spowodowane są wzrostami kosztów wynikających z 10% inflacji w roku 2000 oraz zmianą rodzaju stosowanego paliwa. W przypadku pierwszych i drugich taryf, zweryfikowanych często jeszcze 1999 r., na podstawie kosztów roku 1998, nastąpiło ich urealnienie do poziomu zapewniającego równowagę interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców. Jednakże, w każdym przypadku, w postępowaniu okazywało się konieczne zweryfikowanie przedstawianych uzasadnionych kosztów, prowadzące do obniżenia cen i stawek od kilku do kilkudziesięciu procent wysokości pierwotnej, zawartej we wniosku taryfowym.

Średni wzrost cen ciepła na terenie działania oddziału, wynikający z cen i stawek opłat ustalonych w taryfach zatwierdzonych w 2001 r. wynosi 11,02%. Uwzględniając terminy wprowadzania nowych taryf do stosowania w 2001 r., symulowany, średni wskaźnik wzrost opłat za ciepło u odbiorców końcowych na terenie działania oddziału, nie powinien przekroczyć 3,5%.

Ceny ciepła dla odbiorców końcowych w wybranych miastach obszaru działania oddziału przedstawiano na rysunku 29.

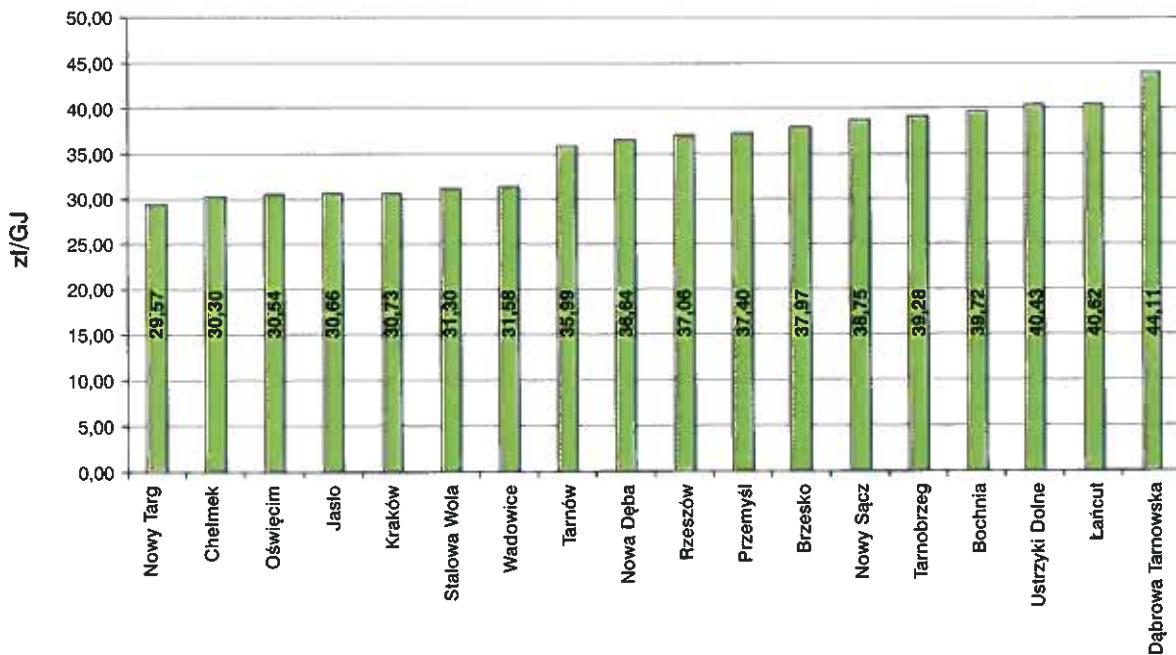
Interesującym, z punktu widzenia odbiorców ciepła, powinno być przedstawienie kształtowania się cen ciepła na terenie działania oddziału w zależności od rodzaju i wielkości eksploatowanych źródeł, które obrazuje rysunek 30.

Poniższy wykres wskazuje na korzyści jakie odnoszą odbiorcy zaopatrywani w ciepło z scentralizowanych układów ciepłowniczych zasilanych przez elektrociepłownie zawodowe. Informacja ta winna być przydatna dla gmin opracowujących plany zaopatrzenia w ciepło.

