

NR 3
2006

2 maja 2006

BIULETYN **URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**

w numerze:

- **Sprawozdanie z działalności
Prezesa URE – 2005**

Urząd Regulacji Energetyki

00-872 Warszawa, ul. Chłodna 64

Prezes	tel. 66-16-302 fax 66-16-300
Wiceprezes	tel. 66-16-202 fax 66-16-200
Dyrektor Generalny	tel. 66-16-102 fax 66-16-134
Gabinet Prezesa	tel. 66-16-302 fax 66-16-300
Departament Przedsiębiorstw Energetycznych	tel. 66-16-238 fax 66-16-319
Departament Taryf	tel. 66-16-210 fax 66-16-219
Departament Promowania Konkurencji	tel. 66-16-232 fax 66-16-225
Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych	tel. 66-16-315 fax 66-16-321
Biuro Prawne	tel. 66-16-130 fax 66-16-134
Biuro Obsługi Urzędu	tel. 66-16-155 fax 66-16-177
Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii	tel. 66-16-305 fax 66-16-225
Kancelaria Ogólna – informacje	tel. 66-16-107 fax 66-16-152

Urząd Regulacji Energetyki

e-mail: ure@ure.gov.pl

adres internetowy: www.ure.gov.pl

SPIS TREŚCI

Zamiast wstępu – uwarunkowania prawne, nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne	2	5.5. Uzgodnienie planu wprowadzania ograniczeń w poborze paliw gazowych, opracowanego przez operatora systemu przesyłowego gazowego	45
Część I. USTAWOWE OBOWIĄZKI PREZESA URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI	7	5.6. Uzgodnianie projektów planów rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych	46
A. Promowanie rozwiązań rynkowych w sektorze energii elektrycznej	7	C. Regionalne rynki ciepła	46
1. Wprowadzenie	7	1. Charakterystyka sektora ciepłowniczego	46
2. Strukturalna charakterystyka rynku	7	2. Taryfowanie ciepła	49
2.1. Bilans produkcji i zużycia energii elektrycznej	7	2.1. Podstawy prawne ustalania taryf dla ciepła	49
2.2. Koncentracja	9	2.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła	51
2.3. Konsolidacja	15	2.3. Ceny ciepła i stawki opłat za usługi przesyłowe	52
2.4. Stopień integracji z sąsiednimi systemami	15	D. Działalność oddziałów terenowych URE	57
3. Ceny hurtowe i detaliczne	16	1. Oddział Centralny w Warszawie	57
3.1. Ceny hurtowe	16	2. Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie	63
3.2. Ceny detaliczne	17	3. Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku	69
3.3. Dostępność informacji	17	4. Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu	74
4. Monitorowanie systemu elektroenergetycznego	18	5. Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie	78
4.1. Monitorowanie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia	18	6. Środkowozachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi	83
4.2. Monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie elektroenergetycznym	19	7. Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu	90
4.3. Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tej sieci	21	8. Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach	95
4.4. Monitorowanie wypełniania obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stron umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych	22	9. Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie	100
4.5. Monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej	22	E. Inne zadania Prezesa URE	106
4.6. Monitorowanie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań	23	1. Koncesjonowanie paliw ciekłych	106
5. Narzędzia regulacji	23	2. Wspieranie ekologicznych i skojarzonych źródeł wytwarzania	108
5.1. Koncesje	23	2.1. Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia	109
5.2. Taryfy dla energii elektrycznej	25	2.2. Kontrola realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych	110
5.3. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych	29	2.3. Wstępna ocena realizacji obowiązku w 2005 r.	110
5.4. Uzgodnienie planu wprowadzania ograniczeń w poborze energii elektrycznej, opracowanego przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego	31	2.4. Kontrola realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła	111
5.5. Uzgodnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych	31	3. Rozstrzygnięcie sporów	111
B. Promowanie rozwiązań rynkowych w sektorze paliw gazowych	32	4. Kontrola zapasów paliw	113
1. Wprowadzenie	32	5. Ustalanie metod kontroli i przygotowanie projektów działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych	114
2. Strukturalna charakterystyka rynku	33	6. Nakładanie kar pieniężnych	115
2.1. Koncentracja	33	7. Kontrola działalności przedsiębiorstw energetycznych	116
2.2. Konsolidacja pionowa	35	8. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych	117
2.3. Stopień integracji z sąsiednimi systemami	35	Część II. UPOWSZECHNIANIE PRAW KONSUMENTA ENERGII I WIEDZY O RYNKU	119
3. Hurtowe ceny gazu	36	1. Statystyka publiczna	119
3.1. Zasady cenotwórczości gazu ziemnego w Polsce	36	2. Działalność informacyjno-promocyjna	120
3.2. Dostępność informacji	37	3. Działalność Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii	122
4. Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego	38	Część III. SĄDOWA KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE	124
4.1. Monitorowanie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych	38	Część IV. FUNKCJONOWANIE URZĘDU	128
4.2. Realizacja zasady TPA	39	1. Struktura organizacyjna Urzędu Regulacji Energetyki	128
4.3. Monitorowanie warunków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, usług skraplania gazu ziemnego oraz innych usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne	39	2. Załudnienie	128
4.4. Monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych	40	3. Budżet	128
5. Narzędzia regulacji	41	3.1. Dochody budżetu państwa	129
5.1. Koncesje	41	3.2. Wydatki	129
5.2. Taryfy dla paliw gazowych	41	3.3. Kontrola wykonania budżetu państwa przez Prezesa URE w 2004 r. przeprowadzona przez Najwyższą Izbę Kontroli	130
5.3. Wyznaczenie OSP	44	4. Szkolenie pracowników	131
5.4. Udzielanie zgody na budowę gazociągu bezpośredniego lub linii bezpośredniej	45	5. Współpraca z zagranicą	131
		5.1. Współpraca w ramach struktur instytucji unijnych	131
		5.2. Działalność w ramach instytucji zrzeszających regulatorów	133
		5.3. Działalność w ramach stowarzyszeń międzynarodowych	135
		5.4. Konferencje i seminaria międzynarodowe	135

Nota copyright © do artykułów zamieszczonych w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki przysługuje autorom tych artykułów.

BIULETYN URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Wydawca: Urząd Regulacji Energetyki

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

Skład i łamanie, organizacja druku i kolportaż: PPGK SA, 01-943 Warszawa, ul. Pstrowskiego 10, tel. 864 27 12

Oddano do druku 25 kwietnia 2006 r. Nakład: 1800 egzemplarzy, ISSN 1506-090X Cena zł 12 (w tym 0% VAT)

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

Numer konta bankowego do wpłat za prenumeratę: NBP O/O Warszawa 581010100028732231000000, Urząd Regulacji Energetyki (Biuletyn URE)

www.ure.gov.pl

ZAMIAST WSTĘPU – UWARUNKOWANIA PRAWNE, NOWELIZACJA USTAWY – PRAWO ENERGETYCZNE

Warunki funkcjonowania sektora energetycznego oraz jego Regulatora – Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej zwanego Prezesem URE), w 2005 r. związane są ściśle z licznymi zmianami ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne¹⁾, które weszły w życie w tym okresie.

Zmiany te były z jednej strony uwarunkowane koniecznością uwzględnienia doświadczeń wynikających z obserwacji funkcjonowania polskiego sektora energetycznego oraz z praktyki stosowania prawa, szczególnie w aspekcie konieczności sprecyzowania tych jej przepisów, których interpretacja nastroczała wątpliwości, z drugiej strony zaś – były konsekwencją zmian innych przepisów regulujących dziedziny pośrednio związane z prawem energetycznym.

Trzecią, najbardziej istotną przyczyną zmian w Prawie energetycznym była konieczność implementacji dwóch dyrektyw unijnych²⁾ dotyczących zasad wspólnego rynku gazu i energii elektrycznej. Celem obu tych dyrektyw jest stworzenie warunków do rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej i rynku gazu. Dyrektywy te nałożyły na państwa członkowskie szereg nowych obowiązków, m.in. obowiązki prawnego wydzielenia operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych oraz zapewnienia usług powszechnych, tzw. usługi kompleksowej, obejmującej zarówno sprzedaż energii elektrycznej, jak i świadczenie usługi przesyłowej dla gospodarstw domowych i odbiorców, którzy nie korzystają z uprawnienia do wyboru sprzedawcy. Zobowiązały też państwa członkowskie do wyposażenia regulatorów w dodatkowe uprawnienia związane z szeroko rozumianym monitorowaniem sektora energetycznego. W konsekwencji, zmiany wprowadzone w maju 2005 r. do ustawy – Prawo energetyczne mają na celu stworzenie warunków dla funkcjonowania w Polsce konkurencyjnych rynków energii elektrycznej i gazu.

Większość dotychczas dokonanych nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne w istotny sposób zmieniało

zakres uprawnień i obowiązków Prezesa URE, przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców paliw i energii. Wśród licznych nowelizacji nie brakowało także zmian o charakterze przypadkowym, a niekiedy wręcz będących wynikiem działalności lobbingowej³⁾.

Skutkiem powyższych nowelizacji zakres kompetencji Prezesa URE sukcesywnie się powiększał i należy się spodziewać, że proces ten będzie kontynuowany. Dla jego zilustrowania wskazane jest omówienie najistotniejszych nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne.

I. W wersji pierwotnej ustawy – Prawo energetyczne zadania Prezesa URE jako centralnego organu administracji rządowej, właściwego do realizacji zadań z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji, zamykały się w 10 punktach artykułu 23-ego tej ustawy. Obejmowały one:

- 1) udzielanie, odmowę udzielenia, zmianę i cofanie koncesji,
- 2) zatwierdzanie i kontrolowanie taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z przepisami prawa oraz zatwierdzanie i kontrolowanie cen węgla brunatnego,
- 3) uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych,
- 4) kontrolowanie parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców w zakresie obrotu paliwami gazowymi i energią elektryczną,
- 5) rozstrzyganie sporów w zakresie odmowy zawarcia umowy sprzedaży paliw i energii, umowy przyłączenia do sieci, umowy przesyłania oraz nieuzasadnionego wstrzymania dostaw paliw i energii (art. 8 ust. 1),
- 6) nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w ustawie,
- 7) współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym przedsiębiorstw energetycznych,
- 8) publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii,
- 9) zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących gospodarki energetycznej,

1) Tekst pierwotny: Dz. U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348 z późn. zm., tekst jednolity Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 z późn. zm.

2) Dyrektywy:

- 2003/55/WE dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego (Dz. Urz. WE L 176 z 15.07.2003 r.) oraz
- 2003/54/WE dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. WE L 176 z 15.07.2003 r.).

3) Przykładem takiego przepisu jest art. 45b ustawy – Prawo energetyczne (wprowadzony w styczniu 2002 r., zmieniony we wrześniu 2002 r.) zakazujący częstszych niż raz na 12 miesięcy zmian cen i stawek opłat za ciepło stosowanych w rozliczeniach z odbiorcami. Przepis ten został następnie uchylony w 2005 r.

10) kontrolę kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji energetycznych.

Ustawa – Prawo energetyczne była nowelizowana w sposób bezpośredni (25 razy, z czego 9 razy od wydania tekstu jednolitego w roku 2003). Największe zmiany w zakresie kompetencji Prezesa URE wprowadziły następujące nowelizacje:

- 1) z roku 2000 (Dz. U. z 2000 r. Nr 48, poz. 555),
- 2) z roku 2002 (Dz. U. z 2002 r. Nr 135, poz. 1144),
- 3) z roku 2004 (Dz. U. z 2004 r. Nr 91, poz. 875),
- 4) z roku 2005 (Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552).

Każda z nich zasadniczo niosła za sobą poszerzenie zadań Prezesa URE. I tak:

Ad 1) W wyniku nowelizacji dokonanej w 2000 r.⁴⁾ do zakresu zadań Prezesa URE włączone zostało **ustalenie współczynników korekcyjnych** określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych oraz zmianę warunków prowadzenia przez te przedsiębiorstwa danego rodzaju działalności gospodarczej oraz **ustalenie okresu obowiązywania** tych współczynników. Czynności te miały być wykonywane w procesie zatwierdzania taryf przedsiębiorstw energetycznych.

Ad 2) i 3) W 2003 r. weszła w życie kolejna duża nowelizacja Prawa energetycznego⁵⁾. Wprawdzie z zadań Prezesa URE wykreślono zatwierdzanie cen węgla brunatnego, to jednak nowelizacja ta na nowo określiła cele, jakie miały być realizowane przez ten organ, co nie pozostało bez znaczenia np. dla procesu taryfikacji, jak też wprowadziła do ustawy regulacje dotyczące obowiązku zakupu energii i ciepła ze źródeł odnawialnych. Nowelizacją tą wprowadzone zostały również zmiany ustawy, które weszły w życie z dniem 1 maja 2004 r. (z momentem przystąpienia Polski do Unii Europejskiej – dalej UE). Z dniem 1 maja 2004 r. weszła także w życie kolejna zmiana ustawy, wynikająca z ustawy z dnia 2 kwietnia 2004 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska⁶⁾.

W konsekwencji powyższych zmian, od 1 maja 2004 r. do zadań i kompetencji Prezesa URE zostały włączone:

- 1) zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących gospodarki energetycznej, w tym obliczanie i ogłaszanie w terminie do 31 marca każdego roku za poprzedni rok kalendarzowy średniej ceny sprzedaży, przez wytwarzającego, energii elektrycznej wytworzonej w przyłączonych do sieci odnawialnych źródłach energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej,
- 2) gromadzenie informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania UE i przekazywanie ich do Komisji Europejskiej (dalej KE) za pośrednictwem ministra właściwego do spraw gospodarki,

3) wydawanie oraz umarzanie świadectw pochodzenia energii wytworzonej w odnawialnych źródłach energii (OZE).

Z dniem 1 maja 2004 r. na **wszystkie** przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające energię elektryczną w odnawialnych źródłach energii, **niezależnie od wielkości tego źródła**, nałożono obowiązek uzyskania koncesji. W związku z tym z wnioskami o udzielenie koncesji na wytwarzanie energii w OZE natychmiast wystąpiło **621** przedsiębiorstw, które dotychczas korzystały z wolności działalności gospodarczej. Od stycznia do grudnia 2005 r. z wnioskami o udzielenie lub zmianę koncesji na wytwarzanie energii w OZE zwróciło się **278** podmiotów.

Ad 4) W 2005 r. miała miejsce kolejna nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne dokonana ustawą z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska⁷⁾. Ustawa ta weszła w życie z dniem 3 maja 2005 r. i była podyktowana koniecznością implementacji dwóch wspomnianych na wstępie dyrektyw. W wyniku tej nowelizacji dotychczasowy zakres zadań realizowanych przez Prezesa URE uległ znacznemu rozszerzeniu.

1. Do **nowych** obowiązków Prezesa URE należy obecnie:

- 1) ustalanie wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału dla przedsiębiorstw energetycznych przedkładających taryfy do zatwierdzenia,
- 2) ustalanie maksymalnego udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji dla poszczególnych grup odbiorców w taryfach dla paliw gazowych i energii, w przypadkach, gdy wymaga tego ochrona interesów odbiorców,
- 3) udzielanie i cofanie zwolnienia z obowiązku świadczenia usług przesyłowych, magazynowania paliw gazowych, transportu gazu ziemnego siecią gazociągów kopalnianych, usług skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego,
- 4) wyznaczanie operatorów sieci przesyłowych energetycznych i gazowych,
- 5) zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi,
- 6) organizowanie i przeprowadzanie przetargów dotyczących:
 - a) wylaniania sprzedawców z urzędu;
 - b) budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej i realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną,
- 7) kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1228/2003/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej⁸⁾,

4) Ustawa z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2000 r. Nr 48, poz. 555).

5) Ustawa z dnia 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2002 r. Nr 135, poz. 1144).

6) Dz. U. z 2004 r. Nr 91, poz. 875.

7) Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552.

8) Dz. Urz. WE L 176 z 15.07.2003 r.

- 8) ustalanie metod kontroli i podejmowanie działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych,
- 9) określanie i publikowanie wskaźników i cen wskaźnikowych istotnych dla procesu kształtowania taryf,
- 10) publikowanie w Biuletynie URE jednostkowej opłaty zastępczej związanej z realizacją obowiązku zakupu energii z odnawialnych źródeł energii,
- 11) zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, w tym obliczanie i ogłaszanie w terminie do 31 marca każdego roku:
 - a) średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła;
 - b) średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym – w poprzednim roku kalendarzowym,
- 12) monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego w zakresie:
 - a) zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia, we współpracy z właściwymi organami państw członkowskich UE lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym;
 - b) mechanizmów bilansowania systemu gazowego lub systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie gazowym i elektroenergetycznym;
 - c) warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tej sieci;
 - d) wypełniania obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stron umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych;
 - e) warunków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, usług skraplania gazu ziemnego oraz innych usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne;
 - f) bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych i energii elektrycznej;
 - g) wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań;
 - h) wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków w zakresie prowadzenia ewidencji księgowej.

2. Należy też podkreślić, iż w odniesieniu do **dotychczasowych zadań** poszerzeniu uległ także **katalog spraw spornych**, rozpatrywanych przez Prezesa URE – w wyniku zmiany Prawa energetycznego, wprowadzonej w **maju 2005 r.**, do dotychczasowych sporów o odmowę zawarcia umowy sprzedaży paliw i energii, umowy o przyłączenie do sieci i umowy przesyłowej zostały również dołączone

spory dotyczące umów o **świadczenie usługi transportu gazu ziemnego, o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych oraz o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego.**

3. Poszerzony zakres zadań skutkował też rozszerzeniem katalogu **kar pieniężnych** nakładanych przez Prezesa URE.

4. Do zakresu **obowiązków** Prezesa URE należy również kontrolowanie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne **obowiązku** zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (OZE). W gestii Prezesa URE skupiono wszystkie elementy związane z kontrolowaniem wypełniania tego obowiązku, od decyzji o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii w OZE, poprzez wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia oraz związaną z tym wymianę informacji z podmiotem prowadzącym giełdę towarową, publikację zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej, po system kar za niewypełnienie tego obowiązku.

5. Również **dotychczasowe** zadanie Prezesa URE w zakresie dotyczącym powoływania **komisji kwalifikacyjnych** zostało na tyle rozbudowane, że jego realizacja wymaga częstej aktualizacji zmian zachodzących w składach osobowych powoływanych komisji kwalifikacyjnych (powoływanych na okres 5 lat). Zmiana ustawy – Prawo energetyczne (w **maju 2005 r.**) przywróciła wymóg okresowego (**co 5 lat**) sprawdzenia spełnienia **wymagań kwalifikacyjnych**, co skutkuje koniecznością powoływania większej liczby komisji kwalifikacyjnych.

6. Wprowadzony w ustawie – Prawo energetyczne **system notyfikacji** przez przedsiębiorstwa energetyczne każdej **odmowy przyłączenia** do sieci skutkuje zaangażowaniem znacznych środków osobowych w realizację zadania polegającego na przeprowadzeniu postępowania wyjaśniającego na okoliczność, czy każda z odmów przyłączenia była uzasadniona. Liczba dotychczas zgłoszonych odmów przyłączenia (w ciągu **7 miesięcy** obowiązywania ustawy – od maja do grudnia 2005 r.) wynosi **ok. 2 300**. Rozpatrzenie każdej z tych odmów wymaga przeprowadzenia rzetelnej analizy ekonomicznej i prawnej w wymaganym czasie 2 miesięcy.

7. Prezes URE został również włączony w proces inwestycyjny związany z budową **gazociągów bezpośrednich lub linii bezpośrednich**, poprzez **udzielanie zgody na budowę** tego rodzaju gazociągów lub linii. Zgoda ta powinna być udzielona przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę.

8. W odniesieniu do niektórych nowych zadań, np. dotyczących organizowania i przeprowadzania przetargów na sprzedawcę z urzędu, jak też na nowe moce wytwórcze, **rzeczywisty zakres obowiązków uszczegółowiony zostanie dopiero w aktach wykonawczych**, których kształt nie jest jeszcze znany.

II. Rozszerzenie zakresu kompetencji Prezesa URE dokonywane było także na podstawie innych aktów prawnych. I tak:

1. Z dniem **19 marca 2004 r.**, dokonano rozszerzenia kompetencji Prezesa URE w zakresie **regu-**

lacji rynku paliw ciekłych. W wyniku zmian ustawy – Prawo energetyczne, dokonanych przez ustawę z dnia 23 stycznia 2004 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych⁹⁾, obowiązkiem uzyskania koncesji wydawanych przez Prezesa URE objęci zostali praktycznie wszyscy przedsiębiorcy prowadzący działalność w zakresie obrotu paliwami ciekłymi. W efekcie tych zmian od podmiotów, które do tychczas korzystały z wolności działalności gospodarczej, do URE wpłynęło jednorazowo ok. **6 800** dalszych wniosków o udzielenie koncesji. Natomiast w 2005 r. (do grudnia) wpłynęło ok. **1 170** dalszych wniosków o udzielenie lub zmianę koncesji na obrót paliwami ciekłymi.

Oznacza to, że również w kolejnych latach zwiększy się liczba decyzji w sprawach koncesji – ze względu na częste zmiany organizacyjne po stronie przedsiębiorców działających na rynku paliw ciekłych (tworzenie, przekształcanie i likwidacja podmiotów), przy równoczesnym znacznym zwiększeniu liczby koncesjonariuszy.

2. Od 2004 r. Prezes URE został również zobowiązany do prowadzenia **badan statystycznych** w ramach ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej¹⁰⁾. Po raz pierwszy, rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 22 lipca 2003 r. w sprawie programu badań statystycznych statystyki publicznej na rok 2004¹¹⁾, w badaniu 1.44.02 (105) Prezes URE został wskazany jako jeden z podmiotów prowadzących to badanie (w zakresie źródeł odnawialnych i ciepłownictwa). Przeprowadzenie tego badania przewiduje również program badań statystycznych na rok 2006.

3. Z dniem 1 stycznia 2004 r., w związku z wejściem w życie ustawy z dnia 2 października 2003 r. o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych¹²⁾, Prezes URE zobowiązany został również do prowadzenia monitoringu rynku paliw ciekłych, biopaliw ciekłych oraz biokomponentów, w tym sporządzania (na podstawie sprawozdań gromadzonych od wytwórców biokomponentów, producentów paliw i biopaliw ciekłych oraz od dyrektorów izb celnych) **zbiorczej informacji**, zawierającej określenie:

- 1) liczby podmiotów zajmujących się wytwarzaniem biokomponentów i obrotem nimi, produkcją biopaliw ciekłych oraz paliw ciekłych i obrotem nimi,
- 2) ilości i wartości wytworzonych i wprowadzonych do obrotu biokomponentów,
- 3) ilości i wartości wyprodukowanych i wprowadzonych do obrotu biopaliw ciekłych oraz paliw ciekłych.

Przedstawiony zakres zadań Prezesa URE jako organu regulacyjnego, w najbliższym czasie będzie ulegał **dalszemu** poszerzaniu. Należy mieć na uwadze, że nowe zadania będą wynikać w szczególności z już opublikowanych aktów prawa europejskiego (rozporządzenia (WE) nr 1775/2005 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 28 września 2005 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego) oraz z Dyrektywy 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniającej dyrektywę 92/42/EWG. Przepisy tej dyrektywy nakładają na państwa członkowskie m.in. obowiązek gwarantowania pochodzenia energii elektrycznej z kogeneracji według obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminujących kryteriów (art. 5 ust. 1) oraz wyznaczenia organu sprawującego nadzór nad wydawaniem gwarancji pochodzenia (art. 5 ust. 2). W konsekwencji niezbędne będzie dokonanie kolejnej nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne.

Należy także zwrócić uwagę na specyficzne usytuowanie prawne Prezesa URE w systemie organów państwowych, związane z charakterystycznym zakresem nadzoru i kontroli nad działalnością tego organu i podejmowanymi przez niego rozstrzygnięciami. Prezes URE jest centralnym organem administracji rządowej, powoływany przez Prezesa Rady Ministrów. Zgodnie z ustawą o działach administracji rządowej¹³⁾ minister właściwy do spraw gospodarki sprawuje „nadzór nad Prezesem URE”. Jednakże ustawa ta nie wskazuje zakresu tego nadzoru, natomiast ustawa – Prawo energetyczne upoważnia ministra do spraw gospodarki przede wszystkim do wystąpienia do Premiera z wnioskiem o powołanie Prezesa URE. Minister ten powołuje także na wniosek Prezesa URE – Wiceprezesa URE oraz nadaje statut Urzędu. Prezes URE jest zobowiązany także do składania temu ministrowi, do końca pierwszego kwartału każdego roku, sprawozdania ze swojej działalności, zawierającego m.in. ocenę bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych i energii elektrycznej, oraz jest zobowiązany do przedstawiania na jego żądanie informacji dotyczącej swojej działalności. I na tym uprawnienia nadzorcze przypisane ustawowo innym organom administracyjnym się kończą. Natomiast bardzo specyficzne jest usytuowanie Prezesa URE w systemie kontroli rozstrzygnięć podejmowanych przez ten organ. Kontrola decyzji Prezesa URE została bowiem „wyjęta” ze zwykłego trybu odwoławczego, jaki znajduje zastosowanie do innych organów administracyjnych, a więc trybu przewidzianego w Kodeksie postępowania administracyjnego i w ustawach dotyczących sądownictwa administracyjnego (choć w tym ostatnim przypadku nie do końca). Od decyzji (postanowień) wydawanych przez Prezesa URE przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (dalej SOKiK), a postępowania w sprawie odwołań toczą się według przepisów Kodeksu postępowania cywilnego o postępowaniach w sprawach gospodarczych. Ten specyficzny tryb odwoławczy wynika niewątpliwie z faktu, że podejmowane przez Prezesa

9) Dz. U. z 2004 r. Nr 34, poz. 293, z późn. zm.