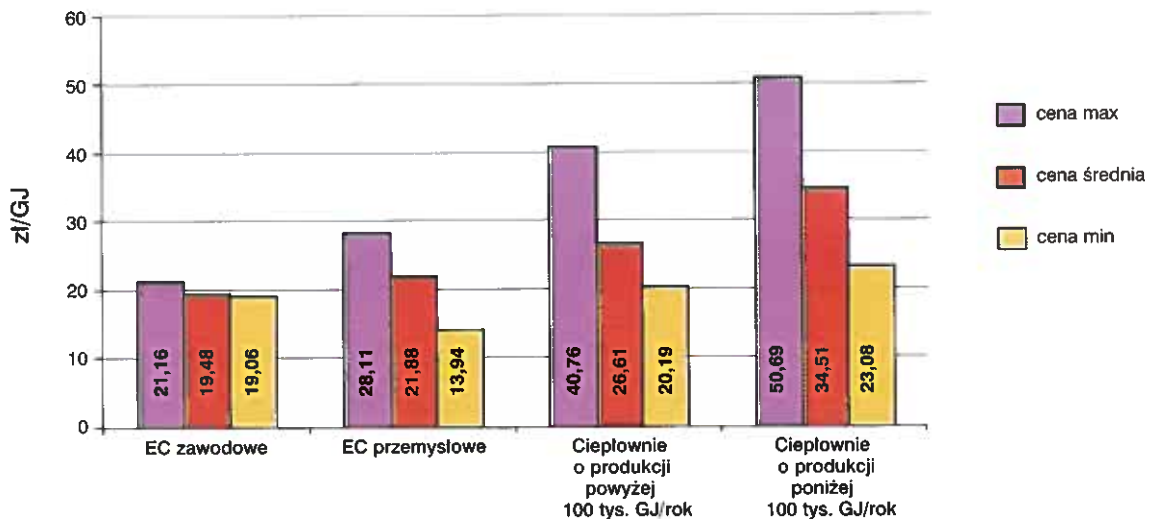
Dokonując ogólnej oceny ustalonych przez przedsiębiorstwa i zweryfikowanych w oddziale w 2001 r. taryf dla ciepła, można sformułować przedstawione poniżej wnioski:

- 1) urealnienie cen ciepła powoduje nadal, podobnie jak w 2000 r., zrozumiałe dążenie odbiorców do

Rysunek 29. Ceny ciepła (netto) dla odbiorców końcowych w wybranych miastach obszaru działania OT Kraków



Rysunek 30. Kształtowanie się cen wytworzenia ciepła w zależności od rodzaju i wielkości źródła ciepła (ceny netto)



oszczędności, objawiające się dalszym dostosowywaniem zamówionych mocy cieplnych do, zdaniem odbiorców, rzeczywistych potrzeb oraz podejmowaniem działań termo-modernizacyjnych, ograniczających zużycie ciepła. W efekcie, konieczne jest dalsze, przystosowawcze działanie przedsiębiorstw energetycznych, dla obniżenia kosztów stałych, by skutki zmniejszającego się zapotrzebowania nie powodowały nieakceptowanego przez Prezesa URE wzrostu cen,

- występujące maksymalne wzrosty cen ciepła dotyczą ciepłowni, w których w ramach modernizacji, dokonano zmiany rodzaju stosowanego paliwa, naj-

częściej z mialu węglowego na gaz ziemny. Samorządy lokalne, wydając zgody na tego typu inwestycje, winny mieć świadomość wynikających z tego skutków i odpowiednio przygotować odbiorców, przekonując ich o konieczności dokonania modernizacji. Po wykonaniu modernizacji, zwiększone koszty eksploatacji stają się faktem co powoduje wzrost cen ciepła wywołujący protesty odbiorców.

9.3.2. Zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej

W 2001 r. obowiązki oddziału zostały rozszerzone o prowadzenie postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej, przedsiębiorstw wytwarzających tę

energię w skojarzeniu z ciepłem. W sprawie tej wydano 5 decyzji zatwierdzających ustalone taryfy, w tym 4 dla energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym skojarzeniu (Elektrociepłownia „Gorlice” Sp. z o.o., Elektrociepłownia Kraków S.A., Elektrownia Stalowa Wola S.A., Firma Chemiczna „Dwory” S.A. w Oświęcimiu) oraz 1 taryfa dla energii elektrycznej wytwarzanej w niepełnym skojarzeniu (Elektrociepłownia Mielec S.A.).

9.3.3. Rozstrzygnięcie spraw spornych

W 2001 r. wszczęto 6 postępowań administracyjnych w sprawie rozstrzygnięcia sporów określonych w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Stronami sporów byli odbiorcy indywidualni i podmioty gospodarcze, w tym spółki dystrybucyjne energii elektrycznej i ciepłownicze. Zakończono 2 spośród wszczętych postępowań administracyjnych. Pozostałe 4 przypadki zostaną merytorycznie ocenione i załatwione w 2002 r. Od wydanych decyzji wpłynęło 1 odwołanie do Sądu Antymonopolowego. Sprawa jest w toku.

Podobnie jak w roku ubiegłym, następują korzystne zmiany w podejściu przedsiębiorstw energetycznych do klientów – odbiorców energii i paliw. Swoboda zawierania umów, korzystne dla odbiorców rozstrzygnięcia sporów przez Prezesa URE i Sąd Antymonopolowy skutecznie ograniczają stosowanie praktyk monopolistycznych.

W trakcie rozstrzygnięcia sporów wydano 2 postanowienia na podstawie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, odmawiające uwzględnienia wniosku w zakresie podjęcia dostaw energii elektrycznej.

9.3.4. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

Oddział przeprowadził 142 kontrole przestrzegania warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji, w tym 80 stanowią kontrole interwencyjne. W ich wyniku stwierdzono nieprawidłowości w działalności 4 przedsiębiorstw, polegające na umieszczaniu nieprawidłowych zapisów w umowie sprzedaży, nieprzedstawianiu corocznego sprawozdania z działalności koncesyjnej. Przedsiębiorstwa zostały wezwane do usunięcia uchybień.

b) parametry jakościowe dostaw

W roku 2001 wpłynęły do oddziału 4 skargi odbiorców energii elektrycznej na niedotrzymanie przez przedsiębiorstwa energetyczne standardów jakościowych dostaw energii elektrycznej (spadki napięć, długość okresu przerw w dostawach, termin informowania o wznowieniu dostaw). Postępowania wyjaśniające potwierdziły zasadność skarg. We wszystkich przypadkach w wyniku interwencji oddziału, przedsiębiorstwa energetyczne podjęły działania zmierzające do wyjaśnienia powstałych zakłóceń i kompleksowego przeglądu urządzeń energetycznych u odbiorców. Wykonano prace mające na celu poprawę ciągłości i jakości dostaw obecnie i w przyszłości.

c) prawidłowość stosowania taryf

W okresie sprawozdawczym przeprowadzono 81 kontroli prawidłowości stosowania taryf, w tym 3 – dla paliw gazowych, 30 – dla energii elektrycznej i 48 dla ciepła. W ich wyniku stwierdzono m.in. nieprawidłowości polegające na stosowaniu cen bez zatwierdzenia taryfy oraz stosowanie cen i stawek opłat wyższych od zatwierdzonych co stanowiło podstawę do wszczęcia postępowań o ukaranie na podstawie art. 56 ustawy – Prawo energetyczne.

d) utrzymywanie zapasów paliw

Oddział przeprowadził jedną kontrolę wywiązywania się z obowiązku utrzymywania zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymywanie ciągłości dostaw energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła. W wyniku kontroli ustalono, iż przedsiębiorstwo nie wywiązywało się z powyższego obowiązku i wszczęto postępowanie o wymierzenie kary pieniężnej.

9.3.5. Nakładanie kar pieniężnych

W roku 2001 wydano 2 decyzje wymierzające kary pieniężne (łączna kwota kar wyniosła 28.000 zł). Kary wymierzono za przewinienia, o których mowa w art. 56 ust. 1 pkt 5 i pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne, polegające na stosowaniu cen i stawek opłat bez dopełnienia obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia oraz stosowaniu cen i taryfy wyższych od zatwierdzonych. Przedsiębiorstwa uiściły wymierzone kary.

Ponadto wszczęto 3 postępowania o ukaranie za przewinienia związane z niedotrzymaniem warunków koncesji, stosowanie taryf bez obowiązku przedstawienia ich do zatwierdzenia Prezesowi URE oraz nieprzestrzeganie obowiązku utrzymywania zapasów paliw. Ich merytoryczne rozpatrzenie nastąpi w roku 2002.

9.4. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z rzecznikami konsumentów

W 2001 r. nawiązana została ściślejsza współpraca z powiatowymi (miejskimi) rzecznikami konsumentów w zakresie wymiany doświadczeń w obszarze ochrony konsumentów w sektorze energetycznym. Owocem tych działań było zorganizowane we współpracy ze Środkowozachodnim Oddziałem Terenowym URE w Łodzi, szkolenie rzeczników konsumentów, które odbyło się dnia 21 czerwca 2001 r. w Krakowie. Wykłady były przygotowane i prowadzone przez pracowników oddziałów. Rzecznikom przedstawiono aktualne zagadnienia z zakresu prawa energetycznego, z którymi mogą spotkać się w swojej pracy. Szkolenie, po krótkich wprowadzeniach, przybrało formę dyskusji nad najbardziej istotnymi problemami praktyki. Rzecznicy otrzymali również konspekt szkolenia zawierający istotne informacje o tematach przedstawionych na szkoleniu.

Ponadto, z inicjatywy URE, od 5 listopada 2001 r. w siedzibie oddziału został uruchomiony punkt konsul-

tacyjny, w którym dyżuruje w każdy czwartek w godzinach od 14:00 do 17:00 prawnik pracujący w OT.

W grudniu 2001 r. przesłano wszystkim rzecznikom z terenu objętego działaniem terytorialnym oddziału „Poradnik dla Rzeczników Konsumentów”, poruszającą problematykę przyłączy energetycznych, umów sprzedaży paliw i energii, wstrzymania dostaw paliw i energii oraz zasad rozliczania opłat za ciepło. Wyjaśnienia bazują na bogatym orzecznictwie Sądu Antymonopolowego i dotychczasowej praktyce URE. Poradnik ma na celu pomoc rzecznikom w bieżącej pracy i usprawnienie rozpatrywania przez nich skarg konsumentów z zakresu szeroko rozumianego sektora energetycznego.

b) współpraca z samorządami lokalnymi

W 2001 r. kontynuowano spotkania z przedstawicielami samorządów lokalnych i zarządów spółdzielni mieszkaniowych, których celem jest wyjaśnianie problemów związanych z procesem weryfikacji taryf dla ciepła ustalanych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze z terenu danych gmin oraz przedstawienie istoty i celów, jakim winny służyć opracowywane przez gminy założenia do planów zaopatrzenia w ciepło energią elektryczną i paliwa gazowe. Spotkań takich odbyło się 5, w tym 2 w siedzibie oddziału. W jednym spotkaniu, w Urzędzie

Miasta w Rzeszowie, uczestniczyli również przedstawiciele wszystkich spółdzielni mieszkaniowych z terenu miasta.