10) Dz. U. z 1995 r. Nr 88, poz. 439, z późn. zm.

11) Dz. U. z 2003 r. Nr 159, poz. 1538, z późn. zm.

12) Dz. U. z 2003 r. Nr 199, poz. 1934, z późn. zm.

13) Dz. U. z 2003 r. Nr 159, poz. 1548, z późn. zm.

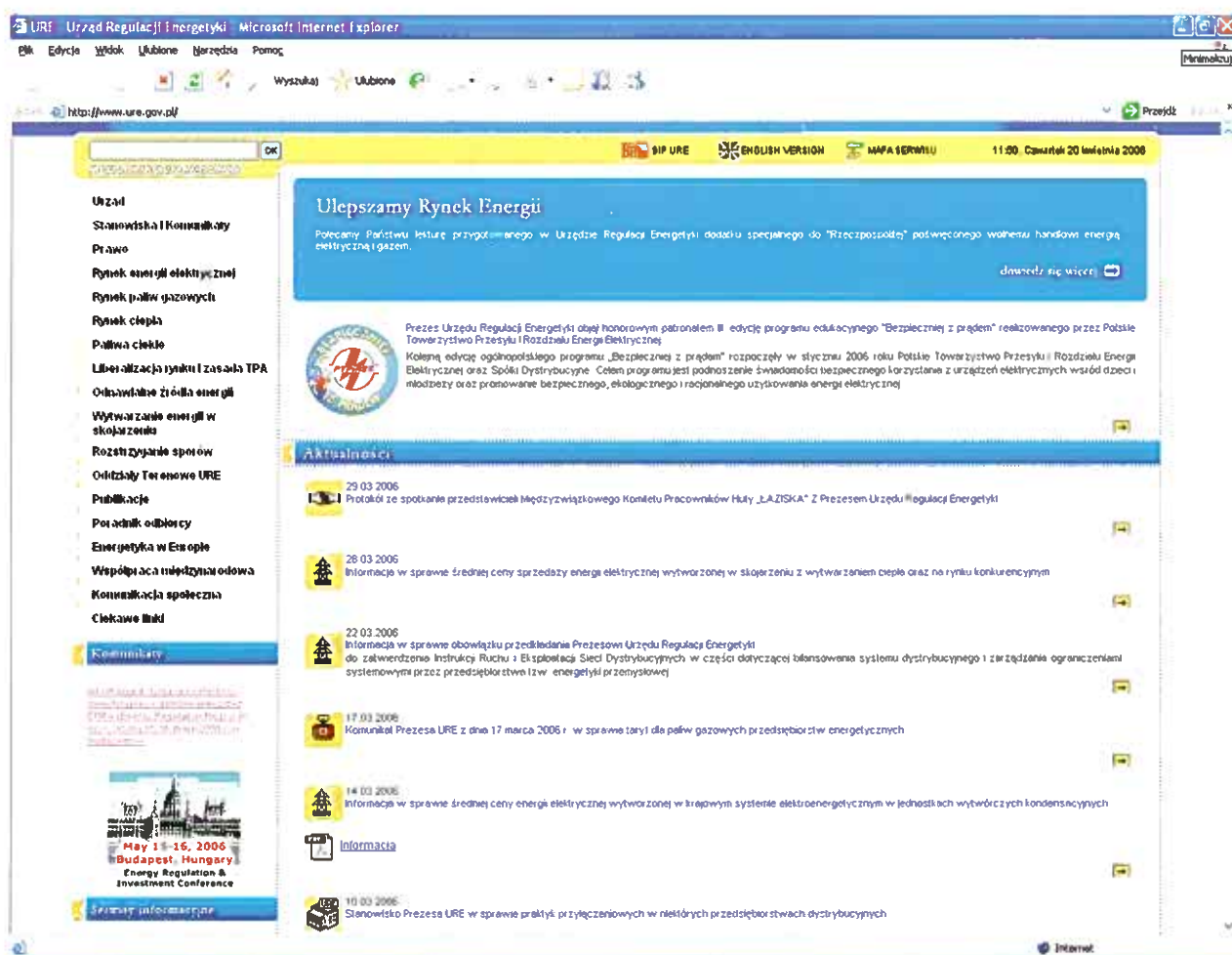
URE rozstrzygnięcia niejednokrotnie ingerują bardzo głęboko w sferę działalności gospodarczej prowadzonej przez podmioty regulowane, a niejednokrotnie (np. przy rozstrzyganiu sporów) zastępują wolę stron umów cywilno-prawnych. Przyjęcie takiego trybu odwoławczego powoduje, że nierównoprawna pozycja stron na etapie postępowania administracyjnego (tu zawsze organ administracyjny rozstrzyga jednostronnie i władczo) wyrównuje się. Prezes URE jest przed sądem (najczęściej) pozwanym i musi bronić swych racji na zasadzie sporu stron przed niezależnym arbitrem.

Skomplikowanie kontroli działalności Prezesa URE nie kończy się jednak tylko na etapie postępowania

przed SOKiK, ponieważ działalność regulacyjna podlega także kontroli sądownictwa administracyjnego. Zgodnie bowiem z orzecznictwem zarówno Naczelnego Sądu Administracyjnego, jak i obecnie Wojewódzkich Sądów Administracyjnych, skargi na bezczynność Prezesa URE należą do kognicji tych sądów.

Umiejscowienie Prezesa URE zarówno wśród organów administracyjnych, jak i w systemie odwoławczym jest dość skomplikowane, a sprawne poruszanie się w nim, pomijając przedstawiany wcześniej rozbudowany zakres uprawnień i obowiązków tego organu w ustawie – Prawo energetyczne, wymaga znajomości wielu bardzo różnorodnych i złożonych regulacji prawnych.

Zapraszamy na stronę internetową Urzędu Regulacji Energetyki:
www.ure.gov.pl



Część I. USTAWOWE OBOWIĄZKI PREZESA URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

A. Promowanie rozwiązań rynkowych w sektorze energii elektrycznej

1. Wprowadzenie

Przystąpienie Polski do Unii Europejskiej spowodowało konieczność implementacji wspólnotowych przepisów dotyczących m.in. elektroenergetyki do prawa krajowego. W odniesieniu do rynku energii elektrycznej szczególne znaczenie dla jego pełnej liberalizacji i wdrożenia prawa wyboru sprzedawcy ma Dyrektywa 2003/54/WE dotycząca wspólnych zasad na wewnętrznego rynku energii elektrycznej. W celu wypełnienia obowiązków wynikających m.in. z tej dyrektywy została dokonana nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne, która w zmienionym kształcie weszła w życie 3 maja 2005 r.

Nowelizacja ustawy w pierwszym rzędzie dokonała formalnie otwarcia rynku energii (czyli prawa wyboru sprzedawcy) dla wszystkich odbiorców z wyjątkiem gospodarstw domowych. Ci ostatni, zgodnie z zapisami Dyrektywy 2003/54/WE nabyli prawo wyboru sprzedawcy energii 1 lipca 2007 r.

W ślad za dyrektywą elektryczną, ustawa – Prawo energetyczne dokonuje znaczącej reorganizacji sektora elektroenergetycznego poprzez wprowadzenie obowiązku wydzielenia ze struktur pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw energetycznych operatorów systemów elektroenergetycznych przesyłowych i dystrybucyjnych, w celu zapewnienia im niezależności działania. O ile operator systemu przesyłowego został wydzielony z początkiem lipca 2004 r., to ustawowe zapisy regulujące działalność operatorów systemów dystrybucyjnych stanowią nową jakość. Definiują one obowiązki i zadania operatorów systemów dystrybucyjnych. Do czasu wyodrębnienia ich ze struktur pionowo zintegrowanych ich funkcję pełnią dzisiejsze spółki dystrybucyjne, jednak nie później niż do 31 grudnia 2006 r.

Szczegółowe warunki funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, zgodnie z delegacją ustawową, powinny zostać opisane w rozporządzeniu ministra właściwego do spraw gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego¹⁾. Jego zakres będzie znacznie szerszy od obecnie funkcjonującego rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków przyłączania podmiotów do sieci elektroenergetycznych.

Kolejną zmianą, istotną dla wprowadzania mechanizmów rynkowych, wymaganą przez Dyrektywę 2003/54/WE, jest dodanie dla Prezesa URE uprawnienia dotyczącego zatwierdzania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci: przesyłowej i dystrybucyjnych (tzw. kodeksów sie-

ciowych) w części dotyczącej bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi. Praktyka pokazuje, że instrukcje te określają model funkcjonowania rynku energii elektrycznej, definiując w sposób szczegółowy zasady i reguły działania na tym rynku. Wypełniając obowiązek zawarty w ustawie – Prawo energetyczne operator systemu przesyłowego przygotował i przedstawił do zatwierdzenia przez Prezesa URE projekt instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, dokonując uprzednio konsultacji z uczestnikami rynku. Po zatwierdzeniu tej instrukcji obowiązek przechodzi na rzecz operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy w ciągu 60 dni powinni przedstawić do zatwierdzenia swoje instrukcje ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych. Należy przy tym podkreślić, że dotychczas obowiązki ustawowe nałożone na operatorów systemów elektroenergetycznych zostały wypełnione, mimo braku szczegółowych zasad funkcjonowania systemu elektroenergetycznego opisanych w rozporządzeniu ministra właściwego ds. gospodarki.

Struktura rynku energii elektrycznej nie uległa zasadniczym zmianom w 2005 r. Nadal podstawowym paliwem w polskiej elektroenergetyce jest węgiel kamienny i brunatny. Nie rozwiązany pozostaje problem kontraktów długoterminowych²⁾.

2. Strukturalna charakterystyka rynku

2.1. Bilans produkcji i zużycia energii elektrycznej

Moc zainstalowana i osiągalna³⁾

Moc zainstalowana elektrowni krajowych na koniec 2005 r. wynosiła 34 673 MW, w tym 32 120 MW w elektrowniach zawodowych (20 352 MW na węglu kamiennym, 8 806 MW na węglu brunatnym, 769 MW spalających gaz i 2 193 MW w elektrowniach wodnych) oraz 2 553 MW w elektrowniach przemysłowych (w tym przeszło 97% w źródłach ciepłych).

2) Kontrakty długoterminowe, zawarte w połowie lat 90. pomiędzy PSE SA a wybranymi wytwórcami energii, miały na celu umożliwienie pozyskania środków na inwestycje proekologiczne, modernizacyjne i budowę nowych mocy. Jednakże – poprzez stanowiącą istotę kontraktów gwarancję zakupu uzgodnionego wolumenu energii – od samego początku istotnie zakłócały relacje rynkowe, uprzywilejowując tych wytwórców, którzy będąc stroną kontraktu nie musieli zabiegać o klientów na swoją energię. Co gorzej – zakup odbywał się po cenie zapewniającej pokrycie kosztów, więc wytwórcy posiadający kontrakty pozbawieni byli presji na poprawę efektywności działalności wytwórczej.

3) Na podstawie danych operacyjnych PSE – Operator SA.

1) Dotychczas nie zostało ono wydane.

W porównaniu z 2004 r., nastąpił niewielki spadek mocy zainstalowanej, tj. o 0,1%, przy czym należy odnotować, że zmniejszenie mocy zainstalowanej nastąpiło w elektrowniach zawodowych na węglu kamiennym (o 3,7%) oraz na węglu brunatnym (o 0,6%), natomiast w przypadku pozostałych elektrowni nastąpił jej wzrost.

Moc zainstalowana elektrowni niezależnych na koniec 2005 r. wynosiła 227 MW⁴⁾.

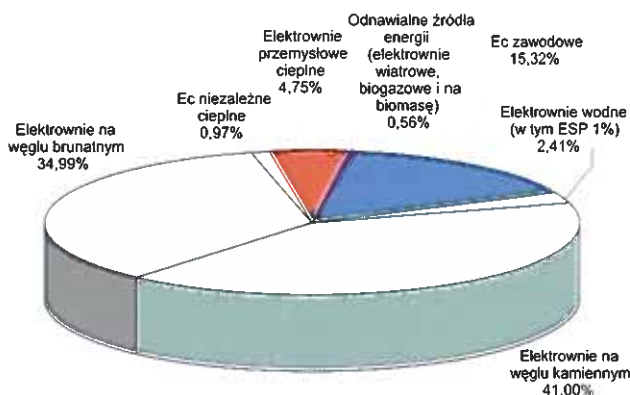
Średnie roczne zapotrzebowanie na moc w 2005 r. wyniosło 19 777 MW i wzrosło o 265 MW, tj. o 1,4% w stosunku do 2004 r. Maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 23 477 MW (wystąpiło 21 grudnia o godz. 17:00), zaś minimalne – 10 695 MW (wystąpiło 15 sierpnia o godz. 6:00) (tabela A1).

Tabela A2 zawiera zestawienie wybranych danych charakteryzujących pracę elektrowni zawodowych w latach 2004 i 2005 na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytów wieczornych w dniach roboczych. Wśród przedstawionych poniżej danych uwagę zwraca znaczny wzrost mocy jednostek wytwórczych będących w postojach awaryjnych (o 44,3%), co odzwierciedla zły stan techniczny krajowych mocy wytwórczych. Można było również zaobserwować ponad 10% wzrost mocy jednostek wytwórczych zaliczonych do tzw. pozostałych ubytków (m.in. postoje ze względu na warunki eksploatacyjne).

Produkcja energii elektrycznej⁵⁾

W tabeli A3 przedstawiono strukturę wytwarzania energii elektrycznej w 2004 i 2005 r.

Rysunek A1. Struktura produkcji energii elektrycznej w 2005 r. – ogółem



Źródło: Informacja statystyczna o energii elektrycznej – grudzień 2005 r., Agencja Rynku Energii SA

Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju w 2005 r. kształtowała się na poziomie 156 938 GWh i była większa o 1,8% w porównaniu do 2004 r. Z tego:

- przedsiębiorstwa wytwórcze energetyki zawodowej wyprodukowały 148 359 GWh, tj. o 1,9% więcej niż w 2004 r.,
 - elektrownie przemysłowe wyprodukowały 8 090 GWh, tj. o 0,1% mniej niż w 2004 r.,
 - pozostałe elektrownie niezależne, czyli – małe elektrownie wodne, wiatrowe, na biogaz oraz na biomasę – wyprodukowały 489 GWh, tj. 9,4% więcej niż w 2004 r.
- Dynamika wzrostu produkcji energii w latach 2004-

Tabela A1. Zapotrzebowanie na moce wytwórcze w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

Rok	Popyt szczytowy [GW]	Moce dostępne (dyspozycyjne) [GW]	Inwestycje netto – moce nowo powstałe minus moce zlikwidowane [GW]			
			węgiel i ropa naftowa	gaz	odnawialne źródła energii	elektrociepłownie
2000	22,29	26,64	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
2001	22,87	26,32	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
2002	23,21	26,87	0,2374	0	0,0545	0,3041
2003	23,29	27,59	0,1180	0,3619	0,3939	-0,1616
2004	23,11	27,98	-0,0662	0,0078	0,0199	0,1258
2005	23,48	27,80	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.

Źródło: PSE – Operator SA

Tabela A2. Wybrane wielkości dotyczące pracy elektrowni zawodowych w 2004 i 2005 r. (na podstawie średnich – rocznych wartości ze szczytów wieczornych w dniach roboczych)

Wyszczególnienie	2004 r. [MW]	2005 r. [MW]	2005/2004 [%]
Moc osiągalna	31 887	32 105	100,7
Obciążenie	19 942	20 137	101,0
Rezerwy	7 061	6 698	94,9
Remonty kapitalne i średnie	2 695	2 712	100,6
Remonty awaryjne	420	606	144,3
Pozostałe ubytki	1 905	2 109	110,7

Źródło: PSE – Operator SA

4) Z czego: 72 MW el. wodne, 123 MW el. wiatrowe, 31 MW el. biogazowe, 1 MW el. na biomasę; na podstawie danych za grudzień 2005 r., Informacja statystyczna o energii elektrycznej, Agencja Rynku Energii SA.

5) Na podstawie danych za grudzień 2005 r., Informacja statystyczna o energii elektrycznej, Agencja Rynku Energii SA.

Tabela A3. Struktura produkcji energii elektrycznej w 2004 i 2005 r.

Segment	Produkcja energii [GWh]		Dynamika [%]	Struktura wytwarzania [%]	
	2004	2005		2004	2005
Produkcja w kraju ogółem	154 159	156 938	101,8	100,0	100,0
z tego:					
- elektrownie zawodowe	145 613	148 359	101,9	94,5	94,5
w tym:					
- elektrownie ciepłe:	142 151	144 832	101,9	97,6	97,6
z tego elektrownie spalające:					
- węgiel kamienny	86 477	86 246	99,7	60,8	59,5
- węgiel brunatny	52 159	54 865	105,2	36,7	38,0
- gaz ⁵⁾	3 263	2 944	90,2	2,3	2,0
- współspalanie biopaliw	251	777	309,6	0,2	0,5
- elektrownie wodne	3 462	3 527	101,9	2,4	2,4
- elektrownie przemysłowe	8 099	8 090	99,9	5,3	5,2
z tego:					
- ciepłe	7 556	7 457	98,7	93,3	92,2
- w tym: gazowe	228	231	101,3	3,0	3,1
- źródła odnawialne	542	633	116,8	6,7	7,8
- elektrownie niezależne pozostałe	447	489	109,4	0,3	0,3

Źródło: Informacja statystyczna o energii elektrycznej – grudzień 2005 r., Agencja Rynku Energii SA

-2005 wyniosła ok. 1,8% i nieznacznie wzrosła w porównaniu do lat 2003-2004, kiedy to wynosiła 1,6%. Najwyższy wzrost produkcji energii elektrycznej odnotowano w elektrowniach zawodowych: na węgiel brunatny (5,2%) oraz wodnych (1,9%). Ponadto 94,5% energii elektrycznej wyprodukowano w elektrowniach zawodowych, przy czym 59,5% z tej ilości wyprodukowano w elektrowniach zawodowych na węglu kamiennym, natomiast niemal 37,9% na węglu brunatnym. Porównując wyżej wymienione wielkości do danych za lata 2003-2004 należy podkreślić, że struktura ta nie uległa zasadniczym zmianom.

Krajowe zużycie energii elektrycznej⁷⁾

Krajowe zużycie energii elektrycznej w 2005 r. wyniosło 144 838 GWh i było wyższe od zużycia w 2004 r. o 769 GWh, tj. o 0,5%. Podobnie jak zapotrzebowanie na moc, krajowe zużycie energii elektrycznej wykazuje nadal tendencję wzrostową, w latach 2003-2004 dynamika wzrostu wyniosła 2,5%.

Ograniczenia dostaw energii elektrycznej⁸⁾

W 2005 r. nie było ograniczeń w poborze mocy ani wyłączeń odbiorców spowodowanych brakiem mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Dzięki korzystnemu bilansowi mocy w 2005 r. nie wprowadzano obniżek napięć w celu pokrycia zapotrzebowania.

Wielkość energii elektrycznej niedostarczonej w wyniku awarii sieciowych w 2005 r. wyniosła 13,9 GWh i była prawie 2-krotnie niższa niż w 2004 r. (dla przypomnienia, w 2004 r. wielkość ta wynosiła 26 GWh i była aż 15-krotnie wyższa niż w 2003 r.).

2.2. Koncentracja

Koncentracja wytwarzania

Rozpoczęcie w 2004 r. działalności holdingu BOT Górnictwo i Energetyka SA spowodowało znaczny wzrost wskaźnika koncentracji HHI⁹⁾ na rynku wytwórców energii elektrycznej. Zwiększył się także udział w rynku trzech

Tabela A4. Charakterystyka rynku dla dziesięciu najważniejszych wytwórców energii elektrycznej

Rok	Liczba wytwórców o udziale w rynku > 5% (wg mocy osiągalnej) [szt.]	Udział w rynku trzech największych wytwórców (wg mocy osiągalnej) [%]	Wskaźnik HHI	
			elektrownie wg mocy osiągalnej	elektrownie wg produkcji faktycznej
2003	9	49,0	1 189,1	1 328,1
2004 ^{*)}	7	62,1	1 748,6	2 138,7
2005 ^{*)}	7	62,6	1 779,3	2 250,0

*) Po utworzeniu holdingu BOT GiE SA.

Źródło: URE

9) Współczynnik Hirschfelda Hirschmanna określany jest jako suma kwadratów udziałów procentowych w rynku: HHI > 5 000 – koncentracja bardzo wysoka, HHI od 1 800 do 5 000 – koncentracja wysoka, HHI od 750 do 1 800 – koncentracja średnia (wg Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu, Bruksela 2005).

6) Dotyczy jednostek wytwórczych jednopaliwowych (gazowych).

7) Na podstawie danych PSE – Operator SA.

8) Na podstawie danych PSE – Operator SA.

największych wytwórców energii (BOT GiE SA, PKE SA, EL Kozienice SA), który w 2004 r. wyniósł 62,1%.

W 2005 r. niewiele się zmieniło w tym zakresie – liczba wytwórców o udziale w rynku powyżej 5% oraz wskaźniki HHI pozostały na zbliżonym poziomie, przy czym wskaźnik HHI w zakresie produkcji znalazł się w przedziale o wysokiej koncentracji, a dla mocy osiągananej – na średnim poziomie koncentracji rynku. Analiza ta została przeprowadzona dla dziesięciu najważniejszych wytwórców energii elektrycznej (niemal 80% produkcji krajowej), bez wyodrębniania pozostałych – mniejszych przedsiębiorstw wytwórczych.

Koncentracja sprzedaży

Handel hurtowy energią elektryczną na polskim rynku energii odbywa się przede wszystkim na podstawie niestandardyzowanych kontraktów bilateralnych (krótko- i średnioterminowych) oraz w KDT. W znikomym stopniu transakcje zawierane są na Towarowej Gieldzie Energii SA oraz za pomocą wirtualnych gield energii (tabela A5).

Strukturę sprzedaży w podziale na segmenty rynku w latach 2002-2005 dla 10 wytwórców systemowych przedstawia rysunek A2.

Sprzedaż energii elektrycznej w ramach kontraktów długoterminowych stanowi obecnie około 31,8% całkowitej sprzedaży wytwórców systemowych. W porównaniu do roku poprzedniego, w 2005 r. wartość ta zmalała o 29,6%.

W 2005 r. kontynuowano prace nad programem restrukturyzacji kontraktów długoterminowych. Prezes URE współpracował z Ministrem Gospodarki podczas opracowywania rozwiązań zawartych w programie pomocowym. W wyniku powyższych działań powstał pro-

jekt ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych w przedsiębiorstwach w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, który został zaakceptowany przez Radę Ministrów w styczniu 2005 r. i przekazany do prac parlamentarnych oraz równolegle przesłany do notyfikacji przez KE w marcu 2005 r.

Od maja do lipca 2005 r. prace nad projektem były prowadzone dwutorowo. Trwały uzgodnienia projektu w Sejmowej Komisji Gospodarki, a następnie w powołanej do tego celu Podkomisji, oraz odbywały się spotkania z ekspertami KE w sprawie rozwiązań zastosowanych w programie. Prace nad zasadniczymi zmianami w sposobie kalkulacji zostały zawieszone w sierpniu 2005 r. ze względu na zakończenie prac Sejmu oraz brak rozstrzygnięcia kwestii zawartych w piśmie KE (Dyrekcji Generalnej ds. Konkurencji) z dnia 28 lipca 2005 r. znak COMP/G4/BA/AD-/co(2005)D/1100, dotyczących sposobu kalkulacji kosztów osieroconych.

W związku z Decyzją KE z dnia 20 listopada 2005 r. (znak K(2005)4426), w sprawie wszczęcia – określonej w art. 88 ust. 2 Traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską – procedury formalnego postępowania wyjaśniającego w odniesieniu do zgłoszonego jako program pomocowy (pomoc państwa nr C 43/2005 (ex N 99/2005)) projektu ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych w przedsiębiorstwach w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej oraz w stosunku do istniejących umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, podjęto prace dotyczące aktualizacji wyliczeń kosztów osieroconych. Uchwałą Rady Ministrów Nr 318/2005 z dnia 20 grudnia 2005 r. określono sposób współdziałania naczelnych i centralnych

Tabela A5. Kierunki sprzedaży energii elektrycznej dla dziesięciu wytwórców systemowych (w TWh)

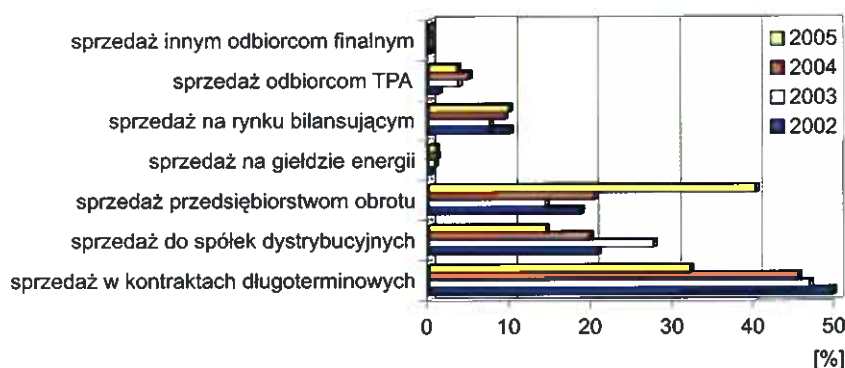
Rok	Ogółem	W KDT*)	W kontraktach dwustronnych	Na rynku spot	Na rynku bilansującym**)	Na rynku terminowym
2003	109,56	51,12	49,55	0,74	8,15	0
2004	120,52	54,48	53,81	1,10	11,13	0
2005	124,25	39,45	71,75	1,05	12,01	0

*) Segment regulowany.