c) udzielanie informacji odbiorcom

W roku 2001 udzielono wyjaśnień, względnie pomocy w rozwiązaniu problemów 188 odbiorcom ciepła, paliw i energii w sprawach, które nie wymagały rozstrzygnięcia w trybie wydania decyzji administracyjnej. Znaczna część pism z prośbą o wyjaśnienie – tak jak i w latach poprzednich – zawierała skargi członków spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych na wzrost opłat za ciepło. Na ogół, członkowie spółdzielni mieszkaniowych czy wspólnot nie są zorientowani co do zasad kształtowania opłat za ciepło i relacji dostawca ciepła – spółdzielnia mieszkaniowa – lokator, a praktyka potwierdza fakt, że mieszkańcy budynków wielolokalowych pozbawieni są skutecznego prawa do dochodzenia swych roszczeń. Przepisy szczególne, przewidujące określone procedury, np. postępowanie wewnątrz spółdzielcze, nie są dostosowane do wyegzekwowania realizacji obowiązków podmiotów zarządzających budynkami wielolokalowymi i w ostateczności, do dochodzenia swoich roszczeń lokatorom pozostaje uciążliwa droga postępowania cywilnego przed sądami powszechnymi.

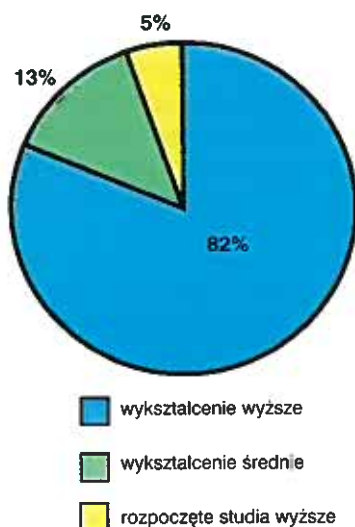
Część III. FUNKCJONOWANIE URZĘDU

1. Zatrudnienie i działalność szkoleniowa

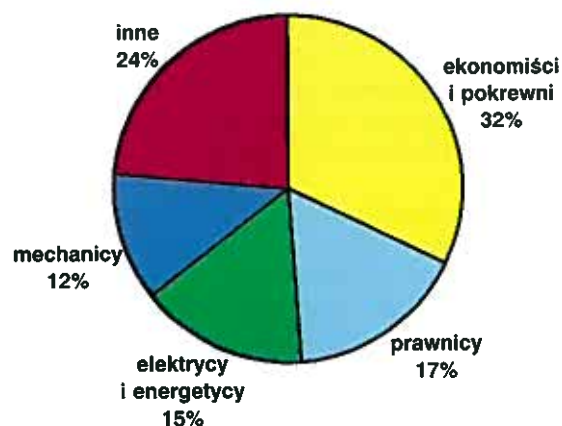
Według stanu na koniec grudnia 2001 r. w Urzędzie Regulacji Energetyki było zatrudnionych 284 osób, z czego 145 osób pracowało w centrali URE,

natomiast 139 osób w oddziałach terenowych. Utrzymana została tendencja do zatrudniania osób o wysokich kwalifikacjach, co obrazują poniższe wykresy:

Rysunek 31. Struktura zatrudnienia ze względu na poziom wykształcenia



Rysunek 32. Struktura zatrudnienia ze względu na bazowe wykształcenie pracowników



Działalność szkoleniowa URE w 2001 r., podobnie jak w latach ubiegłych, związana była z aktualizowaniem i rozszerzaniem wiedzy specjalistycznej na temat funkcjonowania sektora energetycznego.

Przykładem takich działań szkoleniowych były między innymi „Warsztaty Regulatora” zorganizowane pod patronatem Prezesa URE. W ramach tego cyklu odbyły się następujące seminaria:

- 1) Rynek gazu – wyzwania regulacyjne,
- 2) Strategia rozwoju energetyki niekonwencjonalnej,
- 3) Rynek bilansujący,
- 4) Restrukturyzacja elektroenergetyki a rozwój rynku konkurencyjnego.

W 2001 r. przeprowadzono serię szkoleń dla osób stanowiących kadre kierowniczą URE oraz zajmujących stanowiska samodzielne, których celem było:

- doskonalenie umiejętności zarządzania („Zarządzanie pracą zespołową”),
- prowadzenie prezentacji z wykorzystaniem środków audiowizualnych („Sztuka prowadzenia prezentacji”),
- usprawnienie metod zarządzania czasem własnym pracy („Zarządzanie czasem [samoorganizacja]”),
- rozszerzenie wiedzy na temat zagadnień dotyczących integracji Polski z Unią Europejską („Polska droga do Unii Europejskiej”).

W wymienionych wyżej czterech szkoleniach udział wzięło 171 pracowników Urzędu.

W 2001 roku pracownicy Urzędu brali udział również w szkoleniach i konferencjach, organizowanych przez jednostki zewnętrzne, poświęconych tematyce specjalistycznej, związanej z profilem działalności URE, np.:

- techniczne uwarunkowania funkcjonowania rynku energii elektrycznej,
- praktyczny trening strategii i zachowań rynkowych na rynku energii elektrycznej,
- informatyka w nowoczesnej energetyce,
- audyt energetyczny,
- kierowanie gospodarką energetyczną.

Pracownicy Urzędu kierowani byli również na szkolenia poświęcone tematyce związanej z działalnością urzędu administracji publicznej tj.: kontroli wewnętrznej, wymaganiom norm ISO serii 9000:2000, rachunkowości budżetowej, zamówień publicznych. Ogółem w szkoleniach zewnętrznych, zarówno związanych z zakresem działalności Urzędu jak i bardziej ogólnych, wzięło udział ok. 40 osób.