**) Łącznie z tzw. generacją wymuszoną względami systemowymi.

Źródło: URE

Rysunek A2. Procentowe udziały rynku energii elektrycznej w latach 2002-2005



Źródło: URE

Tabela A6. Stopień integracji rynkowej pomiędzy wytwórcami a sprzedawcami energii elektrycznej

Przedsiębiorstwo wytwórcze	Przedsiębiorstwo obrotu	Zależność
EL Polaniec SA	Electrabel Polska	JGK
EL Kozienice SA	Brak wyodrębnienia	-
EL Rybnik SA	Everen SA	JGK
EL Skawina SA	Brak wyodrębnienia	-
EL Stalowa Wola SA	Brak wyodrębnienia	-
PKE SA	Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa	JGK
ZEL Dolna Odra SA	Brak wyodrębnienia	-
ZEL Ostrołęka SA	Brak wyodrębnienia	-
ZEL PAK SA	Elektrim Volt	JGK
BOT GIE SA	Brak wyodrębnienia	JGK

JGK – jedna grupa kapitałowa

Źródło: URE

Tabela A7. Udział spółek dystrybucyjnych w sprzedaży energii elektrycznej w poszczególnych obszarach dystrybucyjnych

Grupa	Wolumen sprzedaży [TWh]	Udział [%]	Liczba odbiorców [mln]	Udział [%]	Faktyczny udział w rynku*) [%]
Koncern Energetyczny ENERGA SA	18,00	17,1	2,71	17,3	92,1
ENEA SA	15,23	14,5	2,26	14,4	99,8
EnergiaPro Koncern Energetyczny SA	12,31	11,7	1,56	10,0	90,8
L-6	19,62	18,6	3,78	24,1	98,5
ENION SA	16,83	16,0	2,34	14,9	81,3
Ł-2	6,93	6,6	1,08	6,9	98,4
STOEN SA	5,98	5,7	0,83	5,3	96,2
Vattenfall Distribution Poland SA	10,44	9,9	1,1	7,0	68,1
RAZEM	105,35	100,0	15,66	100,0	-

*) Sprzedaż energii elektrycznej spółek dystrybucyjnych do odbiorców uprawnionych przyłączonych do sieci poszczególnych spółek w stosunku do całkowitej ilości energii elektrycznej dostarczonej tym odbiorcom.

Źródło: URE

organów administracji rządowej w tej sprawie. Zgodnie z załącznikiem do niniejszej uchwały Prezes URE jest odpowiedzialny za koordynację i nadzorowanie prac, których celem jest uzgodnienie i przyjęcie przez KE programu pomocowego.

Największy wzrost (o 98%) w sprzedaży wytwórców systemowych, odnotowano w stosunku do spółek obrotu. Również udział tego segmentu w strukturze sprzedaży wytwórców systemowych w 2005 r. jest największy. Część z uwzględnionych w analizie wytwórców posiada jednak powiązania kapitałowe ze spółkami obrotu – zwykle powiązania te występują w przypadku, gdy właścicielem jest duży podmiot prywatny (np. Electrabel, EdF EnBw).

Przyczyny wzrostu sprzedaży energii elektrycznej do przedsiębiorstw obrotu mogą mieć dwojaki charakter. Z jednej strony następuje uwalnianie nowych ilości energii i ograniczanie segmentu kontraktów długoterminowych. Jednak może to też oznaczać, że przedsiębiorstwa obrotu stają się nowymi pośrednikami na rynku i nie sprzedają energii bezpośrednio odbiorcom, ale są kolejnym ogniwem łańcucha pomiędzy wytwórcami a spółkami dystrybucyjnymi. Świadczyć o tym może tendencja łączenia wytwórców i spółek obrotu i prowadzenia przez nich działalności w jednej strukturze organizacyjnej (tabela A6).

Na terenie poszczególnych obszarów dystrybucyjnych, które można traktować jako rynki lokalne, sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych charakteryzuje się wysokim skoncentrowaniem. Podmiotami dominującymi są same spółki dystrybucyjne, a ich faktyczny udział w rynku waha się od 99,8 do 68,1%.

W 2005 r. kontynuowano monitoring funkcjonowania przedsiębiorstw obrotu na rynku energii elektrycznej. Z poddanych badaniu 21 przedsiębiorstw obrotu, 19 prowadziło działalność w 2005 r.¹⁰⁾

Wolumen zakupu

Dane za lata ostatnie wskazują, że przedsiębiorstwa obrotu po początkowym okresie, w którym kupowały energię elektryczną jedynie od przedsiębiorstw wytwórczych (wolumen zakupu energii od wytwórców nadal stanowi

10) Zgodnie z przewidywaniami, o których była mowa w Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE za 2004 r., w ostatnich latach rozpoczęły działalność obrotu energią elektryczną nowe podmioty. Z tego względu oraz w wyniku istotnego zwiększenia sprzedaży przez kilka przedsiębiorstw wcześniej istniejących, analizie za 2005 r. poddano po raz pierwszy 8 dodatkowych przedsiębiorstw obrotu. Dane dotyczące tych przedsiębiorstw zostały także uwzględnione w zestawieniach za lata 2003-2005 – zmiana przedstawionych wielkości dotyczy również tych lat.

największą część całkowitego zakupu – 61%), nawiązują i rozwijają kontakty handlowe między sobą i ze spółkami dystrybucyjnymi.

Ogólnie w 2005 r. przedsiębiorstwa obrotu kupiły o 116% więcej energii elektrycznej w porównaniu do roku poprzedniego.

Analiza dynamiki zakupu energii w zależności od źródła zakupu pozwala stwierdzić, że zwiększyła się istotnie ilość energii zakupionej od innych przedsiębiorstw obrotu (wzrost o 161% w porównaniu do roku poprzedniego). Zaobserwowano również znaczny wzrost wolumenu zakupionej energii od przedsiębiorstw sieciowych (wzrost o 110%) i wytwórców (wzrost o 109%).

Ilości zakupionej energii w podziale na poszczególne źródła zakupu przedstawia rysunek A3.

Rysunek A3. Wolumen zakupu przez przedsiębiorstwa obrotu energii elektrycznej w podziale na źródła zakupu (w MWh)

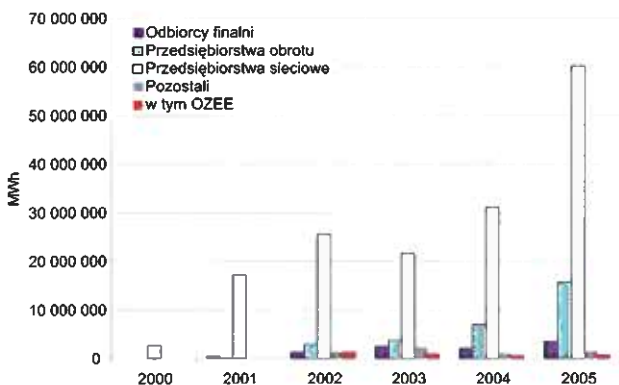


Źródło: URE

Wolumen sprzedaży

Ilość energii sprzedanej przez przedsiębiorstwa obrotu w 2005 r. wyniosła 83 TWh. Wzrost o 43 TWh w porównaniu do roku poprzedniego wynika m.in. ze zwiększenia sprzedaży oraz rozpoczęcia działalności handlowej w ostatnich latach przez osiem dodatkowych przedsię-

Rysunek A4. Wolumen sprzedaży przez przedsiębiorstwa obrotu energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców (w MWh)



Źródło: URE

biorstw obrotu. Sprzedana przez te przedsiębiorstwa energia stanowiła 43% całkowitej sprzedaży przedsiębiorstw obrotu w 2005 r. (dla porównania – 21% w 2004 r.). W 2005 r. największy udział w sprzedaży energii – 33% – posiadało przedsiębiorstwo BOT GiE SA, które rozpoczęło działalność obrotu energią elektryczną w 2004 r.

W 2005 r. zdecydowanie zwiększyła się sprzedaż pomiędzy samymi przedsiębiorstwami obrotu (o 128%). Tendencja wzrostowa utrzymywała się również w przypadku odbiorców finalnych (wzrost o 77%). Podobnie jak w roku poprzednim, przedsiębiorstwa obrotu sprzedawały energię elektryczną przedsiębiorstwom sieciowym, przy czym wzrost w porównaniu do 2004 r. wyniósł 93%.

Towarowa Giełda Energii SA

Rok 2005 był szóstym rokiem działalności Towarowej Giełdy Energii, bowiem pierwsze transakcje handlowe zostały zawarte na Rynku Dnia Następnego 30 czerwca 2000 r.¹¹⁾

Tabela A8. Ceny energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii SA (w zł/MWh) – 2005 r.

Miesiąc	Cena [zł/MWh]	Wolumen [MWh]
styczeń	111,65	171 663
luty	112,09	173 376
marzec	113,06	194 370
kwiecień	114,69	172 565
maj	116,51	184 723
czerwiec	119,01	154 048
lipiec	115,37	167 250
sierpień	114,59	153 034
wrzesień	118,97	142 590
październik	112,16	152 851
listopad	120,74	170 075
grudzień	118,84	163 211
ŚREDNIA WAŻONA 115,56		SUMA 1 999 756

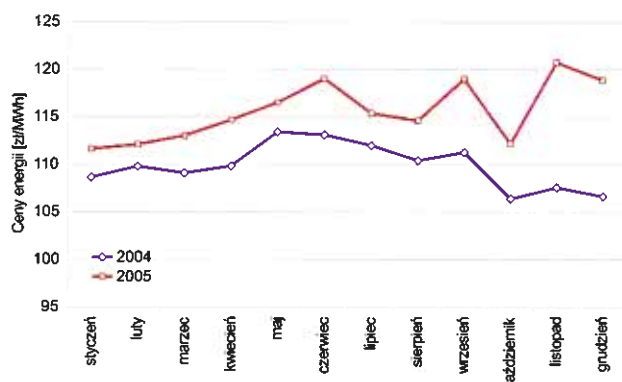
Źródło: URE

Na rysunku A5 porównano ceny i wolumen energii elektrycznej na TGE SA w 2004 i 2005 r.

Uczestnicy rynku mogą korzystać również z usług tzw. wirtualnych giełd energii, takich jak: Platforma Obrotu Energią Elektryczną, Kantor Energii, eSPOT.

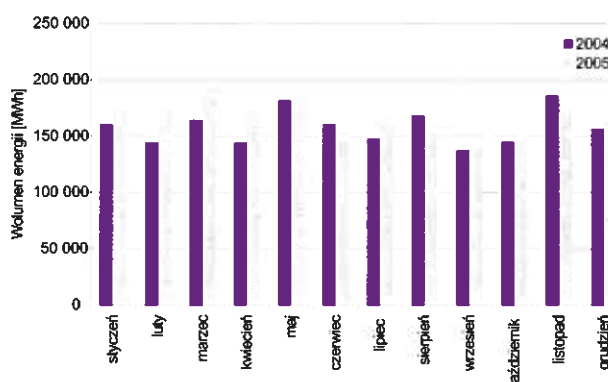
11) Towarowa Giełda Energii SA została założona przez konsorcjum spółek pod przewodnictwem Elektrim SA, które wygrało przetarg na utworzenie i uruchomienie giełdy energii w Polsce, ogłoszony przez Ministra Skarbu Państwa w lipcu 1999 r. Celem utworzenia TGE SA było prowadzenie nieobligatoryjnego rynku handlu energią elektryczną w Polsce, a w przyszłości również na skalę międzynarodową, oraz świadczenie usług dodatkowych dla podmiotów funkcjonujących na rynku energii elektrycznej (rozliczenia końcowe dla Członków Towarowej Giełdy Energii, pośrednictwo w rozliczeniach kontraktów dwustronnych). TGE SA ma służyć: zapewnieniu bezpieczeństwa obrotu, równych warunków dostępu do rynku giełdowego dla wszystkich jego członków, tworzeniu płynności prowadzonych rynków, a przez to ustalanie wiarygodnych i obiektywnych cen energii, minimalizacji kosztów transakcyjnych.

Rysunek A5. Ceny energii elektrycznej na TGE SA w 2004 i 2005 r.



Źródło: URE

Rysunek A6. Wolumen obrotu na TGE SA w 2004 i 2005 r.



Źródło: URE

Rynek detaliczny

Korzystanie przez odbiorców uprawnionych z prawa dostępu do sieci

Przeprowadzony w 2005 r. monitoring wykorzystania przez uprawnionych odbiorców¹²⁾ prawa do zmiany sprzedawcy pozwala stwierdzić, że aktywność odbiorców w tym zakresie nie uległa zasadniczym zmianom w porównaniu do 2004 r. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w 2005 r. przez spółki dystrybucyjne w ramach TPA wyniosła **7 433 GWh**, co stanowiło 7% całkowitych dostaw do odbiorców końcowych zrealizowanych przez spółki w ubiegłym roku. Dodatkowe **2 694 GWh** (3% całkowitych

tych dostaw) stanowiła energia elektryczna zakupiona na warunkach rynkowych, tzn. po cenach negocjowanych od jednej ze spółek dystrybucyjnych przez przyłączonych do sieci tej spółki czterech odbiorców przemysłowych.

W związku z tym, że operator sieci przesyłowej co do zasady nie prowadzi działalności obrotowej, wszyscy odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej nabywają energię od wybranych przez siebie sprzedawców. Ilość energii elektrycznej dostarczonej tym odbiorcom w 2005 r. wyniosła **2 106 GWh**.

Podsumowując, całkowita ilość energii elektrycznej dostarczona w 2005 r. sieciami dystrybucyjnymi i przesyłową, sprzedana odbiorcom końcowym na warunkach

Tabela A9. Wolumen energii elektrycznej dostarczonej przez spółki dystrybucyjne w 2005 r. odbiorcom korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy

Spółka dystrybucyjna	Liczba odbiorców TPA ^{*)}	Energia elektryczna dostarczona odbiorcom TPA [GWh]	Udział energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA w stosunku do całkowitej energii dostarczonej w 2005 r. [%]
ZE Białystok SA	0	0	0
LUBZEL SA	0	0	0
ENION SA	9	2 372	14
Vattenfall Distribution Poland SA	8	2 674	26
Rzeszowski Zakład Energetyczny SA	1	32	1
EnergiaPro Koncern Energetyczny SA	4	886	7
Łódzki Zakład Energetyczny SA	0	0	0
Koncern Energetyczny ENERGA SA	3	1 031	6
Zamojska Korporacja Energetyczna SA	0	0	0
ZEORK SA	2	135	3
ENEA SA	2	18,6	0,1
Zakład Energetyczny Łódź – Teren SA	1	83	2
STOEN SA	4	167	3
ZE Warszawa SA	1	35	0,7
RAZEM	35	7 433	7

^{*)} Odbiorca rozumiany jako osoba fizyczna lub prawna, z którą spółka dystrybucyjna zawarła jedną lub więcej umów o przyłączenie do sieci oraz umowę dystrybucji i, jeśli została zawarta, umowę sprzedaży energii elektrycznej.

Źródło: URE na podstawie danych spółek dystrybucyjnych

12) W 2005 r. prawo do zmiany sprzedawcy energii elektrycznej posiadali wszyscy odbiorcy z wyjątkiem odbiorców w gospodarstwach domowych.

Tabela A10. Liczba odbiorców i wolumen energii elektrycznej dostarczonej odbiorcom końcowym przez spółki dystrybucyjne w 2005 r.

Grupy odbiorców wg kryterium zużycia [MWh]	Liczba odbiorców przyłączonych do sieci SD	Energia elektryczna dostarczona odbiorcom przyłączonym do sieci SD [MWh]	Liczba odbiorców uprawnionych	Energia elektryczna dostarczona odbiorcom uprawnionym [MWh]	Liczba odbiorców TPA	Energia dostarczona odbiorcom TPA [MWh]
> 2 000	3 688	49 017 592	3 688	49 017 592	35	7 433 459
50 – 2 000	83 177	18 807 169	80 175	18 466 574	0	0
< 50	15,5 mln	37 524 271	1,5 mln	10 494 659	0	0

Źródło: URE na podstawie danych spółek dystrybucyjnych

rynkowych, wyniosła 12 233 GWh (11,4% energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym).

Niski poziom wykorzystania przez odbiorców prawa do zmiany sprzedawcy energii elektrycznej w 2005 r. był spowodowany:

- niedoskonałością funkcjonowania rynku hurtowego, co skutkuje brakiem konkurencyjnych ofert przedsiębiorstw obrotu. Sprzedaż energii elektrycznej tych przedsiębiorstw do odbiorców końcowych stanowiła znikomą część całkowitej ich sprzedaży (w 2005 r. stanowiła zaledwie 4%) i wynikała nie tyle z braku zainteresowania sprzedażą bezpośrednio do odbiorców końcowych, ale raczej brakiem możliwości konkurowania ze spółkami dystrybucyjnymi,
- stosowaniem upustów przez spółki dystrybucyjne. Ogólna kwota, wynikająca ze stosowania przez spółki warunków odmiennych od taryfowych wobec przyłączonych do własnych sieci odbiorców, wyniosła w 2005 r. blisko 32 mln zł (w roku poprzednim upusty oszacowano na 16 mln zł). Część upustów spółki tłumaczyła zgłaszaniem dobowo-godzinowych grafików zapotrzebowania przez odbiorców taryfowych. Uzasadnienie to stanowi jednak jedynie pretekst do stosowania cen niższych od zatwierdzonych w taryfach¹³⁾, ponieważ samo zgłaszanie grafiku przez odbiorcę nie wpływa na koszty spółki dystrybucyjnej (faktyczne zużycie w poszczególnych godzinach doby

może się znacznie różnić od zgłoszonego grafiku bez konsekwencji finansowych dla odbiorcy),

– istnieniem barier natury administracyjnej i technicznej, takich jak:

- brak jednolitej procedury zmiany sprzedawcy, przedłużanie i stosowanie przez spółki dystrybucyjne niejasnych zasad dla zmiany sprzedawcy przez odbiorcę;
- niekorzystne zasady bilansowania;
- zawyżanie przez spółki dystrybucyjne wymagań dotyczących układów pomiarowo-rozliczeniowych. Skutkowało to podwyższeniem kosztów, które odbiorcy musieli ponieść w związku ze zmianą sprzedawcy, co jednocześnie redukowało ewentualne oszczędności z zakupu tańszej energii. Z tego powodu zmiana sprzedawcy, zwłaszcza w przypadku odbiorców o średnim i małym zużyciu energii, stawała się mało opłacalna. W 2005 r., podobnie jak w latach poprzednich, wśród odbiorców, którzy dokonali wyboru sprzedawcy, byli wyłącznie odbiorcy o dużym i bardzo dużym zużyciu (odbiorcy grup taryfowych A23 i B23).

Zmiana dotychczasowych zasad bilansowania, zidentyfikowanych jako jedna z barier w korzystaniu przez odbiorców z prawa do zmiany sprzedawcy, była w 2005 r. przedmiotem prac Zespołu ds. Rozwiązań Systemowych Rynku Energii Elektrycznej¹⁴⁾, któremu przewodniczył Prezes URE. Został wówczas przygotowany przez PSE – Operator SA w konsultacji z pracownikami URE dokument na temat grupowego bilansowania handlowego odbiorców energii, zlokalizowanych w różnych miejscach systemu i przyłączonych do różnych poziomów napięć w systemie. Zawarta w nim koncepcja, ułatwiająca odbiorcom aktywny udział w rynku energii, została następnie wykorzystana w opracowanym przez PSE – Operator SA projekcie

13) Mimo uznania, że ceny zawarte w taryfie są cenami o charakterze maksymalnym, możliwość negocjacji, udzielania bonifikaty lub upustu przez spółki dystrybucyjne jest ograniczona. Sprzedaż energii po cenach niższych niż określone w zatwierdzonej taryfie może sugerować, że przedstawione w postępowaniu taryfowym koszty uzasadnione były zawyżone, co może stanowić podstawę do wznowienia postępowania administracyjnego zakończonego wydaniem decyzji zatwierdzającej taryfę. Ceny i stawki opłat określone w taryfie dla energii elektrycznej mogą być różnicowane dla różnych grup odbiorców wyłącznie ze względu na koszty uzasadnione spowodowane realizacją świadczenia (art. 45 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne), niedopuszczalne jest więc uznawanie udzielania upustów lub bonifikat wybranym odbiorcom. Stosowanie tego rodzaju praktyk przeciwdziała wprowadzaniu konkurencji na rynku energii, pozwalają bowiem dotychczasowym monopolistom (spółkom dystrybucyjnym) chronić dotychczasową pozycję i skutecznie utrudniać wejście na rynek nowym graczom.

14) Powołany przez Zespół ds. Polityki Energetycznej, w którym uczestniczyli przedstawiciele PSE – Operator SA, sektorów dystrybucji (Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej), wytwórców (Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie, Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych), przedsiębiorstw obrotu (Towarzystwo Obrotu Energią) oraz organów administracji rządowej (Ministerstwo Gospodarki i Pracy, Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, Urząd Komitetu Integracji Europejskiej).

Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP), gdzie przyjęto zasadę bilansowania ponadobszarowego.

W związku z brakiem rozwiązań prawnych dotyczących kwestii zasadniczych z punktu widzenia praktycznego zastosowania zasady TPA, w tym rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, oraz w związku ze zbliżającym się ustawowym terminem złożenia przez OSP wniosku z zatwierdzenie IRiESP w części dotyczącej bilansowania i zarządzania ograniczeniami, Prezes URE wydał 15 lipca 2005 r. Komunikat w sprawie założeń do opracowania instrukcji ruchu i eksploatacji elektroenergetycznych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Prezes URE określił w nim m.in. warunki, którymi powinny kierować się OSD w trakcie opracowywania instrukcji sieci rozdzielczych. Wskazał, że operatorzy systemów dystrybucyjnych powinni:

- umożliwić odbiorcom zgłaszanie grafików zagregowanych,
- zaprzestać stosowania upustów poza przypadkami określonymi w taryfie,
- ograniczyć wymagania techniczne niezbędne przy zmianie sprzedawcy do jednego układu pomiarowo-rozliczeniowego, umożliwiającego godzinowe rejestrowanie zużycia energii i jednej drogi transmisji danych,
- zaprzestać żądania od odbiorców zmieniających sprzedawcę energii elektrycznej wymiany przekładników prądowych z jednym rdzeniem pomiarowym i zmiany klasy dokładności liczników,
- ograniczyć żądania od odbiorców TPA gwarancji bankowych na pokrycie kosztów odchyień.

2.3. Konsolidacja

Zgodnie z Programem realizacji polityki właścicielskiej Ministra Skarbu Państwa w odniesieniu do sektora elektroenergetycznego i jego Aktualizacją przyjętą przez Radę Ministrów 7 czerwca 2005 r., skonsolidowano w ubiegłym roku sześć zakładów energetycznych z terenu wschodniej Polski, w wyniku czego została utworzona Wschodnia Grupa Energetyczna (WGE SA) z siedzibą w Lublinie. Akcje tej spółki zostały przekazane Ministrowi Skarbu Państwa. Rozpoczęty został również proces konsolidacji Rzeszowskiego Zakładu Energetycznego SA i Elektrowni Stalowa Wola SA, stanowiący realizację koncepcji utworzenia Energetyki Podkarpackiej SA, oraz proces prywatyzacji Zespołu Elektrowni Dolna Odra. Jednocześnie, realizując wymienione programy, kontynuowano rozpoczęte już w latach poprzednich procesy konsolidacji spółek z sektora elektroenergetycznego.

Polski sektor elektroenergetyczny charakteryzuje się dużym skupieniem własności w rękach Skarbu Państwa – sprawuje on nadzór właścicielski nad większością przedsiębiorstw energetycznych będących spółkami prawa handlowego. W Aktualizacji Programu Realizacji Polityki Właścicielskiej Ministra Skarbu Państwa w odniesieniu do sektora elektroenergetycznego zapowiedziano, obok

kontynuacji prywatyzacji, przeprowadzenie restrukturyzacji, w tym konsolidacji przedsiębiorstw energetycznych. Uznano jednak, że konsolidacja przedsiębiorstw dystrybucyjnych z wytwórcami będzie możliwa jedynie po spełnieniu określonych warunków. Jako jeden z nich wskazano prawne wydzielenie ze spółek dystrybucyjnych operatorów systemów dystrybucyjnych wraz z majątkiem sieciowym, przy czym stopień zaawansowania tego procesu, połączony z oceną uzyskanej przez OSD samodzielności, miał być istotnym elementem podjęcia decyzji o konsolidacji pionowej. Wydzielenie OSD wraz z majątkiem sieciowym powinno nastąpić nie później niż do czasu zakończenia konsolidacji pionowej grupy kapitałowej, w skład której wejdą spółki prowadzące działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej. Ponadto, konsolidacja pionowa powinna, co do zasady, wykluczać bezpośrednie powiązania terytorialne między wytwórcą a dystrybutorem, zwłaszcza w przypadku niekorzystnego dla dystrybutora bilansu energii elektrycznej zakupywanej przez niego i wytwarzanej przez wytwórcę.