Duże znaczenie w działalności szkoleniowej Urzędu odgrywała nauka języków obcych. Spośród 90 pracowników uczących się języków obcych na różnych poziomach, 37 osób korzystało z oferty kursów języka angielskiego zorganizowanych przez URE w pierwszej połowie roku. Pozostali pracownicy mieli możliwość uzyskania refundacji części kosztów ponoszonych na ten cel w przypadku uczestniczenia w kursach organizowanych przez szkoły językowe.

Istotną formą wspierania rozwoju zawodowego pracowników była także częściowa lub całościowa refundacja kosztów kształcenia pracowników w formie studiów wyższych i studiów podyplomowych. Z takiej możliwości podnoszenia wykształcenia i kwalifikacji zawodowych skorzystało łącznie 36 osób.

W związku z nałożonym przez ustawę o służbie cywilnej obowiązkiem odbycia służby przygotowawczej przez osoby nieposiadające odpowiedniego stażu w administracji publicznej, w zajęciach teoretycznych obejmujących 160 godzin wykładów wzięło udział 7 pracowników Urzędu.

2. Wykonanie budżetu URE

W ustawie budżetowej na 2001 r. dochody budżetowe Urzędu Regulacji Energetyki zaplanowano w wysokości 43.200 tys. zł, natomiast wydatki w wysokości 43.000 tys. zł.

Wykonanie budżetu URE za rok 2001 ukształtowało się następująco:

- dochody wyniosły 57.931 tys. zł, tj. 134,1% planu,
- wydatki wyniosły 35.175 tys. zł, tj. 81,6% planu.

2.1. Dochody

Na znacznie wyższe wykonanie dochodów w stosunku do planu wpłynął wzrost cen w przedsiębiorstwach energetycznych prowadzących działalność w zakresie obrotu paliwami ciekłymi, a także wzrost liczby podmiotów prowadzących działalność w tym zakresie. Według stanu na 31 grudnia 2000 r. Prezes URE wydał 4059 decyzji koncesyjnych (taka liczba uwzględniona była w planowaniu dochodów na 2001 r.), natomiast według stanu na dzień 30 listopada 2001 r. zostało udzielonych 4714 koncesji. Powyższe zestawienie danych świadczy o tym, że URE planując dochody z tytułu opłat koncesyjnych posługuje się tylko szacunkami w zakresie wysokości przychodów i liczby podmiotów koncesjonowanych.

Łączne dochody URE w 2001 r. wyniosły 57.931 tys. zł. Na dochody te składały się głównie opłaty z tytułu uzyskania koncesji, które są wnoszone przez przedsiębiorstwa energetyczne zgodnie z art. 34 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w wysokości określonej przepisami rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 5 maja 1998 r. w sprawie wysokości i sposobu pobierania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja (Dz. U. Nr 60, poz. 387 ze zm.). Wpływy z tych opłat wyniosły 57.532.193,44 zł. Szczegółowe zestawienie kwot wniesionych opłat w podziale na rodzaje koncesjonowanej działalności przedstawia tabela 14.

Pozostałe wpływy pochodziły z następujących tytułów:

- sprzedaż Biuletynu URE – kwota 167 tys. zł,
- odsetki za zwłokę w uregulowaniu opłat koncesyjnych – kwota 204 tys. zł,

Tabela 14. Wpływy z opłat koncesyjnych uzyskane w 2001 r.

Lp	Rodzaj działalności koncesjonowanej	Wniesione opłaty w 2001 r.	
		Liczba	Kwota (zł)
1	Wytwarzanie ciepła	838	3 985 458,86
2	Przesyłanie i dystrybucja ciepła	788	1 371 564,58
3	Obrót ciepłem	235	1 865 814,45
4	Wytwarzanie energii elektrycznej	125	8 529 313,72
5	Przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej	209	5 908 876,83
6	Obrót energią elektryczną	268	9 384 125,72
7	Wytwarzanie paliw ciekłych	51	4 088 180,14
8	Magazynowanie paliw ciekłych	91	131 518,29
9	Przesyłanie i dystrybucja paliw ciekłych	1	9 020,00
10	Obrót paliwami ciekłymi	2002	19 674 436,06
11	Wytwarzanie paliw gazowych	6	73 623,49
12	Przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych	49	1 437 909,94
13	Obrót paliwami gazowymi	50	1 065 923,36
14	Obrót gazem ziemnym z zagranicą	3	6 428,00
	RAZEM	4716	57 532 193,44
	Odsetki za zwłokę		203 896,77
	Ogółem wpłaty		57 736 090,21

- odsetki od środków na rachunku bankowym – kwota 1,4 tys. zł,
- różne dochody – kwota 27 tys. zł.

W stosunku do koncesjonariuszy, którzy nie wywiązali się z ustawowego terminu wniesienia opłat za 2001 r. prowadzono działania windykacyjne. Do dnia 31 grudnia 2001 r. wysłano:

- 469 wezwań do zapłaty,
- 64 wezwania do uregulowania odsetek,
- 148 wezwań o nadesłanie formularzy,
- 140 pism informujących o zamiarze wszczęcia postępowania egzekucyjnego (w przypadku, gdy poprzednie działania były nieskuteczne),
- 47 zawiadomień o wszczęciu postępowania administracyjnego w sprawie obliczenia opłaty (w tym 20 postępowań umorzono w związku z wniesieniem opłaty),
- 129 upomnień o charakterze pieniężnym oraz o charakterze niepieniężnym (które są ostatnim etapem procedury przed wystawieniem do urzędu skarbowego tytułu wykonawczego),
- 19 decyzji ustalających wysokość opłat koncesyjnych,
- 31 tytułów wykonawczych do urzędów skarbowych.