2.4. Stopień integracji z sąsiednimi systemami

Krajowy System Elektroenergetyczny posiada następujące połączenia międzysystemowe (na poziomie napięć powyżej 220 kV):

- 1) na granicy północnej:
 - połączenie 450 kV prądu stałego Polska-Szwecja relacji Słupsk-Storno¹⁵⁾,
- 2) na granicy wschodniej:
 - a) na przekroju z Białorusią:
 - linia 220 kV relacji Białystok-Roś (od 1 lipca 2004 r. wyłączona z ruchu ze względu na zły stan techniczny, utrzymywana od strony polskiej pod napięciem),
 - b) na przekroju z Ukrainą:
 - linia 220 kV relacji Zamość-Dobrotwór,
 - linia 750 kV relacji Rzeszów-Chmielnicka (wyłączona z ruchu),
- 3) na granicy południowej:
 - a) na przekroju ze Słowacją:
 - dwutorowa linia 400 kV relacji Krosno-Lemesany,
 - b) na przekroju z Republiką Czeską:
 - linia 220 kV relacji Bujaków-Liskovec,
 - linia 220 kV relacji Kopanina-Liskovec,
 - linia 400 kV relacji Wielopole-Nosovice,
 - linia 400 kV relacji Wielopole-Albrechtice,
- 4) na granicy zachodniej:
 - linia 400 kV relacji Mikołowa-Kiesdorf,
 - dwutorowa linia 220 kV relacji Krajnik-Vierraden.

W zakresie transgranicznej wymiany energii elektrycznej pomiędzy Polską a Niemcami, Republiką Czeską oraz Słowacją ograniczenia przesyłowe miały

15) Obecnie połączenie to należy do prywatnego właściciela i jest wyłączone z obszaru zarządzania siecią przez operatora systemu przesyłowego PSE – Operator SA.

charakter strukturalny, co oznacza, że występowały permanentnie ze względu na większe zapotrzebowanie na zdolności przesyłowe w stosunku do możliwości technicznych istniejącej infrastruktury połączeń międzysystemowych.

W ramach prac inwestycyjnych i modernizacyjnych mających na celu zwiększenie rzeczywistej dostępności alokowanych zdolności przesyłowych, OSP rozpoczął w 2005 r. przedsięwzięcie o nazwie „Poprawa stanu technicznego linii 400 kV Krosno-Lemesany”. Do przedsięwzięć realizowanych w 2005 r., mających wpływ na możliwość rzeczywistej wymiany międzysystemowej, należy również budowa linii 400 kV Tarnów-Krosno Iskrzynia oraz modernizacja stacji elektroenergetycznej 400/220/110 kV Mikołowa.

Saldo wymiany energii elektrycznej z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi oraz rzeczywiste przepływy energii zostały przedstawione w tabeli A11.

Tabela A11. Bilans wymiany energii elektrycznej (w GWh) w roku 2004 i 2005

	2004	2005	Dynamika 2005/2004 [%]
Bilans handlowy – saldo	9 293	11 172	20,2
Eksport	12 487	14 290	14,4
Import	3 194	3 119	-2,3
Przepływy rzeczywiste			
Wypłynęło z Polski	14 605	16 188	10,8
w tym do:			
Czech	9 156	11 167	22,0
Niemiec	450	1 046	132,4
Słowacji	2 623	2 792	6,4
Szwecji	2 376	1 182	-50,3
Wpłynęło do Polski	5 312	5 002	-5,9
w tym z:			
Białorusi	1 001	874	-12,7
Czech	80	63	-21,3
Niemiec	3 156	2 264	-28,3
Słowacji	8	0,320	
Szwecji	214	817	281,8
Ukrainy	853	983	15,2

Źródło: PSE – Operator SA

W zakresie transakcji handlowych Polska jest eksporterem netto energii elektrycznej i sprzedaje energię głównie do Niemiec i Austrii.

3. Ceny hurtowe i detaliczne

3.1. Ceny hurtowe

Średnie ceny hurtowe wytwórców

Średnia cena energii elektrycznej sprzedanej przez wytwórców w 2005 r. wyniosła 137,74 zł/MWh i była o 1,0% niższa niż w 2004 r. (tabela A12).

W segmencie kontraktów długoterminowych zanotowano największy wzrost, bo aż o 14,5% w porównaniu do 2004 r. Średnia cena w tym segmencie wyniosła 183,52 zł/MWh.

W części rynku podlegającej mechanizmom konkurencji średnie ceny energii elektrycznej kształtowały się na poziomie 116,44 zł/MWh, czyli zmalały o 1,9% w stosunku do cen z roku poprzedniego. Największy spadek cen zanotowano w sprzedaży do spółek dystrybucyjnych – o 1,3% w stosunku do 2004 r. przy średniej cenie 116,97 zł/MWh. Także w segmencie sprzedaży do przedsiębiorstw obrotu zaobserwowano nieznaczny spadek o 1,2%, zaś średnia cena wyniosła 111,23 zł/MWh.

Na Towarowej Gieldzie Energii SA cena energii wzrosła o 3,5%. Jednak ze względu na 0,8% udział w handlu energią w 2005 r., podobnie jak w latach poprzednich, Gielda ma marginalne znaczenie w tym zakresie.

Średnie ceny zakupu w obrocie

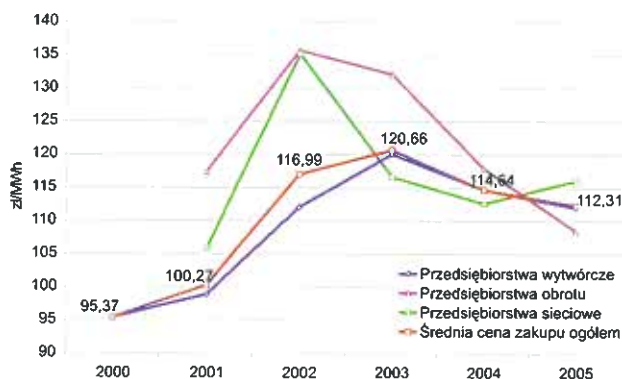
Średnie ceny zakupu energii przez przedsiębiorstwa obrotu w 2005 r. (rysunek A7) charakteryzują się nieznaczną tendencją spadkową (o 2,0%) w porównaniu do roku poprzedniego. Średnia cena zakupu od przedsiębiorstw wytwórczych kształtuje się na poziomie 111,98 zł/MWh i jest niższa o 2,68 zł/MWh. Spadła również średnia cena zakupu od innych przedsiębiorstw obrotu – wynosi 108,48 zł/MWh.

Tabela A12. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej uzyskane w latach 2002-2005 przez 10 spółek wytwórczych w poszczególnych segmentach rynku

Segment	Średnia cena energii elektrycznej [zł/MWh]				Zmiana [%] 2005/2004
	2002 r.	2003 r.	2004 r.	2005 r.	
Ogółem	144,34	143,83	139,08	137,74	-1,0
W kontraktach długoterminowych	154,88	166,68	160,29	183,52	14,5
Poza kontraktami długoterminowymi	120,55	123,84	118,69	116,44	-1,9
w tym:					
– sprzedaż do spółek dystrybucyjnych	114,62	120,10	118,48	116,97	-1,3
– sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu	110,71	118,48	112,57	111,23	-1,2
– sprzedaż energii na giełdzie	131,64	114,80	113,42	117,38	3,5
– sprzedaż energii na Rynku Bilansującym	153,17	153,67	133,68	135,62	1,4

Źródło: URE

Rysunek A7. Średnie ceny zakupu przez przedsiębiorstwa obrotu energii elektrycznej w podziale na źródła zakupu (w zł/MWh)



Źródło: URE

3.2. Ceny detaliczne

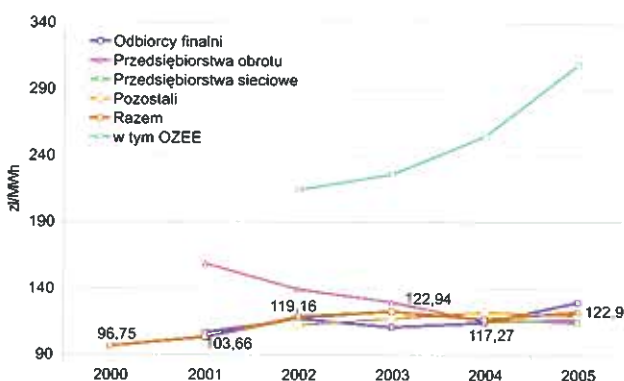
Średnie ceny detaliczne wytwórców

Oprócz tego, że w 2005 r. sprzedaż w segmencie odbiorców uprawnionych do korzystania z prawa wyboru sprzedawcy (TPA) wzrosła o 2,5%, zwiększyła się także (z trzech do czterech) liczba przedsiębiorstw wytwórczych prowadzących bezpośrednią sprzedaż odbiorcom TPA (tabela A13).

Średnie ceny sprzedaży energii w obrocie

Średnia cena energii elektrycznej sprzedanej przez przedsiębiorstwa obrotu wszystkim kontrahentom w 2005 r. wynosi 122,97 zł/MWh i jest wyższa od

Rysunek A8. Średnie ceny sprzedaży przez przedsiębiorstwa obrotu energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców (w zł/MWh)



Źródło: URE

Tabela A13. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej uzyskane w latach 2002-2005 przez 10 spółek wytwórczych odbiorcom TPA i pozostałym odbiorcom końcowym

Segment	Średnia cena energii elektrycznej [zł/MWh]				Zmiana [%]
	2002	2003	2004	2005	
Sprzedaż energii odbiorcom TPA	104,65	112,66	116,65	119,60	2,5
Sprzedaż energii innym odbiorcom finalnym	165,05	164,14	161,70	166,35	2,9

Źródło: URE

średniej ceny energii elektrycznej w roku poprzednim o 5,70 zł/MWh.

W 2005 r. w przedsiębiorstwach obrotu średnia cena energii elektrycznej do odbiorców finalnych wzrosła o 13,4% i wynosiła 129,96 zł/MWh. W przypadku energii sprzedawanej przedsiębiorstwom obrotu zanotowano wzrost cen o 1,3%. Najwyższy poziom średnich cen charakteryzuje energię ze źródeł odnawialnych – wynosi ona 308,82 zł za MWh.

Trend zmian średnich cen sprzedaży energii z OZEE jest odmienny od trendów wykazywanych przez średnie ceny sprzedaży energii z konwencjonalnych źródeł wytwarzania. Wynika to z faktu, że średnia cena sprzedaży energii z OZEE zawiera element ceny za energię elektryczną oraz element wynikający z obowiązku zakupu energii z OZEE. Wprowadzony w ostatnim kwartale 2005 r. system obrotu świadectwami pochodzenia wyraźnie rozdzielił te dwa elementy składowe, a średnia cena energii z OZEE w latach następnych powinna ukształtować się na poziomie zbliżonym do cen rynkowych.

3.3. Dostępność informacji

Zasadnicze znaczenie dla uczestników rynku ma dostęp do informacji o wysokości cen energii elektrycznej, warunkach świadczenia usług sieciowych oraz usługach mieszczących się w pojęciu handlowej obsługi odbiorców.

Głównym źródłem informacji na temat cen hurtowych energii elektrycznej są strony internetowe:

- PSE – Operator SA, gdzie podawane są ceny z Rynku Bilansującego (ceny CRO, CROs, CROz z danego dnia),
- Towarowej Giełdzie Energii SA (dobowe notowania na Rynku Dnia Następnego, Rynku Terminowym oraz dodatkowo informacje na temat notowań na Rynku Praw Majątkowych),
- wirtualnych giełd energii.

Informację o cenach detalicznych na rynku regulowanym odbiorcy mogą uzyskać na stronach internetowych operatorów systemów dystrybucyjnych lub bezpośrednio kontaktując się z pracownikami biur obsługi klientów. Podstawę udzielanej tam informacji dotyczącej cen stanowią aktualne taryfy, zatwierdzone przez Prezesa URE.

Niezależni sprzedawcy (przedsiębiorstwa obrotu, które są zwolnione z obowiązku przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia) ograniczają się zazwyczaj do podawania na swych stronach internetowych ogólnej informacji o przedsiębiorstwie oraz o zakresie wykonywanych przez nią usług. Generalnie nie podają informacji o oferowanych cenach energii i nie przedstawiają porównań z cenami innych sprzedawców.

Operatorzy systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych umożliwiają użytkownikom sieci zapoznanie się z zasadami zarządzania siecią i świadczenia usług poprzez publikowanie, również na stronach internetowych, odpowiednio instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej lub sieci rozdzielczych. Zazwyczaj podawane są tam także formularze wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci oraz standardowe umowy o świadczenie usług sieciowych (w praktyce w przypadku spółek dystrybucyjnych jest to jedna umowa zawierająca postanowienia sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usług dystrybucji).

Operator systemu przesyłowego¹⁶⁾ udostępnia również informacje dotyczące wymiany międzysystemowej (zasady przeprowadzania przetargów skoordynowanych, prognozy wielkości zdolności przesyłowych, oferowane zdolności przesyłowe). Użytkownicy mogą uzyskać potrzebne im dane na ten temat również w biurze aukcyjnym w Pradze (www.e-trace.biz), a zakres udostępnianych tam informacji wynika z wymagań Rozporządzenia 1228/2003.

Spółki dystrybucyjne zamieszczają na stronach internetowych dodatkowo informacje z zakresu obsługi handlowej odbiorców końcowych (zasady wystawiania faktur, płatności, zasady przekazywania danych pomiarowych przez odbiorców, planowane przerwy w dostawach, standardy jakościowe energii elektrycznej, rzadziej standardy obsługi klientów, które najczęściej ograniczają się do zasad przyjmowania i rozpatrywania reklamacji dotyczących m.in. błędnych faktur, problemów z licznikami oraz adresy i numery telefonów biur obsługi klientów).

Warto zaznaczyć, że spółki dystrybucyjne nie informują odbiorców na swych stronach internetowych o zasadach zmiany sprzedawcy. Generalnie problem ten jest pomijany i spółki nie zamieszczają ani standardowych wniosków o zmianę sprzedawcy, umów o świadczenie usług dystrybucji, ani numerów telefonów i nazwisk osób, u których odbiorcy mogliby uzyskać potrzebną im informację w tym zakresie. Zgodnie z informacjami przekazanymi przez spółki dystrybucyjne, zmiana sprzedawcy, licząc od daty złożenia formalnego wniosku przez odbiorcę do daty faktycznej zmiany sprzedawcy, powinna trwać od 1 do 3 miesięcy. Większość spółek zastrzegła jednak, że faktyczna długość procesu zależy od okresu wypowiedzenia poprzedniej umowy oraz dostosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego. Brakuje też jednolitych, powszechnie stosowanych zasad dotyczących udostępniania przez spółki dystrybucyjne danych pomiarowych sprzedawcom. Zazwyczaj warunki te są uzgadniane każdorazowo dla poszczególnych przypadków i określane w umowach o świadczenie usług dystrybucji.

16) W celu zapewnienia użytkownikom sieci jak najszerszego dostępu do informacji, w trakcie postępowania dotyczącego zatwierdzenia przez Prezesa URE Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej w zakresie bilansowania systemu zarządzania ograniczeniami, w projekcie Instrukcji rozszerzono wykaz informacji o rynku energii elektrycznej i pracy KSE, objętych obowiązkiem publikowania przez OSP.

Obecnie obowiązujące przepisy nie stanowią podstawy do wymagania przez Prezesa URE od spółek dystrybucyjnych wprowadzenia jednolitej, przyjaznej odbiorcy procedury zmiany sprzedawcy. Jednak zarówno w różnego rodzaju publikacjach, jak i w oficjalnych stanowiskach (np. *Komunikat w sprawie założeń do opracowania instrukcji ruchu i eksploatacji elektroenergetycznych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych*), jak też poprzez rozstrzygnięcia w sprawach spornych, Prezes URE wskazuje standardy, jakie powinny zostać przyjęte i być stosowane w tym zakresie.

4. Monitorowanie systemu elektroenergetycznego

Do obowiązków Prezesa URE należy monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, a jego zakres wynika z art. 23 ust. 2 pkt 20 ustawy – Prawo energetyczne.

4.1. Monitorowanie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia

Znacznym wkładem w rozwój regionalnego rynku energii elektrycznej w Europie Środkowo-Wschodniej było uruchomienie od stycznia 2005 r. skoordynowanych aukcji na zdolności przesyłowe wymiany międzysystemowej pomiędzy trzema operatorami systemów przesyłowych: Polski (PSE – Operator), Czech (CEPS) i Niemiec (VE-T). Inicjatywa ta była zapoczątkowana w 2004 r. i rozwijana przez OSP z tych krajów przy udziale Regulatorów. W jej wyniku pod koniec listopada 2004 r. odbyła się aukcja roczna na zdolności przesyłowe, a jej wyniki zostały opublikowane 2 grudnia 2004 r. W styczniu 2005 r. uruchomiono aukcje miesięczne, a w połowie kwietnia 2005 r. odbyła się pierwsza aukcja dobową.

Charakterystyka wdrożonych w 2005 r. rozwiązań została przedstawiona w tabeli A14.

Biorąc pod uwagę metodykę wyznaczania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, w tabeli A15 scharakteryzowano wdrożoną przez OSP i zatwierdzoną przez Prezesa URE metodykę.

Ponadto, w 2005 r. odbyła się seria spotkań w ramach Mini Forów powstałych z inicjatywy KE. Polska znalazła się w dwóch regionach (Nordyckim i Europy Środkowo-Wschodniej), przy czym ze względu na stan istniejącej infrastruktury sieciowej oraz rzeczywiste przepływy energii bardziej istotny z punktu widzenia wymiany międzysystemowej okazał się region Europy Środkowo-Wschodniej. W tym regionie odbyły się trzy spotkania Mini Forów, w których głównym celem dyskusji był rozwój zasad zarządzania ograniczeniami, uwzględniający uwagi uczestników rynku zgłaszane do krajowych organów regulacji lub przedstawiane podczas spotkań Mini Forów. Należy zaznaczyć, że w 2005 r. do Prezesa URE nie wpłynął żaden formalny wniosek dotyczący nieprawidłowości funkcjonowania mechanizmu aukcyjnego. Niemniej istnieje potrzeba doskonalenia i rozwoju tego systemu, uwzględniająca między innymi możliwość rozszerzenia mechanizmu sko-

Tabela A14. Wdrożone rozwiązania w zakresie wymiany międzysystemowej

Wdrożone rozwiązania	Opis
Rynkowy mechanizm zarządzania ograniczeniami	Skoordynowane aukcje typu <i>explicit</i> ¹⁷⁾ ; zaangażowane kraje: Niemcy (VE-T), Republika Czeska (CEPS), Polska (PSE – Operator)
Mechanizm kompensacji kosztów spowodowanych ograniczeniami w udostępnianiu zdolności przesyłowych	Wdrożono mechanizm, który wyklucza zwrot kosztów tylko w przypadku działania tzw. siły wyższej oraz w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa pracy KSE W odniesieniu międzynarodowym OSP przystąpił do mechanizmu ITC (<i>Inter-TSO Compensation</i>)
Metoda szacowania zdolności przesyłowych	Opracowana przez OSP i zatwierdzona przez Prezesa URE; zgodna z warunkiem maksymalizacji dostępnych zdolności przesyłowych
Zasady związane z udostępnianiem niewykorzystanych zdolności przesyłowych	Niewykorzystane zdolności przesyłowe są udostępniane uczestnikom rynku odpowiednio w aukcjach miesięcznych i dobowych
Wydatkowanie przychodów z aukcji	Stale monitorowane przez Prezesa URE; schemat wydatkowania zatwierdzany przez Regulatora

Źródło: URE

Tabela A15. Procedura wyznaczania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej

Wyszczególnienie	Opis
Reguły i zasady	Zgodne z Rozporządzeniem 1228/2003
Wielkości bazowe	TTC – Całkowite Zdolności Przesyłowe TRM – Margines Bezpieczeństwa Przesyłu NTC – Zdolności Przesyłowe Netto AAC – Pierwotnie Przydzielona Zdolność Przesyłowa ATC – Dostępna Zdolność Przesyłowa
Profil wymiany międzysystemowej, dla której wyznacza się zdolności przesyłowe	Profil techniczny – suma przekrojów granicznych systemów zarządzanych przez OSP Niemiec, Republiki Czeskiej oraz Słowacji; wyznaczane wielkości TTC, NTC i ATC dla profilu technicznego
Kryteria niezawodności	Kryterium <i>n-1</i> : linia wymiany międzysystemowej, linia polskiego systemu elektroenergetycznego lub linia sąsiedniego systemu elektroenergetycznego
Wyznaczanie TTC	Na podstawie dostępnych dla danego okresu modeli matematycznych systemów połączonych
Kryteria brane pod uwagę przy wyznaczaniu TRM	Warunki pogodowe (temperatura), generacja elektrowni wiatrowych w Niemczech, nieuzgodnione przepływy wyrównawcze, zachowania uczestników rynku, zdarzenia losowe, błędy modelowania i obliczeniowe
Horyzonty czasowe obliczeń	Plany roczne, miesięczne i dobowe dla TTC, NTC i ATC
Udostępnione zdolności przesyłowe	Pasmo mocowe dla poszczególnych przekrojów granicznych, przy czym: – suma udostępnionych zdolności nie może przekraczać ATC dla profilu technicznego, – uwzględniają ograniczenia zgłaszane przez sąsiednich OSP

Źródło: PSE – Operator SA

ordynowanych przetargów na zdolności przesyłowe na cały region Europy Środkowo-Wschodniej.

4.2. Monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie elektroenergetycznym

W zakresie zasad funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce dokonane przez PSE – Operator SA zmiany były związane z uruchomieniem od kwietnia 2005 r. dobowych przetargów na zdolności przesyłowe wymiany międzysystemowej. W odniesieniu do mechanizmu bilansowania spowodowały one przesunięcie zamknięcia tzw. bramki zgłoszeń umów sprzedaży energii elektrycznej na rynku bilansującym, zmianę zasad weryfikacji zgłoszeń umów sprzedaży energii elektrycznej oraz modyfikację systemu zabezpieczeń należytego wykonania umowy.

Funkcjonujący w Polsce mechanizm bilansowania opiera się na wykorzystywaniu przez OSP ofert przyrostowych i redukcyjnych (mechanizm cen krańcowych), składanych przez wytwórców. Odbiorcy energii są rozliczani za niebilansowanie przy zastosowaniu cen rozchylonych CROz oraz CROs, stanowiących mechanizm motywujący do jak najbardziej dokładnego określania zapotrzebowania na energię elektryczną.

Tabelaryczne ujęcie obowiązującego w 2005 r. mechanizmu bilansowania przedstawiono w tabeli A16.

17) Aukcje typu *explicit* – uczestnicy w trybie przetargowym nabywają prawo do korzystania ze zdolności przesyłowych na konkretnym przekroju bez względu na to, czy dysponują kontraktem handlowym kupna (sprzedaży) samej energii. Istnieją również aukcje typu *implicit*, w których uczestnicy nabywają prawo do wykorzystania zdolności przesyłowych łącznie z kontraktem handlowym.

Tabela A16. Mechanizm bilansowania

Wskaźnik	Opis
Okres bilansowania	1 godzina
Opis obszarów bilansowania	Bilansowanie odbywa się w jednym obszarze – na poziomie sieci przesyłowej
Godzina zamknięcia bramki zgłoszeń umów sprzedaży energii elektrycznej na Rynek Bilansujący	12:00
Typowe opłaty za usługę bilansowania	Dla odbiorców (wyznaczane dla każdej godziny): CRO – jednolita cena rozliczeniowa odchylenia, obliczana jako iloraz minimalnych kosztów zmiany zweryfikowanych ilości dostaw energii Jednostek Grafikowych aktywnych, zapewniającej zbilansowanie zapotrzebowania na energię w obszarze Rynku Bilansującego CROz – cena rozliczeniowa odchylenia zakupu energii na Rynku Bilansującym, obliczana jako średnia ważona z cen pasm redukcyjnych ofert bilansujących wykorzystanych w danej godzinie CROs – cena rozliczeniowa odchylenia sprzedaży energii z Rynku Bilansującego, obliczana jako średnia ważona z cen pasm przyrostowych ofert bilansujących wykorzystanych w danej godzinie

Źródło: PSE – Operator SA

Tabela A17. Proces i harmonogram rozliczeń za niezbilansowanie

Wyszczególnienie	Opis
Okres rozliczeniowy	Dekada, przy czym miesiąc dzieli się na trzy dekady
Forma rozliczenia	Ilościowe i wartościowe
Cykle rozliczeniowe	Dobowe – na podstawie godzinowych wielkości rozliczeniowych są wyznaczane ilości energii bilansującej dostarczonej lub odebranej z Rynku Bilansującego w dobie n oraz należności za dostawę lub odbiór energii bilansującej; wielkości rozliczeniowe dla doby n są wyznaczane przez OSP w dobie $n+1$ jako niezatwierdzone oraz w dobie $n+4$ jako zatwierdzone Dekadowe – na podstawie dobowych wielkości rozliczeniowych są wyznaczane ilości energii bilansującej dostarczonej lub odebranej z Rynku Bilansującego w danej dekadzie oraz należności za dostawę lub odbiór energii
Fazy rozliczenia godzinowego	Etap 1: rozliczenie za energię bilansującą nieplanowaną, stanowiącą różnicę pomiędzy deklarowaną a zweryfikowaną ilością dostaw, Etap 2: rozliczenie za energię bilansującą planowaną, stanowiącą różnicę pomiędzy zweryfikowaną a skorygowaną ilością dostaw, Etap 3: rozliczenie za energię bilansującą nieplanowaną, stanowiącą różnicę pomiędzy skorygowaną a rzeczywistą ilością dostaw
Korekty rozliczeń	Wykonywane w cyklach miesięcznych, odnoszące się do rozliczenia dekadowego; długość okresu korygowanego wynosi nie dłużej niż 4 miesiące poprzedzające miesiąc, w którym wykonywana jest korekta; po upływie okresu korygowanego rozliczenia są uznawane jako ostateczne i ich korekty nie są realizowane; terminem płatności korekty jest ostatni dzień miesiąca, w którym dokonano korekty
Fakturowanie	Okresem fakturowania zobowiązań i należności na Rynku Bilansującym są dekady (okresy rozliczeniowe); każda faktura musi zostać uregulowana nie później niż w terminie płatności

Źródło: PSE – Operator SA

Biorąc pod uwagę proces i harmonogram rozliczeń za niezbilansowanie mechanizm ten został opisany w tabeli A17, zaś w tabeli A18 (str. 21) przedstawiono, jak kształtowały się ceny na rynku bilansującym w 2005 r.

Na rysunkach A9 i A10 (str. 21) porównano ceny i wolumen energii elektrycznej na rynku bilansującym w 2004 i 2005 r.

W porównaniu z 2004 r. wolumen energii nieznacznie zmalał (o ok. 5%). Należy podkreślić, że wartość ta dotyczy energii niezbilansowania spółek dystrybucyjnych, będących

jednostkami grafikovymi odbiorczymi pasywnymi i nie obejmuje energii kupowanej przez OSP z tzw. generacji wymuszonej. Zmiany wolumenu obrotu energii na rynku bilansującym były niewielkie w porównaniu z rokiem poprzednim.

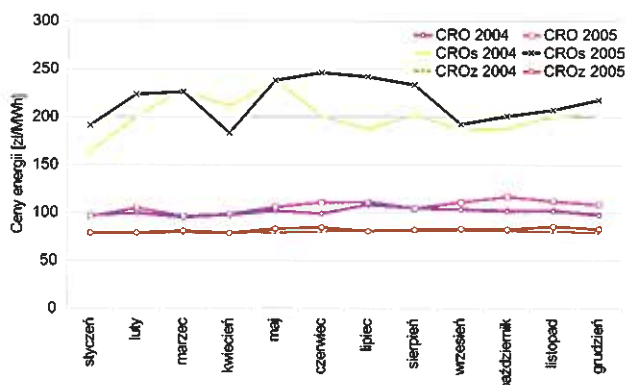
Średnia cena rozliczeniowa odchylenia (CRO) wzrosła ze 101 zł/MWh w 2004 r. do wartości nieco poniżej 107 zł/MWh w 2005 r. Ceny rozliczeniowe odchylenia, zgodnie z zasadami ich kalkulacji opisanymi w regulaminie rynku bilansującego, są wyznaczane na podstawie złożonych ofert bilansujących (przyrostowych i redukcyjnych) przez

Tabela A18. Ceny i wolumen energii na rynku bilansującym w 2005 r.

Miesiąc	CRO [zł/MW]	CROs [zł/MW]	CROz [zł/MW]	Energia przyrostowa [MW]	Energia redukcyjna [MWh]	Obrót [MWh]
styczeń	96,82	190,97	79,60	53 936	-123 855	177 791
luty	105,38	223,35	79,56	67 056	-65 204	132 260
marzec	96,70	225,94	81,38	32 372	-113 693	146 065
kwiecień	98,96	182,90	79,32	66 173	-112 837	179 010
maj	106,27	237,85	83,58	82 056	-96 304	178 360
czerwiec	111,31	245,88	84,85	75 967	-70 700	146 667
lipiec	111,71	241,75	81,35	78 543	-65 479	144 022
sierpień	105,32	233,12	82,86	48 129	-72 849	120 978
wrzesień	111,62	192,16	83,96	70 322	-63 284	133 606
październik	117,06	200,63	83,00	106 078	-59 524	165 602
listopad	112,29	207,10	85,99	77 043	-89 131	166 174
grudzień	108,85	217,53	83,39	67 679	-104 243	171 922
ŚREDNIA WAŻONA	106,73	215,55	82,39	SUMA 825 354	-1 037 103	1 862 457

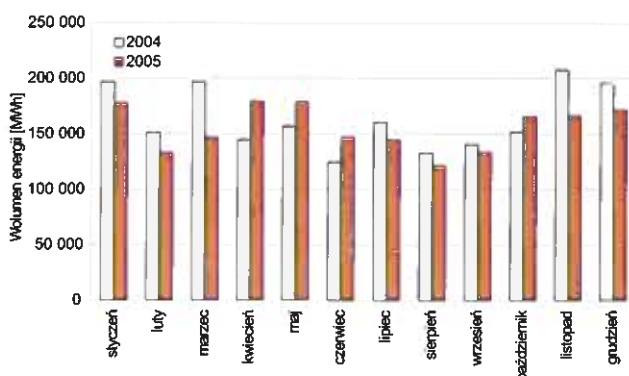
Źródło: URE

Rysunek A9. Ceny energii elektrycznej na rynku bilansującym w 2004 i 2005 r.



Źródło: URE

Rysunek A10. Wolumen energii elektrycznej na rynku bilansującym w 2004 i 2005 r.



Źródło: URE

wytwórców systemowych. Wzrost średniej ceny CRO jest porównywalny ze wzrostem średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców dla odbiorców końcowych. Podobny wzrost średniej ceny energii elektrycznej można zaobserwować także na TGE SA.

Ponadto, w zakresie monitorowania rynku bilansującego Prezes URE analizuje składane kwartalnie sprawozdania z funkcjonowania rynku bilansującego, w tym przepływy finansowe na rynku bilansującym, oraz przekazywane co miesiąc informacje o kosztach funkcjonowania rynku bilansującego i zarządzania ograniczeniami.

4.3. Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tej sieci

W marcu 2005 r. w Urzędzie Regulacji Energetyki zostało zorganizowane seminarium pod nazwą „Bariery dostępu do sieci nowych odbiorców mediów energetycznych”, w którym uczestniczyli, poza pracownikami Urzędu, przedstawiciele resortów gospodarki i infrastruktury, zarządów miast i gmin oraz przedsiębiorstw energetycznych. Celem seminarium była identyfikacja przyczyn utrudnień w przyłączeniach do sieci, a także próba wypracowania rekomendacji prowadzących do ułatwiania zainteresowanym dostępu do mediów energetycznych rozprowadzanych sieciami. Zagadnienie to zostało wybrane na podstawie liczby sporów i skarg wpływających do URE w poprzednich latach, dotyczących odmów przyłączeń oraz wyznaczania odległych terminów realizacji przyłączeń czy też wysokości pobieranych opłat.

Prawo energetyczne po zmianach, które zaczęły obowiązywać w maju 2005 r., upoważniło Prezesa URE do wnoszenia zastrzeżeń do odmów zawarcia przez przedsiębiorstwa energetyczne umów przyłączeniowych z powodu braku warunków ekonomicznych. Wynikiem przyznania tej nowej kompetencji Regulatorowi było ustalenie przejrzystych reguł co do oceny ekonomicznej przyłączania nowych podmiotów do sieci elektroenergetycznych i gazowych, wpływających na ograniczenie liczby odmów i skrócenia czasu poszczególnych procedur. Znalazło to wyraz w Stanowiskach Prezesa URE:

- z dnia 1 września 2005 r. w sprawie postępowania w przypadku odmów przyłączenia do sieci gazowych z powodu braku warunków ekonomicznych (stosownie

do art. 7 ust. 9 w związku z art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne),

- z dnia 30 grudnia 2005 r. w sprawie postępowania w przypadku odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznych z powodu braku warunków ekonomicznych (stosownie do art. 7 ust. 9 w związku z art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne).

Szczegółowe informacje na temat prowadzonych postępowań administracyjnych w sprawie zgłoszenia zastrzeżeń do odmów przyłączenia do sieci znajdują się w części ID sprawozdania, dotyczącej działalności oddziałów terenowych URE.

4.4. Monitorowanie wypełniania obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stronom umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych

Operator systemu przesyłowego

W zakresie wymiany międzysystemowej minimalny zakres informacji publikowanych przez operatorów systemów przesyłowych określa Rozporządzenie 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady. Zgodnie z tym rozporządzeniem OSP publikuje następujące dane:

- oszacowane wielkości w odniesieniu do aukcji rocznych, miesięcznych i dobowych:
 - TTC (całkowite zdolności przesyłowe);
 - NTC (zdolności przesyłowe netto);
 - ATC (dostępne zdolności przesyłowe),
- oferowane i przydzielone zdolności przesyłowe,
- ceny zdolności przesyłowych,
- liczbę uczestników biorących udział w aukcji,
- liczbę ofert złożonych przez uczestników aukcji w odniesieniu do profilu handlowego.

Ponadto, w odniesieniu do aukcji rocznych OSP publikuje krzywe cenowe składanych ofert na zdolności przesyłowe.

W zakresie informacji o pracy KSE obowiązujące regulacje prawne nie wyszczególniają zakresu informacji, który powinien być publikowany przez OSP. Operator opracowuje i publikuje Plany Koordynacji Roczne (PKR), Plany Koordynacyjne Miesięczne (PKM) oraz Plany Koordynacyjne Dobowe (PKD). Ponadto, powykonawczo publikowane są sprawozdania miesięczne i roczne z funkcjonowania KSE. OSP publikuje także na swojej stronie internetowej zasady uczestnictwa w Rynku Bilansującym (IRiESP), standardy umów, ceny CRO, CROs, CROz oraz wolumeny energii na Rynku Bilansującym w cyklu dobowo-godzinowym. Wymiana informacji handlowych pomiędzy OSP a uczestnikami Rynku Bilansującego odbywa się za pomocą systemu Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE). Wymiana informacji

technicznych z wytwórcami w celu umożliwienia prowadzenia ruchu sieciowego odbywa się za pomocą Systemu Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (SOWE).

Operatorzy systemów dystrybucyjnych

Wypełnianie obowiązku publikowania informacji w zakresie dostępu do sieci stronom umowy o świadczenie usług dystrybucji operatorów systemów dystrybucyjnych jest przedmiotem monitorowania przez Prezesa URE w ramach monitorowania działalności spółek dystrybucyjnych. Szerzej zagadnienie to zostało omówione w punkcie 3.3.

4.5. Monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej

Poziom bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej zależy od wielu różnorodnych czynników i okoliczności, w tym przede wszystkim od sprawnego zarządzania pracą systemu, stanu technicznego majątku wytwórczego, jak również sprawności urządzeń i instalacji systemów: przesyłowego oraz dystrybucyjnych, właściwych rezerw mocy produkcyjnych i stosownego poziomu mocy przesyłowych, w tym transgranicznych. Podstawowy nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w energię elektryczną sprawuje minister gospodarki, natomiast monitorowanie, zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 20f ustawy – Prawo energetyczne, prowadzi Prezes URE. W tym celu:

- aktualizowana była baza informacyjna o przedsiębiorstwach sektora. Dane pochodziły z miesięcznych, kwartalnych i rocznych sprawozdań przysyłanych przez spółki dystrybucyjne, elektrownie i elektrociepłownie zawodowe. Korzystano również z zasobów informacyjnych innych resortów i instytucji badawczych, tj. m.in. Ministerstwa Gospodarki, Głównego Urzędu Statystycznego i Agencji Rynku Energii SA (ARE). W szczególności dane na temat mocy zainstalowanych w źródłach wytwórczych oraz szczytowego zapotrzebowania na moc pozyskiwano od OSP i innych źródeł, np. ARE czy Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE). Margines mocy wyniósł 32%, co sprawia, że w perspektywie krótkoterminowej nie ma zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej;
- wykorzystano procedurę uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych jako źródło przesłanek monitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej. Jest to bardzo istotny element procesu monitorowania, umożliwia pozyskanie informacji o stanie infrastruktury sieciowej i potrzebach inwestycyjnych OSP i OSD. W 2005 r. Prezes URE uzgodnił projekty planów OSP oraz 59 przedsiębiorstw energetyki przemysłowej. W 2005 r. nie były uzgadniane plany OSD. W oparciu o analizę danych zawartych w tych dokumentach, Prezes URE uzyskuje pogląd na temat technicznych warunków niezawodności dostarczania energii elektrycznej i przesłanki uznania określonego poziomu nakładów

inwestycyjnych za uzasadniony. Jest to następnie, w procesie zatwierdzania taryf operatorom sieciowym, przesłanką decyzji regulatora uznającej środki niezbędne do rozwoju i utrzymania infrastruktury, przyczyniającą się tym samym do poprawy bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej;

- obserwowano funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego m.in. w toku zatwierdzenia sprawozdania z działalności PSE – Operator SA ze szczególnym uwzględnieniem realizacji warunków decyzji Prezesa URE o wyznaczeniu przedsiębiorstwa energetycznego PSE – Operator SA operatorem elektroenergetycznego systemu przesyłowego. W toku postępowania, na podstawie analizy dokumentu, uzyskano informacje m.in. o realizacji działalności dotyczącej zarządzania systemem i zdolnościami przesyłowymi połączeń transgranicznych, potwierdzające właściwe postępowanie operatora w zapewnianiu niezawodności i jakości dostaw energii elektrycznej;
- dokonano uzgodnienia aktualizacji *Planu wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej* (akceptując tym samym procedury działania na wypadek stanów awaryjnych), co było kolejnym przejawem działania na rzecz monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Dzięki temu w stanach kryzysowych będzie ono mogło być utrzymywane na podstawowym poziomie;
- skontrolowano zgodność wielkości zapasów paliw, niezbędnych do utrzymania ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców, z wielkościami określonymi w rozporządzeniu, jako że i to uprawnienie Prezesa URE jest pewną formą monitoringu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej;
- wykorzystano również możliwości postępowania w sprawie zatwierdzania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej w częściach dotyczących bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi. W 2005 r. PSE – Operator SA działały w oparciu o instrukcję opracowaną i uzgodnioną z Prezesem URE jeszcze na starych zasadach, pod koniec 2004 r. Instrukcja ta weszła w życie z dniem 1 stycznia 2005 r.

4.6. Monitorowanie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań

W zakresie monitorowania wykonywania zadań przez operatora systemu przesyłowego, Prezes URE analizuje składane corocznie przez PSE – Operator SA sprawozdania z działalności OSP. W razie uzasadnionych wątpliwości co do wywiązywania się z obowiązków przez operatora systemu przesyłowego, Prezes URE wzywa do złożenia dodatkowych wyjaśnień i uzupełnienia sprawozdania.

W odniesieniu do operatorów systemów dystrybucyjnych, ich funkcje do czasu wyodrębnienia pełnią obecnie przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo. Monitorowanie OSD odbywa się zatem poprzez monitorowanie działalności spółek dystrybucyjnych

5. Narzędzia regulacji

5.1. Koncesje

W świetle ustawy – Prawo energetyczne organem właściwym w sprawach dotyczących udzielania i cofania koncesji w zakresie paliw i energii jest Prezes URE. Koncesjonowanie działalności w sektorze energetycznym jest typową formą regulacji administracyjnej, umożliwiającą zarówno kontrolę wejścia przedsiębiorstw na rynek, jak i kontrolę sposobów działania koncesjonariuszy na rynku. Na podstawie doświadczeń polskiej praktyki regulacyjnej można stwierdzić, że koncesja nie stała się instrumentem utrudniającym lub wręcz zamykającym dostęp do rynku. Proces koncesyjny przebiega w warunkach równoprawnego traktowania podmiotów ubiegających się o koncesję i nie dyskryminuje żadnego przedsiębiorstwa. Z kolei wypracowana i wdrożona procedura koncesjonowania umożliwia zainteresowanym podmiotom prowadzenie nieskrępowanej i efektywnej działalności w sektorze energetycznym.

W 2005 r. istotnym zmianom uległy przepisy regulujące zasady udzielania koncesji, co nie mogło nie wpłynąć na przebieg procesu koncesjonowania przedsiębiorstw energetycznych przez Prezesa URE. Zmiany te zostały wprowadzone ustawą z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy Prawo ochrony środowiska¹⁸⁾ i weszły w życie z dniem 3 maja 2005 r. Najważniejsze zmiany w zakresie energii elektrycznej i gazu dotyczyły:

- wyłączenia z koncesjonowania wytwarzania paliw gazowych (w tym: gazu koksowniczego, wielkopiecowego i biogazu);
- w przypadku wytwarzania energii elektrycznej w źródłach nie będących źródłami odnawialnymi – podniesienia progu mocy zainstalowanej (do 50 MW) jednostek wytwórczych energii elektrycznej, od której wymagane jest uzyskanie koncesji;
- wprowadzenia koncesjonowania rynku usług skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego.

W ramach dostosowania prawa krajowego do regulacji wynikających z Dyrektywy 2003/55/WE oraz Dyrektywy 2003/54/WE dostosowano pojęcie „przesyłanie” i „dystrybucja” do definicji zawartych w tych dyrektywach. W praktyce oznacza to, iż w miejsce dotychczasowej koncesji „na przesyłanie i dystrybucję” pojawiły się dwie odrębne koncesje: „na dystrybucję” oraz „na przesyłanie”, zależnie od specyfiki działalności prowadzonej przez wnioskodawcę. Jednocześnie w przepisach przejściowych uregulowano kwestię dotychczas wydanych koncesji „na przesyłanie lub dystrybucję”. Mianowicie – koncesje wydane na przesyłanie i dystrybucję stały się z dniem wejścia w życie nowelizacji koncesjami na przesyłanie lub dystrybucję, stosownie do zakresu prowadzonej działalności przez przedsiębiorstwo energetyczne. W konsekwencji, dostosowywanie zapisów

18) Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552.

w koncesjach wydanych do 3 maja 2005 r. następuje sukcesywnie w ramach postępowań prowadzonych w związku z wnioskami koncesjonariuszy o zmiany koncesji, które to zmiany wynikają z innych okoliczności.

Tabela A19. Liczba koncesji w zakresie energii elektrycznej wg stanu na koniec 2005 r.

Energia elektryczna:	1 210
dystribucja lub przesyłanie	202
obróć	309
wytwarzanie w tym:	699
odnawialne źródła energii	619

W przypadku rynku energii elektrycznej, zdarzeniem wartym odnotowania było udzielenie w 2005 r. koncesji dla przedsiębiorców mających siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego UE lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym. Dodać należy, że uregulowania zawarte w ustawie – Prawo energetyczne dopuszczają możliwość uzyskania koncesji przez ww. przedsiębiorców bez konieczności posiadania oddziału na terenie Polski. W 2005 r. wydano 8 koncesji na obrót energią elektryczną dla przedsiębiorstw mających siedziby w: Austrii (1), Belgii (1), Czechach (2), Niemczech (2), Słowacji (1) i Wielkiej Brytanii (1).

Koncesjonowanie wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii

2005 rok był kolejnym rokiem, w którym kontynuowano proces koncesjonowania podmiotów zobowiązanych ustawą z dnia 2 kwietnia 2004 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska¹⁹⁾, do posiadania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w źródle odnawialnym, niezależnie od jego mocy zainstalowanej. Obowiązek koncesjonowania obejmował nawet bardzo „małych” wytwórców, posiadających źródła o niewielkich mocach zainstalowanych, niedostatecznie przygotowanych do procesu koncesjonowania głównie od strony formalno-prawnej. Zasadniczym problemem, jaki pojawił się w trakcie procesu koncesjonowania, był brak możliwości uzyskania od podmiotów zobowiązanych kompletu dokumentów niezbędnych do podjęcia decyzji o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej.

Prezes URE, kierując się zapisami art. 32 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, rozpatrzył w roku sprawozdawczym 146 wniosków o udzielenie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach bądź o zmianę zapisów w posiadanych koncesjach, polegającą na dopisaniu nowego odnawialnego źródła energii. Wnioski dotyczyły 161 instalacji wytwarzających energię elektryczną, których łączna moc zainstalowana wynosiła 4 331,970 MW. Szczegółowe informacje dotyczące liczby instalacji w rozbiciu na jej rodzaje przedstawia tabela A20.

19) Dz. U. z 2004 r. Nr 91 poz. 875.

Tabela A20. Zestawienie instalacji, na które w 2005 r. zostały udzielone koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych

Rodzaj elektrowni	Łączna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji [szt.]
biogazowa	6,033	11
biomasowa	0,790	2
wiatrowa	30,209	28
wodna	13,438	112
wykorzystująca technologię współspalania	4 281,500	8

Do końca 2005 r. Prezes URE, kierując się zapisami art. 43 ustawy – Prawo energetyczne, rozpatrzył również 18 wniosków o wydanie promesy koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych. Wnioski dotyczyły 18 instalacji wytwarzających energię elektryczną, których łączna moc zainstalowana wynosić będzie 320,293 MW. Szczegółowe informacje dotyczące liczby instalacji w rozbiciu na jej rodzaje przedstawia tabela A21.

Tabela A21. Zestawienie instalacji, na które w 2005 r. zostały udzielone promesy koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych

Rodzaj elektrowni	Łączna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji [szt.]
biogazowa	2,926	3
wiatrowa	303,750	9
wodna	0,117	4
wykorzystująca technologię współspalania	13,500	2

W 2005 r. do Prezesa URE wpłynęło również 5 wniosków o rozszerzenie warunków udzielonej koncesji na wytwarzanie ciepła poprzez uwzględnienie w tych wnioskach nowej technologii polegającej na wspólnym spalaniu paliw kopalnych i odnawialnych oraz 1 wniosek o wydanie promesy koncesji na wytwarzanie ciepła w odnawialnych źródłach energii. Do końca 2005 r. pozytywnie rozpatrzono 4 wnioski o rozszerzenie koncesji, natomiast wniosek o udzielenie promesy koncesji został pozytywnie rozpatrzony na początku 2006 r. Ze względu na braki formalno-prawne, pozostawiono bez rozpatrzenia jeden wniosek o udzielenie koncesji na wytwarzanie ciepła w odnawialnych źródłach energii.

Kontrolowanie przestrzegania warunków prowadzenia działalności objętej koncesją

Działania kontrolne w zakresie przestrzegania warunków koncesji w 2005 r. wiązały się z przeprowadzeniem następujących kontroli interwencyjnych:

- W związku z podawanymi przez środki masowego przekazu informacjami o występowaniu uciążliwych

przerw w dostawach energii elektrycznej na terenie działania ENION SA, Górnośląskiego Zakładu Elektroenergetycznego SA oraz Rzeszowskiego Zakładu Energetycznego SA, na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne zwrócono się do ww. spółek o przedstawienie informacji dotyczących awarii sieci dystrybucyjnych.

Spółki przesłały stosowne wyjaśnienia, po przeanalizowaniu których stwierdzono, że przerwy w dostawach energii elektrycznej, które miały miejsce w dniach 16-20 grudnia 2005 r. na terenie działania GZE SA, RZE SA i ENION SA, były wywołane awariami urządzeń i sieci elektroenergetycznych na skutek skrajnie niekorzystnych warunków atmosferycznych (silny wiatr, obfite opady mokrego śniegu), przed którymi nie sposób było się w pełni zabezpieczyć. Przedstawione wyjaśnienia uznano za wystarczające i nie podjęto w stosunku do tych przedsiębiorstw dalszych działań.

- b) W związku ze skargą na sposób prowadzenia przez przedsiębiorstwo POLENERGIA SA działalności koncesjonowanej w zakresie obrotu energią elektryczną, na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne zwrócono się do spółki o przedstawienie informacji na temat stosowanych przez nią cen energii elektrycznej. Spółka przekazała dane dotyczące cen zakupu i sprzedaży energii elektrycznej w 2004 r. Postępowanie w tej sprawie nie zostało zakończone w 2005 r.
- c) W związku z wystąpieniem posła RP do Parlamentu Europejskiego, dotyczącym działalności Koncernu Energetycznego ENERGA SA, prowadzonej, zdaniem posła, z naruszeniem przepisów ustawy – Prawo energetyczne, tj. bez zawarcia stosownej umowy z odbiorcami energii elektrycznej, podjęto działania w celu wyjaśnienia, czy na terenie działania ENERGI SA rzeczywiście występują przypadki dostarczania energii elektrycznej odbiorcom bez zawarcia wymaganej przepisami prawa umowy. Na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne spółka dystrybucyjna została wezwana do złożenia stosownych wyjaśnień. W świetle uzyskanych informacji ustalono, że ww. zarzuty wynikają z błędnej interpretacji przepisów Kodeksu spółek handlowych. O wynikach przeprowadzonej kontroli poinformowano posła oraz Ministra Gospodarki i Pracy.