2.2. Wydatki

Na planowane wydatki, związane z kosztami funkcjonowania Urzędu i realizacją jego zadań nałożonych ustawą – Prawo energetyczne, składały się m.in. wynagrodzenia pracowników wraz z pochodnymi, koszty najmu i eksploatacji pomieszczeń biurowych, zakupy wyposażenia, pozostałych towarów i usług, a także wydatki majątkowe.

Wykonanie wydatków budżetowych za 2001 r. wyniosło 35.175 tys. zł., tj. 81,6% kwoty planowanej w ustawie budżetowej.

Wydatki bieżące wykonano w 95,6% w stosunku do planu, natomiast wydatki majątkowe w 3,1% w stosunku do planu. Niskie wykonanie wydatków majątkowych wynikało z odstąpienia URE od planowanego zakupu powierzchni biurowej, ze względu na brak zainteresowania potencjalnych oferentów proponowaną przez URE formą zakupu. Kwota 6.000 tys. zł, przeznaczona w budżecie na zakup siedziby URE, została decyzją Prezesa URE zablokowana.

Sekretarz Generalny Karty Energetycznej w URE

W minionym roku Polska, po wielu latach debat sejmowych, ratyfikowała Traktat Karty Energetycznej. Stała się tym samym państwem – stroną akceptującą zasady, które legły u podpisania Traktatu przez większość państw Europy.

Obecnie Sekretarzem Generalnym Karty Energetycznej jest dr Ria Kemper, która 20 marca br. była gościem Prezesa URE. W spotkaniu wzięli udział przedstawiciele Kierownictwa Urzędu z Prezesem dr. L. Juchniewiczem i Wiceprezesem W. Wójcikiem na czele, dyrektorzy: dr M. Duda, dr T. Kowalak, dr B. Zaleski, O. Szałpczyński oraz doradca Prezesa dr M. Ślifierz. W trzech wystąpieniach – minireferatach przedstawili oni stan i perspektywy polskiego sektora energetycznego, polski system regulacji energetyki, problemy taryfowania.

Dr Ria Kemper mówiła o bieżącej działalności Karty, podkreśliła aktywny udział URE w jej pracach. Przypomniała, że w Brukseli dokształca się już drugi stypendysta naszego Urzędu. Wysoko oceniła dotychczasową pracę, jaką na rzecz Karty wykonał dr M. Duda, współprzewodniczący Komitetu Inwestycyjnego Karty.

Część spotkania poświęcona była omówieniu sytuacji budowanego jednolitego rynku energetycznego w Europie. W tym kontekście zwrócono uwagę na sytuację po spotkaniu szefów państw, rządów UE w Barcelonie.

Spotkanie w URE uznane zostało za ważne z co najmniej z dwóch powodów: dla URE była to wizyta wysokiego przedstawiciela „międzynarodówki” energetycznej, dla Karty spotkanie z jednym z największych rynków energetycznych Europy. Polska wchodząc do UE będzie ważnym i znaczącym partnerem, a od zachowania rynku energetycznego w Polsce będzie zależał ogólny bilans rynku energetycznego Europy.

Warto przypomnieć, że idea Europejskiej Karty Energetycznej została przedstawiona w lutym 1991 r., a projekt odpowiedniego dokumentu był negocjowany na międzynarodowej konferencji w lipcu tego samego roku. W grudniu 1991 r. w Hadze 50 krajów podpisało końcową deklarację współpracy w energetyce, otwarciu swoich granic dla inwestycji, pozwoleniu na wolny handel,



Ria Kemper, Leszek Juchniewicz, Wiesław Wójcik (od lewej)

promocji polityki energetycznej uwzględniającej problemy środowiska naturalnego.

Traktat o Europejskiej Karcie Energetycznej obejmuje szczegółowe zagadnienia dotyczące zasad tranzytu, ochrony środowiska, działalności komercyjnej i ochrony inwestycji mających służyć rozwojowi przemysłu energetycznego i dwustronnemu przepływowi energii między krajami OECD i nowopowstającymi gospodarkami rynkowymi Europy Centralnej i Wschodniej. Traktat miał dostarczyć przemysłowi prawnych zabezpieczeń, które są potrzebne do podjęcia działalności inwestycyjnej w tym rejonie. Jeśli chodzi o handel, tego rodzaju zabez-

pieczenia istnieją na Zachodzie na mocy GATT. W sferze inwestycji dostarczają ich zasady OECD dotyczące traktowania zagranicznych inwestorów, do których stosują się zachodnie kraje uprzemysłowione. Stąd też w Traktacie zasadniczo chodzi o zastosowanie tych zasad do prawie 25 krajów wkraczających na drogę demokracji i gospodarki rynkowej na Wschodzie. Traktat zawiera również ważne uregulowania dotyczące tranzytu, transferu zysków i zatrudniania własnego personelu oraz artykuł o środowisku naturalnym. Last but certainly not least, przedsiębiorstwo inwestujące – lub też przedsiębiorstwo pragnące inwestować – które uważa, że nie jest traktowane zgodnie z postanowieniami Traktatu i dyskryminowane, otrzyma możliwość odwołania się.



Ria Kemper i Mirosław Duda (od lewej)



Prezes URE (piąty od lewej) w otoczeniu dyrektorów Oddziałów Terenowych

Jachranka – 2002

Pod hasłem „Przeciwdziałanie praktykom monopolistycznym w sektorze energetycznym” odbyła się w dniach 9-10 kwietnia br. trzecia konferencja Urzędu Regulacji Energetyki i Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Na tle pracy i doświadczeń obydwu urzędów, w tym Oddziałów URE i Delegatur UOKiK, omówiono problemy związane z ochroną odbiorców paliw i energii. Przedmiotem szczególnego zainteresowania były sprawy wynikające z kontynuacji procesu wdrażania rynku energii. Poruszono prawne aspekty wzorców umów zawieranych przez przedsiębiorstwa z odbiorcami na przyłączenie do sieci bądź zaopatrzenie w energię lub/i paliwa. W trakcie konferencji przedyskutowano również zagadnienia dotyczące warunków rozliczania za dostawę ciepła.

Wymiana poglądów uwzględniała te aspekty ochrony odbiorców energii, które wynikają dla przedsiębiorstw energetycznych z orzecznictwa Sądu Antymonopolowego, który jest organem odwoławczym zarówno od decyzji Prezesa URE, jak i Prezesa UOKiK.

Okresowe spotkania obu Urzędów służą omówieniu spraw związanych z wykorzystaniem i nadużywaniem pozycji monopolistycznej przedsiębiorstw energetycznych.



Z uwagą przysłuchiwano się obradom.

SŁOWNIK REGULACJI I REGULATORA

EUREC (European Economic Interest Grouping) – powstał w 1991 r. w celu promowania i wdrażania technologii związanych z energetyką odnawialną. Jako niezależny związek grupuje 40 podmiotów o charakterze badawczo-rozwojowym z krajów UE (z wyjątkiem Luksemburga).

Celem działania EUREC jest:

- prowadzenie badań w zakresie doskonalenia konstrukcji służących do przetwarzania energii słonecznej, energii wiatru i oceanów, do pozyskiwania energii z biomasy oraz innych źródeł odnawialnych i niekonwencjonalnych,
- promowanie i rozpowszechnianie nowych technologii pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych,
- dostarczanie informacji odnośnie energii ze źródeł odnawialnych i niekonwencjonalnych do Komisji Europejskiej i Parlamentu Europejskiego,
- pomaganie swoim członkom w sprawach związanych z energetyką odnawialną i niekonwencjonalną poprzez szybkie i szczegółowe przekazywanie informacji z Komisji Europejskiej oraz wyjaśnianie im innowacyjnych rozwiązań zaproponowanych w tej dziedzinie przez Komisję Europejską.

(B. T., M. W.)

EURELECTRIC (Union of the Electricity Industry) – **Europejska Unia Przemysłu Elektroenergetycznego** – organizacja skupiająca przedsiębiorstwa i organizacje energetyczne, która powstała w 1999 r. w wyniku połączenia dwóch organizacji międzynarodowych – **UNIPEDE** i **EURELECTRIC** (wcześniej organizacji przedsiębiorstw energetycznych krajów Unii Europejskiej). Pełne członkostwo przyznawane jest narodowym stowarzyszeniom reprezentującym sektor elektroenergetyczny danego kraju, należącego do OECD i jednocześnie będącego członkiem UE lub krajem kandydującym do UE. Polskim członkiem EURELECTRIC jest Polski Komitet Energii Elektrycznej.

EURELECTRIC reprezentuje wspólne interesy całego sektora elektroenergetycznego, a jego celem jest wspieranie rozwoju i konkurencyjności tego sektora, promowanie interesów swoich członków na płaszczyźnie politycznej i przekonywanie do wypracowanej wspólnie strategii działania. Przedmiotem zainteresowania EURELECTRIC są zagadnienia związane z:

- europejską polityką energetyczną i regulacją rynku energii elektrycznej,
- ochroną środowiska naturalnego i zrównoważonym rozwojem,
- obrotem i dostawą energii elektrycznej, zorientowaniem na klienta,
- statystyką elektroenergetyki i scenariuszami energetycznymi.

(B. T., M. W.)

UCTE (The Union for the Coordination of Transmission of Electricity) – koordynuje interesy operatorów systemów przesyłowych z 20 europejskich krajów, których wspólnym celem jest zagwarantowanie bezpieczeństwa działania międzynarodowego systemu elektroenergetycznego. Członkami są firmy przesyłowe z krajów UE (Austrii, Belgii, Francji, Grecji, Hiszpanii, Holandii, Luksemburga, Niemiec, Portugalii, Włoch) oraz z Bośni-Hercegowiny, Chorwacji, Czech, Federalnej Republiki Jugosławii, Macedonii, Polski, Słowacji, Słowenii, Szwajcarii i Węgier.