5.2. Taryfy dla energii elektrycznej

W 2005 r., na mocy ustawy z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz Prawo ochrony środowiska²⁰⁾ miała miejsce obszerna nowelizacja przepisów ustawy – Prawo energetyczne, również w zakresie warunków kalkulacji taryf dla przedsiębiorstw energetycznych. Jednakże, ze względu na postanowienia przepisów przejściowych ustawy zmieniającej (art. 18), nie było konieczności zmiany taryf zatwierdzonych

i obowiązujących przed dniem wejścia w życie nowelizacji z dnia 4 marca 2005 r.

W 2005 r. w zakresie taryf dla energii elektrycznej wszczęto 173 postępowania administracyjne, z czego Prezes URE wydał 170 decyzji administracyjnych, w tym:

- 100 decyzji o zatwierdzeniu taryf dla energii elektrycznej, w tym:
 - 14 decyzji dla spółek dystrybucyjnych,
 - 1 decyzja dla PSE SA,
 - 1 decyzja dla PSE – Operator SA,
 - 84 decyzje dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej;
- 58 decyzji o zatwierdzeniu zmian w taryfach dla energii elektrycznej, w tym:
 - 3 decyzje dla spółek dystrybucyjnych,
 - 2 decyzje dla PSE SA,
 - 53 decyzje dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej;
- 9 decyzji o umorzeniu postępowania, w tym:
 - 1 decyzja dla spółki dystrybucyjnej,
 - 8 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej;
- 3 decyzje o odmowie zatwierdzenia taryf bądź zmian w taryfach, w tym:
 - 1 decyzja dla spółki dystrybucyjnej w sprawie zmiany,
 - 2 decyzje dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej;

Do rozpatrzenia w 2006 r. pozostały 3 postępowania w sprawie zatwierdzenia taryf dla przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej, wszczęte w 2005 r., oraz:

- 3 decyzje w sprawie wymierzenia kary dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 2 decyzje w sprawie rozstrzygnięcia sporów między przedsiębiorstwami energetycznymi,
- 2 decyzje o umorzeniu sporów między przedsiębiorstwami energetycznymi.

Zatwierdzanie taryfy dla PSE SA

W okresie obowiązywania VI Taryfy Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA, która weszła w życie w styczniu 2005 r., przedsiębiorstwo dwukrotnie występowało z wnioskiem o korektę taryfy. Pierwszy wniosek został złożony w maju 2005 r. i dotyczył zmiany tabeli zawierającej wykaz kontraktów długoterminowych w związku z wcześniejszym zakończeniem kontraktu z Elektrociepłowniami Warszawskimi SA – obecna nazwa VATTENFALL HEAT POLAND SA – oraz wzrostu cen sprzedaży minimalnych ilości energii (MIE). Decyzją z dnia 23 maja 2005 r. Prezes URE zatwierdził korektę taryfy PSE SA w części dotyczącej zmiany tabeli, o której mowa powyżej, oraz odmówił zatwierdzenia korekty taryfy w części wnioskowanej podwyżki cen energii.

We wrześniu miała miejsce kolejna korekta taryfy PSE SA, polegająca na podwyższeniu cen energii w tzw. Taryfie Hurtowej. Zmiana ta była spowodowana wzrostem cen energii elektrycznej produkowanej przez przedsiębiorstwa wytwórcze, wytwarzające energię elektryczną

20) Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552.

w oparciu o paliwo gazowe, objęte kontraktami długoterminowymi. Korekta obowiązywała od 1 października 2005 r.

Taryfa PSE SA jest ustalana na podstawie metody kosztowej ze względu na brak odpowiednich warunków do prowadzenia analiz porównawczych. 14 grudnia 2005 r. Prezes URE zatwierdził VII taryfę dla PSE SA na okres 12 miesięcy, rozpoczynający się z dniem 1 stycznia 2006 r.

Zatwierdzanie taryfy dla operatora systemu przesyłowego PSE – Operator SA

Taryfa PSE – Operator SA, która weszła w życie w styczniu 2005 r., obowiązywała w niezmiennionej wysokości przez cały rok. Ze względu na fakt, iż taryfa PSE – Operator SA, podobnie jak taryfa PSE SA, stanowi źródło kosztów przeniesionych dla spółek dystrybucyjnych w kalkulowaniu ich taryf, wstępny wniosek o zatwierdzenie taryfy został złożony pod koniec maja 2005 r. Biorąc pod uwagę ograniczone możliwości pozyskania w tym okresie rzetelnych informacji na temat planowanych wielkości nośników stanowiących podstawę kalkulacji stawek opłat przesyłowych, wniosek ten był weryfikowany w zakresie kosztowym. Natomiast we wrześniu 2005 r. został złożony wniosek PSE – Operator SA wraz z taryfą zawierającą stawki opłat przesyłowych, skalkulowane przy uwzględnieniu zebranych od spółek dystrybucyjnych, najbardziej aktualnych danych w zakresie wielkości mocy i ilości energii elektrycznej.

Decyzją z dnia 30 września 2005 r. Prezes URE ustalił współczynnik korekcyjny X, determinując tym samym wysokość kosztów usług dodatkowych, stanowiących podstawę kalkulacji składnika wyrównawczego stawki systemowej opłaty przesyłowej.

Taryfa PSE – Operator SA, podobnie jak taryfa PSE SA, została ustalona na podstawie metody kosztowej ze względu na brak odpowiednich warunków do prowadzenia analiz porównawczych i zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 14 grudnia 2005 r. na okres 12 miesięcy, rozpoczynający się z dniem 1 stycznia 2006 r.

Zatwierdzanie taryf dla operatorów systemu rozdzielczego

17 grudnia 2005 r. Prezes URE zatwierdził VII taryfy dla 13 spółek dystrybucyjnych na okres 12 miesięcy, rozpoczynający się z dniem 1 stycznia 2006 r. W odniesieniu do jednej spółki została wydana decyzja odmawiająca zatwierdzenia taryfy z uwagi na nieakceptowalny poziom kosztów zaplanowanych przez przedsiębiorstwo na okres taryfowy.

W wyniku zatwierdzenia taryf dla spółek dystrybucyjnych nastąpił nominalny wzrost średnich płatności za energię elektryczną o 3,18%, natomiast dla tzw. odbiorców komunalno-bytowych – o 4,06%. W zależności od obszaru kraju kształtuje się on w przedziale od 0,97 do 6,45%.

Relatywnie wyższa podwyżka dla odbiorców zużywających energię na potrzeby tzw. gospodarstw domowych wynika z konieczności stopniowego eliminowania

zjawiska finansowania tej grupy odbiorców przez tzw. odbiorców przemysłowych.

Występujący corocznie realny wzrost opłat za energię elektryczną jest wynikiem wielu występujących niezależnie przyczyn, które można podzielić na (i) zewnętrzne – niezależne od przedsiębiorstwa, oraz (ii) wewnętrzne – związane z jego działalnością.

Do pierwszej grupy należy zaliczyć wzrost kosztów finansowania rozwoju odnawialnych źródeł energii elektrycznej i źródeł wykorzystujących technologię skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, wzrost obciążeń podatkowych związanych z działalnością energetyczną oraz wzrost kosztów związanych z istnieniem tzw. kontraktów długoterminowych – uwidoczniony we wzroście stawki systemowej opłat przesyłowych.

Główną wewnętrzną przyczyną wzrostu opłat jest wynikający z przepisów prawa obowiązek zapewnienia przedsiębiorstwom wynagrodzenia kapitału zainwestowanego w działalność energetyczną. Uwzględnianie zwrotu z kapitału w stawkach opłat taryfowych wprowadzane jest stopniowo ze względu na ograniczenia wzrostów płatności, wynikające z § 27 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 23 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną²¹⁾, zwanego dalej „rozporządzeniem taryfowym”. W taryfach na 2006 r. wynagrodzeniu podlega 75% majątku dystrybucyjnego przedsiębiorstw, wycenionego wg wartości księgowej netto, natomiast w taryfach na 2007 r. majątek będzie wynagradzany w 100%. Od tego momentu – o ile nie wystąpią inne przyczyny wzrostu – należy oczekiwać realnego spadku płatności za energię elektryczną.

a) Zatwierdzenie taryf dla grupy skonsolidowanych spółek dystrybucyjnych

2005 r. był kolejnym rokiem konsolidowania przedsiębiorstw energetycznych, jak i ujednolicania cen i stawek opłat w taryfach wcześniej skonsolidowanych spółek dystrybucyjnych.

W przypadku ENEA SA, zatwierdzona 16 grudnia 2005 r. taryfa stanowi już czwarty etap procesu ujednolicania cen i stawek opłat. Ceny energii elektrycznej i stawki opłat abonamentowych na wysokim i średnim napięciu oraz na niskim napięciu w grupach C2x, G1x oraz C1x (za wyjątkiem obszaru bydgoskiego), w poszczególnych grupach taryfowych są jednakowe we wszystkich obszarach działania przedsiębiorstwa.

W zakresie dystrybucji energii elektrycznej ujednolicenie stawek opłat nastąpiło w grupach A21, B12, C22w, C11o, G12w. W pozostałych grupach taryfowych stawki opłat są nadal zróżnicowane w poszczególnych obszarach, jednakże nastąpiło dalsze ograniczenie ich rozpiętości.

W przypadku EnergiaPro Koncern Energetyczny SA, taryfa zatwierdzona 16 grudnia 2005 r. stanowi drugi etap

21) Dz. U. z 2004 r. Nr 105, poz. 1114.

ujednolicenia cen i stawek opłat w poszczególnych oddziałach Koncernu. Ceny energii elektrycznej i stawki opłat abonamentowych w poszczególnych grupach taryfowych we wszystkich oddziałach Koncernu są ujednolicone, natomiast stawki opłat dystrybucyjnych w dalszym ciągu pozostały zróżnicowane i będą stopniowo ujednolicane w kolejnych taryfach tak, aby zapewnić ochronę odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem opłat za energię elektryczną, np. w obecnej taryfie ujednolicono składnik stały opłaty dystrybucyjnej w grupach taryfowych A22, A23, C21, C22b, O12 we wszystkich obszarach działania przedsiębiorstwa.

Zatwierdzona w 2005 r. taryfa dla ENION SA jest drugim etapem ujednolicania cen i stawek opłat. Ceny energii elektrycznej są ujednolicone w grupach taryfowych na wysokim i średnim napięciu oraz na niskim napięciu w grupach taryfowych G1x, C1x C2x D11 i R. Ponadto, ujednolicono stawki opłaty abonamentowej w grupach: N23, A23EWN, A21, A23, C2x, C1X (za wyjątkiem oddziału w Częstochowie), D11, G12w. Stawki opłat za usługi dystrybucyjne, ze względu na zbyt duże ich zróżnicowanie w poszczególnych obszarach spółki, będą ujednolicane w kolejnych taryfach.

W przypadku Koncernu Energetycznego ENERGA SA, zgodnie z zapisami zawartymi w § 28 ust. 2 rozporządzenia taryfowego, przedsiębiorstwo jako powstałe w wyniku łączenia z innymi podmiotami, z dniem konsolidacji uzyskało prawo do prowadzenia rozliczeń z odbiorcami na podstawie cen i stawek opłat ustalonych w taryfach zatwierdzonych 15 grudnia 2004 r. dla ośmiu odrębnych spółek, obecnie oddziałów Koncernu.

Zgodnie z treścią powołanego przepisu, prawo do stosowania taryf przedsiębiorstw połączonych wygasa najpóźniej po upływie 9 miesięcy od dnia rozpoczęcia działalności przez nowo powstały podmiot – w przypadku KE ENERGA SA wygasło z dniem 30 września 2005 r. W związku z powyższym, Prezes URE decyzją z dnia 15 września 2005 r. zatwierdził taryfę dla KE ENERGA SA na okres od 1 października do 31 grudnia 2005 r. Taryfa ta zawierała niezmienione ceny i stawki opłat ustalone w taryfach 8 spółek dystrybucyjnych – obecnie oddziałów przedsiębiorstwa.

Decyzją z dnia 16 grudnia 2005 r. Prezes URE zatwierdził taryfę dla KE ENERGA SA na 2006 r., którą przedsiębiorstwo rozpoczyna proces ujednolicania cen i stawek opłat dystrybucyjnych. Taryfa ta zawiera ujednolicony tekst obowiązujący wszystkich odbiorców Koncernu oraz jednakowe ceny energii elektrycznej, natomiast zachowano zróżnicowanie stawek opłat przesyłowych w poszczególnych oddziałach Koncernu. Stawki opłat abonamentowych ujednolicono jedynie na wysokim napięciu w grupach A2x i na średnim napięciu (częściowo) z uwagi na istniejące zagrożenie przekroczenia płatności z uwagi na odbiorców w niektórych oddziałach.

Zatwierdzone w 2005 r. taryfy dla skonsolidowanych przedsiębiorstw, ze względu na ich ujednolicenie, były kalkulowane przy założeniu, że wzrost płatności odbiorców nie przekroczy 6,5%.

b) Zatwierdzenie taryf z wydłużonym okresem regulacji
Zgodnie z art. 23 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, do zakresu kompetencji Prezesa URE należy ustalanie: współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków wykonywania przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności oraz okresu obowiązywania taryfy i współczynników korekcyjnych. W praktyce wyznaczenie współczynników korekcyjnych jest równoznaczne z ustaleniem dłuższego niż jednoroczny okres regulacji dla przedsiębiorstwa (taryfa wieloletnia). W trakcie obowiązywania taryfy wieloletniej przychód regulowany przedsiębiorstwa na kolejny roczny okres obowiązywania taryfy (niezmienionego zestawu cen i stawek opłat) jest wyznaczany w oparciu o formułę matematyczną zapisaną w § 26 ust. 2 rozporządzenia taryfowego.

1 stycznia 2005 r. weszły w życie taryfy 10 Spółek Dystrybucyjnych ustalone w ramach wieloletniego okresu regulacji. W przypadku sześciu z nich wydłużony okres regulacji zakończył się w 2005 r.:

- dla pięciu – z powodu wygaśnięcia z mocy prawa decyzji ustalających wydłużony okres regulacji na skutek włączenia tych podmiotów do skonsolidowanej struktury Koncernu Energetycznego ENERGA SA,
- dla jednej, tj. przedsiębiorstwa energetycznego STO-EN SA – ze względu na wygaśnięcie w 2005 r. okresu obowiązywania ostatniego współczynnika korekcyjnego X ustalonego w taryfie wieloletniej.

Dla pozostałych czterech przedsiębiorstw, tj. Łódzkiego Zakładu Energetycznego SA, Zakładu Energetycznego Łódź – Teren SA, ENEA SA i Rzeszowskiego Zakładu Energetycznego SA, w grudniu 2005 r. Prezes URE zatwierdził taryfę na 2006 r., tj. na ostatni okres taryf wieloletnich.

W 2005 r. nie zatwierdzono żadnych nowych taryf z wydłużonym okresem regulacji, gdyż intencją Regulatora wyrażaną w latach poprzednich jest wyrównanie horyzontów czasowych dla wszystkich przedsiębiorstw podsektora. Spełnienie tego założenia jest warunkiem niezbędnym dla efektywnego wykorzystania metod regulacji porównawczej w taryfowaniu przedsiębiorstw dystrybucyjnych.

Nowy okres – jednolity dla wszystkich podmiotów podsektora – rozpocznie się po przeprowadzeniu przeglądu kosztowego i wyznaczeniu nowych celów indykatorywnych w zakresie uzasadnionego poziomu kosztów operacyjnych, strat sieciowych i poziomu inwestowania.

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej

Zgodnie z art. 47 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje na prowadzenie działalności w zakresie przesyłania, dystrybucji i obrotu energią elektryczną ustalają taryfy, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Do grupy podmiotów, które muszą mieć zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej, zalicza się, oprócz energetyki zawodowej, również przedsiębiorstwa tzw.

energetyki przemysłowej, dla których sprzedaż energii elektrycznej stanowi działalność dodatkową (w większości przypadków przychody z tego tytułu stanowią margines przychodów całego przedsiębiorstwa).

Biorąc pod uwagę, że żadne z przedsiębiorstw energetyki przemysłowej zajmujących się obrotem i dystrybucją energii elektrycznej nie działa na rynku konkurencyjnym, tak jak w latach poprzednich Prezes URE zatwierdzał taryfy dla tych przedsiębiorstw kierując się zasadą, aby płatności odbiorców obliczone na podstawie zaproponowanych cen i stawek opłat w taryfie nie były wyższe od płatności, jakie odbiorca tego przedsiębiorstwa ponosiłby, będąc odbiorcą spółki dystrybucyjnej, od której przedsiębiorstwo to kupuje energię elektryczną. Oczywiście, stosowanie powyższej zasady było uzależnione od specyfiki przedsiębiorstwa i ponoszonych przez nie kosztów.

Kontrola NIK w zakresie różnic bilansowych w taryfach dla energii elektrycznej

W lipcu 2005 r. do Prezesa URE wpłynęły wnioski pokontrolne z kontroli przeprowadzonej w 2004 r., dotyczącej działalności zakładów energetycznych w zakresie ograniczania nieuzasadnionych strat energii wprowadzanej do sieci elektroenergetycznych i wpływu tych strat na wysokość ustalonych taryf, za okres od 1 stycznia 2001 r. do 30 czerwca 2004 r.

Jednym z wniosków było *Rozważenie możliwości zainicjowania nowelizacji ustawy Prawo energetyczne w kierunku zalegalizowania kryterium analizy porównawczej z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi do ustalania taryf albo zmodyfikowanie tej metody celem wykorzystywania jej wyłącznie do weryfikacji kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji stawek opłat w taryfach (składnika zmiennej stawki sieciowej).*

Pojęcie *strat energii* NIK traktuje niejednorodnie. W jednym przypadku są to straty wynikające z warunków technicznych, w innym – straty w działalności handlowej przedsiębiorstwa energetycznego, które nie mają związku ze stratami technicznymi.

W opracowanym i stosowanym w URE podczas zatwierdzania taryf narzędziu systemowym, które było przedmiotem oceny NIK, uwzględnia się zarówno straty techniczne energii, jak i straty handlowe.

NIK nie zakwestionowała *proefektywnościowej funkcji mechanizmów metody porównawczej w procesie regulacji działalności zakładów energetycznych*. Co więcej, wskazała, że *W okresie wyznaczania tą metodą do kalkulacji taryf „strat modelowych”, poziom strat w sieciach elektroenergetycznej zakładów, relatywnie do ilości energii wprowadzonej do sieci obniżył się (...).* Potwierdza to skuteczność zastosowanej przez Prezesa URE metody.

Wskazano jednak nieprawidłowość polegającą na tym, że *uwzględnienie w taryfach kosztów wyższych niż uzasadnione było sprzeczne z art. 45 ustawy Prawo energetyczne*. Rozumowanie NIK jest oparte na założenia-

ch²²⁾, które nie znajdują potwierdzenia w przepisach ustawy – Prawo energetyczne i w aktach wykonawczych.

Wywiedziona przez kontrolera NIK wizja procesu regulacji nawiązuje do tradycyjnego modelu regulacji kosztowej, zarzuconego z uwagi na jego nieefektywność.

Definicja kosztów uzasadnionych, określona w art. 3 pkt 21 ustawy – Prawo energetyczne, nie mówi, że koszty uzasadnione muszą być kosztami poniesionymi przez przedsiębiorstwo. Tylko w takim przypadku zarzut naruszenia przez Prezesa URE przepisów ustawy, poprzez uwzględnienie w kalkulacji taryf kosztów wyższych niż poniesione, mógłby być uzasadniony. Koszty uzasadnione są wielkością przyjmowaną do kalkulacji taryf w wysokości, w jakiej są niezbędne do wykonania zobowiązań, z zachowaniem należytej staranności zmierzającej do ochrony interesów odbiorców.

Istotą regulacji bodźcowej, która *de facto* jest wpisana do ustawy, jest premia dla najbardziej efektywnych, która ma stanowić zachętę do podejmowania wysiłków na rzecz poprawy efektywności w miejsce maksymalizowania potrzeb, demonstrowanego Regulatorowi w procesie zatwierdzania taryfy. Tym samym, wprost z ustawy można wywieść uzasadnienie, dlaczego spółki najbardziej efektywne uzyskują na pokrycie różnicy bilansowej *przychód wyższy niż koszt faktycznie poniesiony*.

Postawiony wniosek wskazuje zatem na ciągły, a można także powiedzieć, że uporczywy brak zrozumienia przez NIK istoty regulacji przedsiębiorstw energetycznych. Ustawodawca, posługując się w ustawie – Prawo energetyczne pojęciem „koszty uzasadnione”²³⁾, upoważnił Prezesa URE do zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej, w tym analizowania i weryfikowania kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione. Ustawodawca nie określił metody oceny tych kosztów, pozostawiając to decyzji Prezesa URE²⁴⁾.

Metoda analizy porównawczej ma daleko szersze zastosowanie niż wskazane przez NIK. Analiza porównawcza wykorzystywana jest nie tylko do oceny uzasadnionego poziomu strat sieciowych, ale także do oceny uzasadnionych kosztów operacyjnych oraz uzasadnionych nakładów inwestycyjnych.

Przyjęcie przez Prezesa URE do stosowania w procesie zatwierdzania taryf, sugerowanej przez NIK *analizy porównawczej z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi* naruszyłoby także w sposób oczywisty jedną z podstawowych zasad zawartych w art. 47 ust. 1 ustawy

22) NIK przyjęła łącznie następujące założenia: a) ustawa determinuje sposób prowadzenia procesu regulacji według zasady *cost of service* (regulacji kosztowej); b) koszty uzasadnione są kosztami poniesionymi przez przedsiębiorstwo; c) ochrona interesu odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen polega na zapewnieniu kalkulacji cen na poziomie jak najniższym.

23) Art. 3 pkt 21, art. 23 ust. 2 pkt 2 oraz art. 45 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

24) Gdyby intencje ustawodawcy były odmienne, w ustawie zostałoby użyte np. określenie „koszty poniesione” lub też zostałaby wskazana metoda ich oceny.

– Prawo energetyczne. Zgodnie z tym przepisem, przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje z własnej inicjatywy przedkładają Prezesowi URE do zatwierdzenia samodzielnie przez siebie ustalone taryfy, a wyjątkiem jest możliwość żądania przez Prezesa URE przedłożenia taryfy. Prezes URE nie może zatem przewidzieć, w jakim terminie przedsiębiorstwa energetyczne przedłożą taryfy do zatwierdzenia i nie ma żadnego wpływu na ten proces.

Inny wniosek NIK dotyczył *Badania w postępowaniach administracyjnych o zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej, czy wnioskodawcy dołożyli należytej staranności w wykrywaniu nielegalnego poboru energii elektrycznej, zawiadamianiu organów ścigania o ujawnionych przypadkach kradzieży energii elektrycznej, a także w dochodzeniu roszczeń z tytułu szkód poniesionych w wyniku nielegalnego poboru energii, celem rzetelnego zweryfikowania kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne, jako uzasadnionych do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach.*

Podjęcie przez Prezesa URE działań wnioskowanych przez NIK jest niecelowe, bowiem jego realizacja prowadziłaby do zastąpienia przez Prezesa URE działań, jakie obowiązane są podjąć rady nadzorcze i zarządy spółek energetycznych. Zgodnie z rozporządzeniem Prezydenta Rzeczypospolitej z dnia 27 czerwca 1934 r.

– Kodeks handlowy²⁵⁾ oraz ustawą z dnia 15 września 2000 r. – Kodeks spółek handlowych²⁶⁾, członek władz spółki odpowiada wobec spółki za szkodę wyrządzoną przez działalność sprzeczną z prawem lub postanowieniami umowy/statutu spółki, a działając na jej szkodę podlega karze pozbawienia wolności²⁷⁾.

Na podstawie art. 278 § 5 Kodeksu Karnego z dnia 6 czerwca 1997 r.²⁸⁾ kradzież energii uznaje się za przestępstwo²⁹⁾. Pokrzywdzonym w takim przypadku jest dostawca energii, który albo w ogóle nie otrzymuje zapłaty za dostarczoną energię (przy poborze energii ze wspólnej sieci bez umowy), albo otrzymuje zapłatę niższą od należnej (przy poborze energii niezgodnie z umową zawartą z dostawcą)³⁰⁾.

Obowiązek dopilnowania właściwej gospodarki spółki spoczywa zatem na organach spółki, nie zaś na Prezesie URE, co zdaje się sugerować NIK.

NIK wniósł także o *Dokonywanie kontroli przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne warunków koncesji dla prowadzenia działalności sieciowej (w zakresie przesyłania i dystrybucji energii), w tym działań na rzecz ograniczania strat energii elektrycznej w eksploatowanych sieciach elektroenergetycznych.*

NIK stwierdził, iż od 3 maja 2005 r. obowiązek kontroli przestrzegania przez koncesjonariuszy warunków wykonywania działalności objętej koncesją, w związku z (...) przepisem art. 57 ust. 1 pkt 2 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, określony został wprost w ustawie *Prawo energetyczne*, z czym trudno się zgodzić.

Art. 57 ust. 1 pkt 1 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej przyznaje organowi koncesyjnemu uprawnienie do kontroli działalności gospodarczej w zakresie: 1) zgodności wykonywanej działalności z udzieloną koncesją. Zapis ten, w niezmienionym brzmieniu, został włączony do art. 50 ustawy – *Prawo energetyczne*³¹⁾ i wyraźnie wskazuje, że Prezes URE stosuje ustawę o swobodzie działalności gospodarczej jedynie w sprawach nieuregulowanych przepisami ustawy – *Prawo energetyczne*.

Należy zatem zwrócić uwagę na zapis art. 23 ust. 2 pkt 15 ustawy – *Prawo energetyczne*, który stanowi, że *Do zakresu działania Prezesa URE należy: (...) 15) ustalanie metod kontroli i podejmowania działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych.*

Analiza przedstawionych przepisów prowadzi do odmiennego wniosku niż sformułował go NIK. W żadnym z przepisów znowelizowanej ustawy – *Prawo energetyczne* nie został wprost nałożony na Prezesa URE obowiązek kontroli przestrzegania przez koncesjonariuszy warunków wykonywania działalności objętej koncesją, jak to sugeruje NIK.

Prezes URE ma natomiast możliwość ustalania metod kontroli wskazujących, czy koncesjonariusze wypełniają warunki zawarte w koncesji, czy też nie.

5.3. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych

Ustawa – *Prawo energetyczne* nakłada na zintegrowane pionowo przedsiębiorstwa energetyczne obowiązek wydzielenia operatorów systemów przesyłowych oraz operatorów systemów dystrybucyjnych. W świetle przepisów ustawy operatorzy wyznaczani są na czas określony w drodze decyzji administracyjnej przez Prezesa URE.

W 2005 r. Prezes URE otrzymał dwa wnioski o wyznaczenie operatorów systemu przesyłowego: elektroenergetycznego (PSE – Operator SA), gazowego (Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o.) oraz jeden dotyczący wyznaczenia operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego („ENERGOSERWIS KLESZCZÓW” Sp. z o.o.).

Operator Systemu Przesyłowego

Spółka PSE – Operator SA (należąca do PSE SA) decyzją Prezesa URE z dnia 28 lipca 2004 r. była wyznaczona

25) Dz. U. Nr 57, poz. 502 ze zmianami.

26) Dz. U. z 2000 r. Nr 94, poz. 1037.

27) Art. 292 i 474 Kodeksu handlowego oraz art. 293 i 483 Kodeksu spółek handlowych; art. 300 i 482 Kodeksu handlowego – do lat 3 oraz art. 585 Kodeksu spółek handlowych – do lat 5 i grzywnie.

28) Dz. U. z 1997 r. Nr 88, poz. 553 ze zmianami.

29) Zagrożone karą nawet pozbawienia wolności do lat 5.

30) Kodeks Karny. Część szczególna. Komentarz. Tom II. Wydawnictwo C.H. Beck, Warszawa 2004, str. 697-698.

31) Art. 50 ustawy – *Prawo energetyczne* stanowi, że *W sprawach nieuregulowanych przepisami niniejszej ustawy w zakresie działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych, w tym przeprowadzania przez Prezesa URE kontroli zgodności wykonywanej działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych z udzieloną koncesją, stosuje się przepisy ustawy o swobodzie działalności gospodarczej.*

operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego na okres 1 sierpnia 2004 r. – 30 czerwca 2005 r. Działalność operatorska była prowadzona w oparciu o środki trwałe oraz wartości niematerialne i prawne udostępnione przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA na podstawie umów zawartych do 31 grudnia 2007 r. Umowy regulowały m.in. zagadnienia dotyczące dzierżawy majątku, zarządzania inwestycjami oraz planowania inwestycji.

Po 30 czerwca 2005 r. spółka PSE – Operator SA pełniła funkcję OSP (w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne) na podstawie art. 7 ustawy z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska³². Zgodnie bowiem z art. 7 powołanej ustawy, do czasu wyznaczenia przez Prezesa URE operatorów, o których mowa w art. 9h ust. 1 ustawy wymienionej w art. 1 (tj. ustawy – Prawo energetyczne), nie dłużej jednak niż do 31 grudnia 2006 r., przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy (tj. noweli z dnia 4 marca 2005 r.) zadania operatorów systemów stają się operatorami systemów w takim zakresie, w jakim pełniły funkcje tych operatorów.

30 listopada 2005 r. do URE wpłynął wniosek PSE SA oraz PSE – Operator SA o wyznaczenie przedsiębiorstwa energetycznego PSE – Operator SA na operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

W momencie rozpatrywania wniosku, PSE – Operator SA była spółką funkcjonującą w strukturach PSE SA, tzn. działała w ramach przedsiębiorstwa pionowo zintegrowanego. Natomiast zgodnie z art. 9k ustawy – Prawo energetyczne operator systemu przesyłowego powinien działać w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa. W związku z powyższym, w celu zapewnienia PSE – Operator SA statusu prawnego zgodnego z wymogami ustawy, PSE SA poinformowały Prezesa URE o podjętych działaniach dostosowawczych. W ramach tych działań opracowana została „Koncepcja konsolidacji BOT GiE SA i PSE SA z udziałem wybranych podmiotów z sektora elektroenergetycznego”, która określa m.in. sposób przekazania Operatora na rzecz Skarbu Państwa. Projekt ten, opracowany wspólnie przez PSE SA oraz BOT Górnictwo i Energetyka SA, został złożony w Ministerstwie Skarbu Państwa oraz Ministerstwie Gospodarki 15 grudnia 2005 r. Należało zatem uznać, że podjęto odpowiednie działania zmierzające do spełnienia wymogu określonego w art. 9k ustawy – Prawo energetyczne. Dodać należy, że w celu wypełnienia postanowień art. 9g Prawa energetycznego, PSE – Operator SA pismem z 3 listopada 2005 r. wystąpił z wnioskiem o zatwierdzenie przez Prezesa URE części instrukcji, o których mowa w ust. 7 powołanego przepisu.

W efekcie dokonanych ustaleń, mając w szczególności na uwadze trwający proces przekształceń własnościowych zmierzający do zapewnienia PSE – Operator SA statusu prawnego zgodnego z wymogami ustawy,

bezpieczeństwo pracy Krajowego Systemu Przesyłowego oraz okres obowiązywania umowy dzierżawy majątku przesyłowego, Prezes URE zdecydował o wyznaczeniu PSE – Operator SA operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego na okres do 31 grudnia 2007 r.

Operator Systemu Dystrybucyjnego

Gmina Kleszczów, jako właściciel sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, wnioskiem z 20 czerwca 2005 r. zwróciła się do Prezesa URE o wyznaczenie „ENERGOSERWIS KLESZCZÓW” Sp. z o.o. z siedzibą w Rogowcu operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na swoim terenie. „ENERGOSERWIS KLESZCZÓW” Sp. z o.o. jest przedsiębiorstwem energetycznym prowadzącym działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej za pomocą – dzierżawionych od Gminy Kleszczów – sieci dystrybucyjnych o napięciach 110 kV, 30 kV, 15 kV i sieciami niskiego napięcia, na podstawie koncesji na dystrybucję energii elektrycznej, udzielonej decyzją Prezesa URE z dnia 31 sierpnia 2000 r.

W toku przeprowadzonego postępowania administracyjnego ustalono, że Spółka posiada warunki do skutecznego zarządzania systemem dystrybucyjnym na terenie Gminy Kleszczów oraz posiada koncesję na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, obowiązującą do 5 września 2010 r. W efekcie Prezes URE wyznaczył „ENERGOSERWIS KLESZCZÓW” Sp. z o.o. z siedzibą w Rogowcu operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na terenie Gminy Kleszczów na okres 1 lutego 2006 r. – 5 września 2010 r.

Zatwierdzanie IRIESP

Obowiązek opracowania przez operatora systemu przesyłowego instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej wynika z art. 9g ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Wypełniając obowiązek zawarty w art. 9g ust. 1 i 2 ustawy, Operator opracował projekt Instrukcji oraz poinformował użytkowników elektroenergetycznego systemu przesyłowego, w formie pisemnej oraz elektronicznej, poprzez umieszczony na stronie internetowej Operatora komunikat z dnia 16 września 2005 r., o publicznym dostępie do projektu Instrukcji oraz o możliwości zgłaszania uwag do niego. Proces konsultacji projektu Instrukcji został zakończony 9 października 2005 r. 3 listopada 2005 r. przedsiębiorstwo energetyczne PSE – Operator SA przedłożyło do zatwierdzenia projekt Instrukcji. W komunikacie z 4 listopada 2005 r. Operator poinformował użytkowników systemu o przedłożeniu Prezesowi URE części Instrukcji dotyczącej bilansowania systemu przesyłowego i zarządzania ograniczeniami systemowymi do zatwierdzenia w drodze decyzji administracyjnej. Prezes URE, po analizie przedstawionego projektu Instrukcji, wezwał Operatora pismem z dnia 7 grudnia 2005 r. do uzupełnienia wniosku poprzez złożenie dodatkowych wyjaśnień i wprowadzenie niezbędnych zmian w Instrukcji. W odpowiedzi na wezwanie Operator w piśmie z dnia 30 grudnia 2005 r. uzupełnił wniosek poprzez wprowadzenie stosownych

32) Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552.

zmian w Instrukcji. W 2005 r. postępowanie w sprawie zatwierdzenia Instrukcji nie zostało zakończone³³⁾.

Zatwierdzanie IRIESD

Operator systemu dystrybucyjnego na podstawie art. 9g opracowuje instrukcję ruchu i eksploatacji systemu dystrybucyjnego. Na podstawie art. 9g ust. 9 w terminie 60 dni od dnia ogłoszenia zatwierdzonej części instrukcji ruchu i eksploatacji systemu przesyłowego, dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, OSD przedstawia Prezesowi URE do zatwierdzenia tę część instrukcji, która dotyczy bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. W związku z faktem, że w 2005 r. postępowanie w sprawie zatwierdzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej nie zostało zakończone, operatorzy systemów dystrybucyjnych nie przedstawili dotychczas Prezesowi URE instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych do zatwierdzenia.

5.4. Uzgadnianie planu wprowadzania ograniczeń w poborze energii elektrycznej, opracowanego przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego

W świetle art. 11 ustawy – Prawo energetyczne, w przypadku:

- a) zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej, polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym,
- b) zagrożenia bezpieczeństwa osób,
- c) zagrożenia wystąpienia znacznych strat materialnych – na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części mogą być wprowadzone na czas oznaczony ograniczenia w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych oraz w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła polegają na:

- ograniczeniu maksymalnego godzinowego i dobowego poboru paliw gazowych;
- ograniczeniu maksymalnego poboru mocy elektrycznej oraz dobowego poboru energii elektrycznej;
- zmniejszeniu lub przerwaniu dostaw ciepła.

Zgodnie zaś z § 5 ust. 3 pkt 1 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 11 marca 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych oraz w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła³⁴⁾ plany

wprowadzania ograniczeń i ich aktualizacje opracowane przez operatorów systemów przesyłowych gazowych albo elektroenergetycznych podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE.

W związku z postanowieniami powyższych przepisów, w 2005 r. Prezes URE uzgodnił aktualizację Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, opracowaną przez przedsiębiorstwo energetyczne PSE – Operator SA – operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego na okres od 1 września 2005 r. do 31 sierpnia 2006 r.

Plan ten będzie stosowany w przypadkach wystąpienia zagrożeń opisanych w ustawie oraz po wydaniu przez Radę Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, rozporządzenia wprowadzającego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

5.5. Uzgadnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych

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

Należy dodać, że w wyniku nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne ustawą z dnia 4 marca 2005 r., od 3 maja 2005 r. ograniczona została grupa elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych, zobowiązanych do uzgadniania z Prezesem URE projektów planów rozwoju w ramach odrębnej procedury. Procedurze tej nie podlegają mianowicie projekty planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej mniej niż 100 odbiorcom, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie mniej niż 50 GWh tej energii.

Uzgadnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych w 2005 r. przebiegało następująco:

- W lutym 2005 r. sfinalizowano uzgadnianie projektu planu rozwoju PSE – Operator SA opracowanego na lata 2005-2009. Z ww. projektu planu wynika, że jako priorytet do 2009 r. przyjęto zbudowanie niezawodnej i nastawionej na potrzeby uczestników rynku energii elektrycznej sieci szkieletowej. Dalszy rozwój połączeń z krajami sąsiednimi i wypracowanie pozycji na tworzącym się europejskim rynku energii elektrycznej ma stanowić uzupełnienie i rozszerzenie planu rozwoju połączeń wewnątrz krajowych.

33) Postępowanie zostało zakończone decyzją Prezesa URE z 10 lutego 2006 r. o zatwierdzeniu Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej w zakresie bilansowania systemu przesyłowego i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

34) Dz. U. z 2003 r. Nr 59, poz. 518 oraz z 2006 r. Nr 12, poz. 69.

W celu realizacji powyższych zamierzeń projekt planu rozwoju zakłada znaczne zwiększenie w latach 2005-2009 nakładów na inwestycje rzeczowe w zakresie przesyłu, w stosunku do wykonania inwestycji w tym zakresie w latach 1997-2003 przez przedsiębiorstwo pełniące w tym okresie rolę operatora systemu przesyłowego (PSE SA). Planowane nakłady inwestycyjne wynoszą odpowiednio: 511,5 mln zł, 608,2 mln zł, 646,8 mln zł, 642,7 mln zł, 609,3 mln zł (ceny stałe 2004 r.). Zakłada się również zmianę struktury inwestycji – ok. 53% nakładów planuje się przeznaczyć na budowę i rozbudowę stacji i linii elektroenergetycznych (tj. średnio ok. 320 mln/rok; ceny stałe 2004 r.). Dla porównania – w latach 1997-2003 na ten cel przeznaczono ok. 32% nakładów, tj. średnio ok. 126 mln zł/rok w cenach stałych 2004 r. W konsekwencji, w okresie objętym projektem planu rozwoju przewiduje się rozpoczęcie 27 zadań inwestycyjnych.

- W 2005 r. STOEN SA przekazał do uzgodnienia projekt planu rozwoju opracowany na lata 2006-2008.

Ze względu na konieczność uzyskania dodatkowych wyjaśnień, proces uzgodnień w 2005 r. nie został zakończony.

- W 2005 uzgodniono także 59 projektów planów rozwoju opracowanych przez przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej na lokalną skalę (głównie przez przedsiębiorstwa tzw. energetyki przemysłowej).

Należy dodać, że projekty planów rozwoju pozostałych 13 elektroenergetycznych spółek dystrybucyjnych, opracowane w trybie art. 16 ustawy – Prawo energetyczne na kolejny okres rozpoczynający się w 2007 r., zostaną przekazane do uzgodnienia z Prezesem URE w 2006 r. W tym też roku planuje się dokonanie oceny faktycznej realizacji zamierzeń inwestycyjnych przez spółki dystrybucyjne od 2002 r. Wynika to z faktu, iż w 2006 r. zakończy się tzw. okres regulacji dla elektroenergetycznych spółek dystrybucyjnych.

B. Promowanie rozwiązań rynkowych w sektorze paliw gazowych

1. Wprowadzenie

W 2005 r. były kontynuowane prace nad zmianami w sektorze gazu wytyczone w dwóch rządowych dokumentach: *Programie wprowadzania konkurencyjnego rynku gazu w Polsce i harmonogramie jego wdrażania* z dnia 27 kwietnia 2004 r. (zwany dalej *Programem wdrażania konkurencji*) oraz *Programie restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG SA*¹⁾ z dnia 5 października 2004 r. (zwany dalej *Programem restrukturyzacji*).

W zakresie budowy konkurencyjnego rynku gazu konsekwentnie realizowano wytyczne *Programu wdrażania konkurencji* poprzez przeprowadzenie całkowitego *unbundlingu* działalności przesyłowej, wypełniając zobowiązania wynikające z Dyrektywy 2003/55/EC. Uznając za priorytet zapewnienie niezależności działania operatora systemu przesyłowego, podjęto decyzję wykraczającą poza zapisy dyrektywy i w lipcu 2005 r. wyodrębniono poza strukturę PGNiG SA podmiot należący w 100% do Skarbu Państwa – OGP Gaz-System Sp. z o.o. Decyzja o wydzieleniu prawnym operatora systemu przesyłowego miała przyczynić się w przyszłości do efektywniejszego wdrażania zasad liberalizacji w sektorze gazu²⁾.

W odniesieniu do dystrybucji również nastąpiło, zgodnie z zapisami *Programu*, wyodrębnienie organizacyjne operatorów sieci dystrybucyjnych. W ramach tych działań w 6 spółkach dystrybucyjnych grupy kapitałowej

PGNiG SA nastąpiła szeroko zakrojona reorganizacja polegająca na księgowym wyodrębnieniu działów zajmujących się działalnością dystrybucyjną. Restrukturyzacja ta wspomagana będzie poprzez opracowane przez spółki *Programy zgodności*, w których szczegółowo zostaną zapisane reguły współpracy pomiędzy pozostałymi obszarami działalności grupy kapitałowej.

Ani w nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne (ani też w żadnym z dokumentów rządowych) nie wskazano daty wyodrębnienia operatora systemu magazynowania. Fakt ten spowodował, że rozpoczęcie postępowania w sprawie udzielenia koncesji na świadczenie usług magazynowania, istotnych z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego oraz faktycznego funkcjonowania zasady TPA w sektorze gazu, przeciągało się. Szersze omówienie problemu magazynowania paliw gazowych znajduje się w punkcie 4.3.

Krokiem w kierunku ustalania nowych zasad funkcjonowania podmiotów na liberalizowanym rynku gazu było rozpoczęcie przez operatora systemu przesyłowego – OGP Gaz-System Sp. z o.o. – prac nad IRIESP. Dokument ten ma między innymi przyczynić się do podejmowania samodzielnych działań przez podmioty poprzez zawieranie najbardziej korzystnych dla nich umów na dostawy gazu.

Całkowite zużycie gazu ziemnego w Polsce w 2005 r. wyniosło 15,4 mld m³, z czego 37,2% gazu pochodziło z dostaw krajowych. Dostawcami importowanego gazu są Rosja, Niemcy, Norwegia i kraje środkowoazjatyckie. Większość importu jest realizowana w ramach długoterminowego kontraktu z Rosją – w 2005 r. na jego podstawie zakupiono 6,3 mld m³, co stanowiło 65,4% całkowitego wolumenu importu. Uzupełniające dostawy były realizowane na podstawie mniejszych kontraktów średnio-

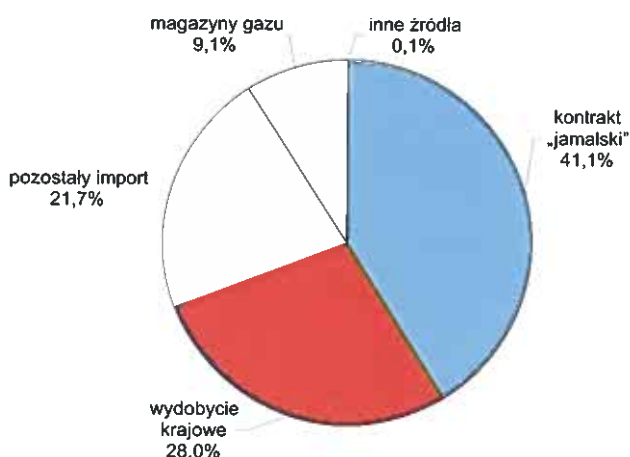
- 1) Istotnym elementem w procesie restrukturyzacji PGNiG SA było wprowadzenie akcji przedsiębiorstwa na giełdę w październiku 2005 r.
- 2) Z analiz KE w państwach, w których przeprowadzono ten sposób wyodrębnienia, reguły gry rynkowej, w tym dostęp do sieci, są bardziej transparentne i stwarzają możliwość wchodzenia na rynek nowym podmiotom.

lub krótkoterminowych. Obecnie nie jest prowadzona wymiana gazu w węzłach handlu gazem (ang. *hubs*), nie istnieje również giełda gazu.

Struktura dostaw gazu w 2005 r. przedstawiała się następująco:

- kontrakt „jamalski” – 6 340,3 mln m³,
- wydobycie krajowe – 4 318,2 mln m³,
- pozostały import (Niemcy, Norwegia, Uzbekistan, kraje środkowoazjatyckie, Czechy) – 3 350,3 mln m³,
- magazyny gazu³⁾ – 1 404,6 mln m³,
- inni dostawcy krajowi⁴⁾ – 20,3 mln m³.

Rysunek B1. Kierunki pochodzenia gazu zużytego w Polsce w 2005 r.



Źródło: PGNiG SA

Rynek gazu w Polsce jest rynkiem jednego sprzedawcy, a ceny podlegają taryfikacji. Z tego względu nie jest on rynkiem konkurencyjnym.

W związku z istniejącą strukturą polskiego rynku gazowego wszystkie dane dotyczące rynku detalicznego i hurtowego odnoszą się do grupy kapitałowej PGNiG SA.

Tabela B1. Magazyny gazu w Polsce

Nazwa Podziemnego Magazynu Gazu	Rodzaj	Całkowita pojemność robocza [mln m ³]	Ilość gazu pobrana z magazynu [mln m ³]	Ilość gazu zatłoczona do magazynu [mln m ³]	Stan na 31.12.05 [mln m ³]
Wierchowice	szczerpane złożo gazu	500,0	488,0	500,3	356,0
Brzeźnica	szczerpane złożo gazu	65,0	65,6	65,0	24,1
Strachocina	szczerpane złożo gazu	150,0	146,3	147,0	66,4
Swarzów	szczerpane złożo gazu	90,0	88,6	85,2	42,7
Husów	szczerpane złożo gazu	400,0	314,1	400,0	309,3
Mogilno	kawerny	416,7	302,0	449,0	327,5
RAZEM		1 621,7	1 404,6	1 646,5	1 126,0

Źródło: PGNiG SA

3) Zgodnie z informacjami PGNiG SA, na potrzeby odbiorców pobrano z magazynu 1,4 mld m³ – nie wskazano jednak źródeł pochodzenia gazu pobranego z magazynów oraz ilości przypadającej na dane źródło. Należy jednocześnie dodać, że w 2005 r. zatłoczono do magazynów 1,6 mld m³ (patrz tabela B1, podrozdział 2.1. Koncentracja).

2. Strukturalna charakterystyka rynku

2.1. Koncentracja

Rynek gazu w Polsce charakteryzuje się wysokim poziomem koncentracji we wszystkich obszarach działalności: wydobywania, magazynowania, obrotu, przesyłania i dystrybucji.

Działalność wydobywcza realizowana jest przez jedno przedsiębiorstwo – PGNiG SA, które odpowiada za 100% krajowego wydobycia. Całkowita zdolność wydobywcza ze złóż krajowych w 2005 r. wynosiła 4 951 mln m³, w tym:

- Oddział w Sanoku: 1 961 mln m³ – wielkość ta determinowana jest wartościami ciśnień w gazociągach systemowych,
- Oddział w Zielonej Górze: 2 990 mln m³ – wielkość zależna od zapotrzebowania odbiorców na gaz.

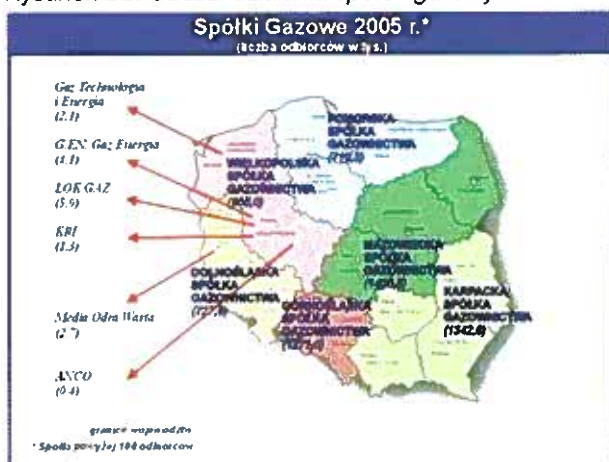
Podobnie rzecz ma się w przypadku magazynowania. PGNiG SA nie opracowało standardowych umów na świadczenie usług magazynowych ani kodeksu magazynowego i, z wyjątkiem części pojemności magazynu w Mogilnie udostępnionej na rzecz OSP, wykorzystywało pojemność magazynową jedynie na własne potrzeby.

Działalność przesyłowa jest wykonywana przez operatora systemu przesyłowego (OSP). Od 1 lipca na mocy decyzji Prezesa URE Operatorem Systemu Przesyłowego jest przedsiębiorstwo OGP Gaz-System Sp. z o.o., działające jako jednoosobowa spółka Skarbu Państwa. W okresie 1 lipca 2004 r. – 30 czerwca 2005 r. przedsiębiorstwo to sprawowało nadzór nad eksploatacją systemu przesyłowego na podstawie *Umowy o Zarządzanie Systemem Przesyłowym*, zawartej z właścicielem sieci – PGNiG SA. Od lipca 2005 r. OGP Gaz-System Sp. z o.o. dysponuje majątkiem przesyłowym na podstawie *Umowy Leasingu Sieci Przesyłowej*, zawartej z PGNiG SA.

Działalność dystrybucyjna jest prowadzona przez sześć spółek gazownictwa należących do grupy kapitałowej PGNiG SA oraz przez inne niezależne przedsiębiorstwa gazownicze, z których sześć obsługiwało więcej niż 100 odbiorców.

4) Inne źródła krajowe obejmują przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem gazu pochodzącego od innego sprzedawcy niż grupa kapitałowa PGNiG SA, jak np. Media Odra Warta Sp. z o.o.

Rysunek B2. Obszar działania spółek gazowych



Źródło: URE

Spółki dystrybucyjne skupione w grupie kapitałowej prowadzą działalność obrotową i dystrybucyjną oraz pełnią rolę operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD). Z chwilą wydzielenia OSD, tj. najpóźniej do 30 czerwca 2007 r., nastąpi w tych spółkach rozdzielenie działalności dystrybucyjnej od działalności obrotu pod względem formy prawnej.