UCTE realizuje następujące cele:

- doskonalenie zasad i przepisów, tworzących podstawy dla niezakłóconego działania systemu elektroenergetycznego,
- promowanie konkurencji w sektorze elektroenergetycznym w związku z liberalizacją europejskich rynków elektroenergetycznych,
- ustalanie warunków umożliwiających osiągnięcie równowagi pomiędzy konkurencją a bezpieczeństwem systemu elektroenergetycznego.

(B. T., M. W.)

UNIPEDE (International Union of Producers & Distributors of Electrical Energy) – **Międzynarodowa Unia Producentów i Dystrybutorów Energii Elektrycznej** – została utworzona w 1925 r., jako organizacja skupiająca przedsiębiorstwa elektroenergetyczne wytwarzające, przesyłające lub dystrybuujące energię elektryczną. Pełnymi członkami są przedsiębiorstwa lub grupy przedsiębiorstw z krajów europejskich należących do OECD, natomiast członkami stowarzyszonymi są przedsiębiorstwa lub grupy przedsiębiorstw z krajów europejskich spoza OECD.

Celem działania UNIPEDE jest:

- promowanie wizerunku i interesów przemysłu elektroenergetycznego,
- prowadzenie badań nad udoskonalaniem i rozwojem nowych technologii wytwarzania, przesyłu i dystrybucji oraz wykorzystania energii elektrycznej,
- działanie we wspólnym interesie swoich członków na poziomie międzynarodowym,
- nawiązywanie i utrzymywanie kontaktów z innymi lokalnymi organizacjami reprezentującymi przemysł elektroenergetyczny.

(B. T., M. W.)

Sprostowanie:

W Biuletynie URE nr 2/2002 w tekście „Trzeci rok zatwierdzania taryf dla ciepła”, na stronie 22 w części „Liczba wniosków o zatwierdzenie taryfy i o zmianę taryfy dla ciepła w 2001 r.”, pierwsze zdanie o treści: „Wg stanu na dzień 31 grudnia 2001 r. koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło posiadało 911 przedsiębiorstw energetycznych, 631 przedsiębiorstw (ok. 92%) posiadało taryfy zatwierdzone (ok. 69%) lub zmienione (ok. 23%) w roku 2001.” powinno brzmieć następująco: „Wg stanu na dzień 31 grudnia 2001 r. koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło posiadało 911 przedsiębiorstw energetycznych, z tego ok. 69% posiadało taryfy zatwierdzone, a ok. 23% taryfy zmienione w roku 2001.”.

Kalendarium

- ❑ 4 stycznia 2000 Prezes Urzędu otrzymał prawo rozpatrywania wniosków taryfowych dla paliw gazowych.
- ❑ 3 marca 2000 Ukazał się pierwszy numer „Biuletynu Branżowego URE – Paliwa gazowe” z zatwierdzoną taryfą PGNiG S.A.
- ❑ 21-24 maja 2000 Uczestnictwo w I Światowym Spotkaniu Regulatorów w Montrealu.
- ❑ 28 sierpnia 2000 Pismo Prezesa URE do gmin w sprawie zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.
- ❑ 25 września 2000 Prezes URE opublikował „Stanowisko w sprawie strategii prywatyzacji sektora energetycznego”.
- ❑ 6 października 2000 Udział Prezesa URE w Spotkaniu Regulatorów Unii Europejskiej w Hadze.
- ❑ 19-20 października 2000 Konferencja naukowa „Polskie doświadczenia regulacyjne w energetyce” – Mikołajki.
- ❑ 11-13 grudnia 2000 Powstanie Regionalnego Stowarzyszenia Regulatorów Energetyki – ERRA (Energy Regulatory Regional Association) w Bukareszcie.
- ❑ 14 grudnia 2000 Stanowisko Prezesa URE w sprawie uznania giełdowego rynku energii elektrycznej za rynek konkurencyjny.
- ❑ 8 marca 2001 Konferencja naukowa „Regulacja w energetyce – doświadczenia państw Unii Europejskiej i Polski” zorganizowana ze środków własnych przez Prezesa URE i Wyższą Szkołę Przedsiębiorczości i Zarządzania im. L. Koźmińskiego w Warszawie.
- ❑ 28 czerwca 2001 Stanowisko Prezesa URE w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem i obrotem energią elektryczną z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia.
- ❑ 1 września 2001 Uruchomienie dobowo-godzinowego rynku bilansującego.
- ❑ 1 października 2001 Posiedzenie Europejskiej Rady Regulatorów Energetyki w Wiedniu z udziałem przedstawicieli organów regulacyjnych krajów kandydujących do Unii Europejskiej.
- ❑ grudzień 2001 W zainicjowanej przez Prezesa URE serii wydawniczej „Biblioteka Regulatora” ukazała się kolejna publikacja „Jaki model rynku energii?” (praca zbiorowa pod redakcją M. Okólskiego).
- ❑ 19 marca 2002 Sekretarz Generalny Karty Energetycznej Ria Kemper złożyła wizytę Prezesowi URE.
- ❑ 9-10 kwietnia 2002 III Konferencja „Przeciwdziałanie praktykom monopolistycznym w sektorze energetycznym” zorganizowana przez URE wraz z UOKiK.
- ❑ 15 kwietnia 2002 W stałym cyklu seminaryjnym „Warsztaty Regulatora” dyskutowano o problemach regulacyjnych w sektorze elektroenergetyki wynikających z procesu integracji z Unią Europejską.



URE
URZĄD REGULACJI ENERGETYKI