Tabela B3. Struktura rynku detalicznego

Wyszczególnienie	Sprzedaż grupy kapitałowej PGNiG SA	W tym:	
		sprzedaż z systemu i bezpośrednio ze źródeł	sprzedaż Spółek Gazownictwa
RAZEM	13 350,4	5 584,0	7 766,4
1. Przemysł, w tym:	8 041,3	5 423,6	2 617,7
Zakłady azotowe	2 455,1	2 455,1	0,0
Elektrociepłownie	1 133,7	1 118,6	15,1
Ciepłownie	288,9	23,7	265,2
Inni średni odbiorcy (o zużyciu od 1 do 25 mln m³/rok)	1 937,8	480,6	1 457,2
Inni duzi odbiorcy (o zużyciu od 1 do 25 mln m³/rok)	1 483,7	1 329,1	154,6
Pozostali	742,1	16,5	725,6
2. Handel i usługi	1 445,0	31,0	1 414,0
Mali odbiorcy (o zużyciu 1 mln m³/rok i poniżej)	1 208,5	4,6	1 203,9
Średni odbiorcy (o zużyciu od 1 do 25 mln m³/rok)	236,5	26,4	210,1
3. Gospodarstwa domowe	3 734,7	0,0	3 734,7
4. Eksport	41,8	41,8	0,0
5. OGP Gaz-System	87,6	87,6	0,0
% udział w sprzedaży	100	41,8	58,2
1. Przemysł, w tym:	60,2	40,6	19,6
Zakłady azotowe	18,4	18,4	0,0
Elektrociepłownie	8,5	8,4	0,1
Ciepłownie	2,2	0,2	2,0
Inni średni odbiorcy (o zużyciu od 1 do 25 mln m³/rok)	14,5	3,6	10,9
Inni duzi odbiorcy (o zużyciu od 1 do 25 mln m³/rok)	11,1	10,0	1,2
Pozostali	5,6	0,1	5,4
2. Handel i usługi	10,8	0,2	10,6
Mali odbiorcy (o zużyciu 1 mln m³/rok i poniżej)	9,1	0,0	9,0
Średni odbiorcy (o zużyciu od 1 do 25 mln m³/rok)	1,8	0,2	1,6
3. Gospodarstwa domowe	28,0	-	28,0
4. Eksport	0,3	0,3	-
5. OGP Gaz-System	0,7	0,7	-

Źródło: URE na podstawie danych PGNiG SA oraz spółek gazownictwa

Sprzedaż do przedsiębiorstw zajmujących się obrotem (pośredników) jest prowadzona głównie przez jedno przedsiębiorstwo – PGNiG SA – oraz częściowo przez spółki dystrybucyjne. Sprzedaż gazu na rynku hurtowym w 2005 r. wyniosła 8 mld m³, z czego zaledwie 1,4% zakupiły podmioty inne niż spółki dystrybucyjne. Sprzedaż spółek dystrybucyjnych do odbiorców hurtowych wyniosła niespełna 19 mln m³, co stanowi 0,2% całkowitej ich sprzedaży. Należy jednak zwrócić uwagę na fakt, że spółki gazownictwa sprzedawały gaz przede wszystkim między sobą.

Strukturę sprzedaży gazu na rynku detalicznym w 2005 r. przedstawia tabela B3.

Tabela B2. Sprzedaż do odbiorców hurtowych w 2005 r. w mln m³

Sprzedawca	Kupujący		Razem
	spółki dystrybucyjne	inni odbiorcy hurtowi	
PGNiG SA	7 862,3	112,7	7 975,0
Spółki dystrybucyjne	17,5	1,2	18,7
Razem	7 879,8	113,9	7 993,7

Źródło: URE na podstawie danych z PGNiG SA oraz spółek gazownictwa

Oprócz sprzedaży do pośredników w obrocie (spółki dystrybucyjne), PGNiG SA prowadzi także sprzedaż gazu do odbiorców końcowych. 41,8% gazu sprzedawanego na polskim rynku trafia do odbiorców bezpośrednio z krajowego systemu przesyłowego lub ze złóż, z czego znakomita większość do odbiorców przemysłowych. Ponadto PGNiG SA sprzedaje do OSP gaz na potrzeby własne operatora i potrzeby bilansowania systemu. Pozostały gaz jest sprzedawany z systemu dystrybucyjnego poprzez spółki dystrybucyjne zależne od PGNiG SA. Sprzedaż gazu do odbiorców w gospodarstwach domowych odbywa się w całości z systemu dystrybucyjnego.

2.2. Konsolidacja pionowa

Konsolidacja pionowa na rynku gazu w Polsce jest zjawiskiem wynikającym z uwarunkowań historycznych. Nie jest to proces, który rozpoczął się wraz z pierwszym krokami w kierunku tworzenia rynku gazu, lecz sytuacja zastana.

Pionowo skonsolidowana struktura przedsiębiorstw działających na rynku gazu w Polsce w 2005 r. dotyczyła wszystkich obszarów działalności do 28 kwietnia 2005 r., kiedy to Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy PGNiG SA zdecydowało o przekazaniu w formie darowizny wszystkich udziałów Operatora Gazociągów Przesyłowych

Gaz-System Sp. z o.o. na rzecz Skarbu Państwa. Spółka ta od 1 lipca 2005 r. nie wchodzi w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, tym samym zagwarantowano jej niezależność od przedsiębiorstw zajmujących się wydobyciem i obrotem gazem.

W gestii grupy kapitałowej PGNiG SA pozostały zatem takie obszary działalności jak: wydobycie, magazynowanie, obrót i dystrybucja.

Obowiązujące w 2005 r. przepisy prawne nakładały na przedsiębiorstwa energetyczne obowiązek sporządzania sprawozdań finansowych dotyczących poszczególnych rodzajów wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie dostarczania paliw gazowych.

W tabeli B4 przedstawiono syntetyczne ujęcie zaawansowania procesu efektywnej restrukturyzacji.

2.3. Stopień integracji z sąsiednimi systemami

Od 1 lipca 2005 r., po wyodrębnieniu ze struktury PGNiG SA przedsiębiorstwa OGP Gaz-System Sp. z o.o. i wyznaczeniu go operatorem systemu przesyłowego, spółka ta zajmowała się zarządzaniem oraz nominowaniem⁵⁾ przepustowości połączeń międzysystemowych.

Ze względu na brak Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej powyższe regulacje odbywały się na podstawie dwustronnych umów pomiędzy PGNiG SA a OGP Gaz-System Sp. z o.o.

Tabela B4. Stopień unbundlingu w sektorze gazowym

Wyszczególnienie	Przesył	Dystrybucja
Odrębność prawna – odrębne siedziby	T	N
Wyodrębnienie organizacyjne	T	N
Odrębne prowadzenie ksiąg rachunkowych	T	N
Osobne badanie sprawozdań finansowych	T	T
Wymóg ogłoszenia sprawozdań finansowych	T	N
Istnienie zarządów spółek, w skład których nie wchodzi członkowie zarządów innych spółek	T	N

T – tak, N – nie. Źródło: URE

Tabela B5. Połączenia międzysystemowe z operatorami innych systemów przesyłowych

Nazwa operatora systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Całkowita zdolność przesyłowa ^{*)} [mln m ³ /rok]	Rezerwacja zdolności przesyłowych na kontrakty długoterminowe [mln m ³ /rok]	Kierunek dostaw	Rodzaj składanych nominacji ^{**)}
Naftohaz	Ukraina	Drozdowicze	4 800	4 580	Polska	a)
Bieltransgaz	Białoruś	Wysokoje	5 000	2 020	Polska	a)
		Tietierówka	100	60	Polska	a)
VNG AG	Niemcy	Lasków	1 000	950	Polska	a)
		Kaminke	90	44	Niemcy	b)
EuRoPol Gaz	Polska	Włocławek	2 800	1 580	Polska	a)
		Lwówek	1 100	1 100	Polska	a)

Źródło: OGP Gaz-System Sp. z o.o.

*) Maksymalna ciągła zdolność przesyłowa, jaką operator systemu przesyłowego może zaoferować użytkownikom sieci, biorąc pod uwagę integralność systemu i wymagania eksploatacyjne sieci przesyłowej.

**) Rodzaje nominacji:

- a) miesięczne i dobowe w cyklu tygodniowym,
- b) dobowe w cyklu tygodniowym.

- 5) Nominowanie – deklaracja dotycząca wprowadzenia i wyprowadzenia z systemu przesyłowego danej ilości paliwa gazowego w określonym czasie.

Połączenia międzysystemowe cechował przesył jednokierunkowy (wschód – zachód). Wszystkie nominacje były zarezerwowane przez PGNiG SA.

Po rozpoczęciu realizacji umowy o świadczenie usługi przesyłania, nominacje składa Zlecający Usługę Przesyłową (w 2005 r. tylko PGNiG SA) do OGP Gaz-System Sp. z o.o. Operator systemu przesyłowego sprawdza zgodność wielkości dostaw otrzymanych z wielkościami nominowanymi w systemach krajów sąsiednich i magazynach gazu.

Do 30 czerwca 2005 r. ograniczeniami przesyłowymi zarządzało PGNiG SA. Z dniem 1 lipca 2005 r. funkcję tę przejął OGP Gaz-System Sp. z o.o. jako operator systemu przesyłowego. Zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi w 2005 r. odbywało się na podstawie instrukcji wewnętrznych operatora.

OSP nie przewiduje w najbliższych latach rozbudowy dotychczasowych punktów wejścia z importu, rozważa natomiast budowę nowych punktów wejścia.

Umowa na tranzyt gazu przez terytorium Polski obowiązuje do końca 2019 r. i jest prowadzona przez operatora gazociągu tranzytowego, spółkę EuRoPol Gaz SA. W 2005 r. zarezerwowano na tranzyt w kierunku Niemiec zdolność przesyłową na 26,8 mld m³ gazu.

3. Hurtowe ceny gazu

3.1. Zasady cenotwórstwa gazu ziemnego w Polsce

Rynek hurtowy gazu ziemnego, ze względu na jego strukturę, nie może być uznany za rynek konkurencyjny, wobec czego ceny na tym rynku kształtowane są decyzjami taryfowymi Prezesa URE, uwzględniającymi strukturę tego rynku.

Na portfel gazu ziemnego sprzedawanego polskim odbiorcom składają się trzy strumienie:

- gaz wysokometanowy importowany (głównie z Rosji)
 - ok. 65% całego wolumenu, mieszany z nim
- gaz wysokometanowy wydobywany w kraju – ok. 25% oraz
- gaz zaazotowany wydobywany w kraju, dostarczany do odbiorców odrębną siecią.

Cena gazu w taryfie hurtowej jest wypadkową kosztów pozyskania gazu z każdego z tych strumieni, kształtowanych odrębnie:

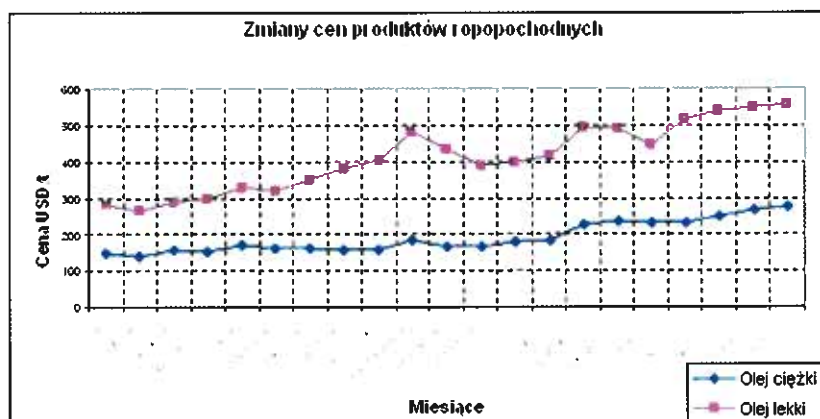
- cena gazu wysokometanowego importowanego, zgodnie z formułą kontraktową, kształtowana jest kwartalnie, jako pochodna cen określonych produktów ropopochodnych uśrednionych z okresu poprzednich trzech kwartałów, dynamika jej pozostaje więc w ścisłym związku z długookresowym trendem cen ropy naftowej;
- cena gazu wysokometanowego wydobywanego w kraju jest pochodną kosztów jego wydobycia;
- ceny gazów zaazotowanych kształtowane są jako równoważnik wartości jednostki energii zawartej w tych gazach, utrzymywany w stałej relacji do wartości tej jednostki w gazie wysokometanowym, stanowiącym mieszkankę gazu krajowego i importowanego.

Z uwagi na permanentny wzrost cen produktów ropopochodnych od wczesnej wiosny 2004 do późnej jesieni 2005 (rysunek B3) w ciągu 2005 r. odnotowano 70% wzrost kosztu zakupu paliwa gazowego z importu (w cenach wyrażonych w USD), z dalszą tendencją wzrostową. Wzrost ten był opóźniony względem zmian cen ropopochodnych z uwagi na charakter formuły kontraktowej (rysunek B4). Na podkreślenie zasługuje fakt, że opóźnienie to może być przyczyną odwrócenia dynamiki zmian cen ropy i gazu: w okresach spadku cen ropy cena gazu może jeszcze wzrastać, w okresach wzrostu cen ropy cena gazu może przejściowo spadać.

Skutkiem zmiany cen ropopochodnych była trzykrotna w ciągu 2005 r. korekta cen gazu w taryfie hurtowej (PGNiG SA), na poziomie skumulowanym ok. 26%. Na znaczące osłabienie dynamiki wzrostu cen gazu w taryfie hurtowej względem kosztu pozyskania dominującej części gazu sprzedawanego odbiorcom złożyły się dwa czynniki:

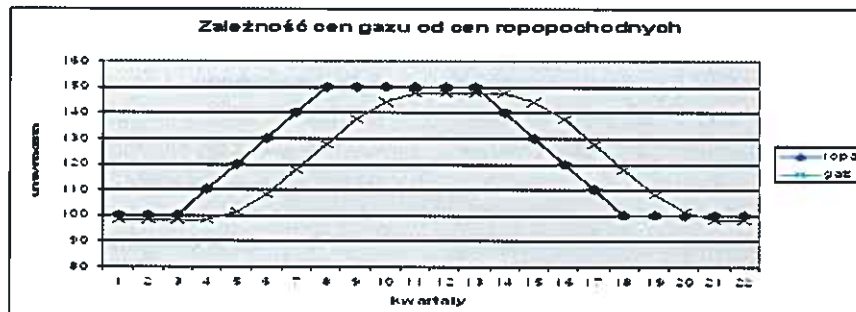
- Prezes URE nie dopuścił, by koszt pozyskania gazu krajowego został w taryfie PGNiG SA ustalony na poziomie ceny importowej, lecz utrzymał obowiązującą dotychczas zasadę kalkulowania ceny wypadkowej gazu wysokometanowego jako średniej ważonej ceny importowej i kosztu wydobycia,

Rysunek B3. Dynamika cen ropopochodnych, wg Platt's Oilgram Price Report



Rysunek B4. Ilustracja zależności cen gazu od cen ropopochodnych⁶⁾

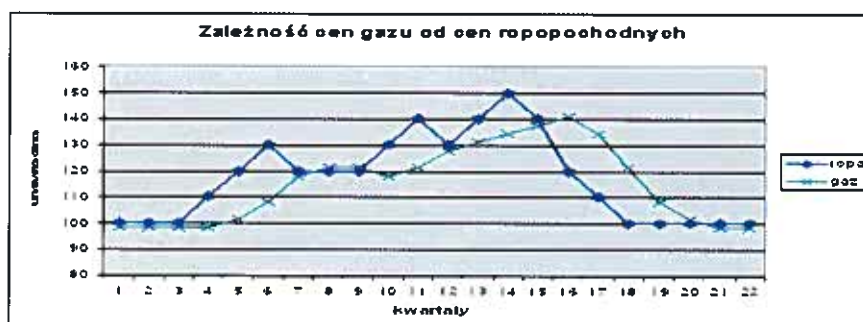
a) ogólna zależność



b) dynamika cen gazu w zależności od kształtu krzywej cen ropopochodnych (wariant 1)



c) dynamika cen gazu w zależności od kształtu krzywej cen ropopochodnych (wariant 2)



- dynamikę taryfy hurtowej – kalkulowanej w PLN – osłabiła zmiana kursu PLN względem USD; bowiem w 2005 r. złotówka podlegała istotnemu wzmocnieniu.

Dynamika wzrostu taryf dystrybucyjnych była z kolei znacząco obniżona względem taryfy hurtowej z uwagi na fakt, że (od października 2003 r.) nie ulegały zmianie stawki opłat sieciowych. Łączne faktury wystawiane odbiorcom końcowym rosły więc tym mniej, im większy na nich udział miały opłaty dystrybucyjne.

6) Dla celów tej prezentacji przyjęto poglądowe „umowne” ceny ropopochodnych i gazu (ich wartości zróżnicowano w relacji 1,00/0,98 dla zachowania czytelności wykresów).

3.2. Dostępność informacji

Dla uczestników rynku gazowego, podobnie jak i dla innych rynków, istotny jest dostęp do informacji dotyczącej wysokości cen za paliwa gazowe i stawek opłat za świadczone usługi sieciowe, warunków świadczenia tych usług oraz usług z zakresu handlowej obsługi odbiorców.

Głównym źródłem ww. informacji w przypadku przedsiębiorstw działających na hurtowym rynku gazowym są strony internetowe:

- Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA,
- Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o.

Natomiast w przypadku przedsiębiorstw będących operatorami systemów dystrybucyjnych z tego typu informacjami odbiorcy mogą zapoznać się na ich stronach internetowych, w biurach obsługi klientów lub ich filiach, a w niektórych przypadkach pod bezpłatnym numerem infolinii. Podstawę udzielanej informacji dotyczącej cen i stawek opłat stanowią aktualne taryfy, zatwierdzone przez Prezesa URE, publikowane w *Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe* oraz dodatkowo zamieszczane na stronie internetowej Urzędu.

Operator systemu gazowego umożliwił użytkownikom sieci zapoznanie się z zasadami zarządzania siecią i świadczenia usług, publikując na swojej stronie internetowej mapę systemu, katalog punktów tego systemu oraz projekt instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, do której użytkownicy ci mogli wносить uwagi. Ponadto, zamieścił zarówno formularze wniosków dot. umowy o świadczenie usługi przesyłania oraz umowy o przyłączenie, jak też instrukcje ich wypełnienia.

Spółki dystrybucyjne na swoich stronach internetowych również zamieszczają formularze wniosków o zawarcie umowy o przyłączenie oraz umowy sprzedaży i dystrybucji paliw gazowych, opisując procedurę przyłączania odbiorców oraz sposoby regulowania opłat za dostarczone paliwo. Niektóre z nich zapoznają odbiorcę z jego prawami jak i obowiązkami oraz z prawami i obowiązkami dostawcy.

Natomiast z uwagi na fakt, iż rynek gazowy dotychczas nie jest rynkiem konkurencyjnym, trudno mówić o zmianie sprzedawcy. Stąd też przedsiębiorstwa sektora gazowego nie informują odbiorców o zasadach zmiany sprzedawcy w klasycznej postaci.

4. Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego

4.1. Monitorowanie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych

W ramach powierzonych ustawowo kompetencji, Prezes URE monitorował funkcjonowanie systemu gazowego w zakresie m.in. zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych oraz me-

chanizmów bilansowania i zarządzania ograniczeniami.

Ograniczenia systemowe mogą wystąpić w systemie przesyłowym w związku z:

- ograniczoną przepustowością sieci lub systemowych obiektów technologicznych;
- ograniczoną możliwością magazynowania przez OSP paliwa gazowego;
- koniecznością utrzymania minimalnych ciśnień w punktach wyjścia z systemu przesyłowego oraz stabilnych parametrów jakościowych paliwa gazowego;
- prowadzeniem prac w systemie przesyłowym OSP oraz w systemach współpracujących.

Do chwili zatwierdzenia IRIESP podczas ograniczeń systemowych OSP stosuje poniższe reguły:

- analizę możliwości realizacji nowych umów tak, aby nie powodowały obniżenia poziomu bezpieczeństwa dostaw oraz jakości dostarczanego paliwa gazowego dla dotychczasowych klientów;
- w przypadku gdy istnieją możliwości realizacji usługi przesyłania, OSP udostępnia wolną przepustowość, stosując zasadę pierwszeństwa dla podmiotów dotychczas korzystających z usługi przesyłania, a dla podmiotów zamawiających nową usługę bierze pod uwagę kolejność otrzymania kompletnego wniosku o usługę przesyłania;
- w przypadku nie zrealizowania usługi przesyłania na zasadach ciągłych, OSP oferuje, o ile to jest możliwe, usługę przesyłania na zasadach przerywalnych;
- w przypadku braku realizacji usługi, OSP oferuje klientowi możliwość przygotowania na jego wniosek informacji o niezbędnym zakresie rozbudowy sieci i innych elementów systemu w celu realizacji wnioskowanej usługi.

W tabeli B6 zamieszczono informację na temat występujących w 2005 r. ograniczeń systemowych i sposobów zapobiegania.

Pozostałe działania prowadzone przez OSP, mające zapobiec powstawaniu ograniczeń systemowych, dotyczą planowania strategii rozwoju systemu przesyłowego w celu zlikwidowania ograniczeń jego przepustowości oraz zawierania umów o świadczenie usługi przesyłowej w zakresie procedur postępowania w przypadku

Tabela B6. Zarządzanie fizycznymi ograniczeniami systemowymi

Miejsce występowania	Skala ograniczeń	Sposób zapobiegania
Obszar Pomorza Zachodniego	Brak przepustowości i związany z tym brak możliwości przyłączenia nowych punktów wyjścia oraz zwiększania mocy w istniejących na odcinku Piła – Koszalin – Słupsk oraz w układzie zasilającym mieszalnię paliwa gazowego grupy E i grupy L _n , produkujące dla obszaru Przymorza (Koszalin, Kołobrzeg) gaz naazotowany grupy L _s (gazociąg Goleniów – Nowogard – Gorzysław). Na obszarze braku przepustowości Piła – Koszalin – Słupsk brak mocy przesyłowej oceniono na poziomie 5-8 m³/h.	Planowana rozbudowa układu przesyłowego Goleniów – Nowogard – Gorzysław, pozwalająca na zwiększenie dostaw gazu, oraz rozbudowa gazociągu Włocławek – Gdańsk. Dla odbiorcy przemysłowego zaproponowano umowę o dostawy przerywalne (moc dostępna zależna od sytuacji w systemie przesyłowym).

Źródło: OGP Gaz-System Sp. z o.o.

niewykorzystania zarezerwowanej mocy przesyłowej. Ponadto, OSP jest zobowiązany do eksploatacji systemu przesyłowego oraz sterowania ruchem systemu w sposób zmniejszający prawdopodobieństwo powstania ograniczeń systemowych, do monitorowania parametrów technicznych i jakościowych przesyłanego gazu oraz do opracowywania procedur obejmujących działania na wypadek wystąpienia awarii w systemie przesyłowym. Elementem tej strategii jest również wprowadzenie w ramach IRIESP opłat za niezbilansowanie dyscyplinujących użytkowników sieci, którzy dostarczają lub odbierają gaz z systemu niezgodnie z zatwierdzonymi nominacjami lub powodują niezbilansowanie w systemie.

W 2005 r. bilansowanie systemu przesyłowego odbywało się przez OGP Gaz-System Sp. z o.o. Na potrzeby technicznego bilansowania systemu OGP Gaz-System Sp. z o.o. wykorzystuje magazyn gazu w Mogilnie. Pojemność udostępniona na potrzeby OSP w 2005 r. wynosiła 50 mln m³.

4 listopada 2005 r. OGP Gaz-System Sp. z o.o. złożył do Prezesa URE wniosek o zatwierdzenie IRIESP w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi. 31 grudnia 2005 r. postępowanie w tej sprawie znajdowało się w toku.

4.2. Realizacja zasady TPA

W 2005 r. do skorzystania z zasady TPA było uprawnionych około 58 tys. podmiotów – żaden z uprawnionych nie korzystał z tej zasady. W roku sprawozdawczym do Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. wpłynął jeden wniosek o świadczenie usługi dystrybucji paliwa gazowego. Ponieważ wniosek ten nie spełniał wymagań prawnych koniecznych do jego rozpatrzenia, wnioskodawca został poproszony o uzupełnienie dokumentów. 31 grudnia 2005 r. postępowanie nadal znajdowało się w toku. Także Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. zanotowała jedno zapytanie dotyczące warunków świadczenia usług dystrybucyjnych. Pozostałe spółki dystrybucyjne nie zarejestrowały ani jednego wniosku bądź zapytania w sprawie zmiany sprzedawcy paliw gazowych. Brak zainteresowania odbiorców uprawnionych możliwością zmiany sprzedawcy wynikał przede wszystkim z braku alternatywnych źródeł sprzedaży gazu

poza gazem oferowanym przez PGNiG SA. Dodatkowo w 2005 r. nie powstała konieczna dla praktycznego stosowania zasady TPA „infrastruktura” – dopiero w lipcu 2005 r. OGP Gaz-System został wyznaczony operatorem systemu przesyłowego. Nadal jednak brakowało rozporządzenia wykonawczego do ustawy – Prawo energetyczne oraz IRIESP. Istotną barierą dla TPA na rynku gazu stanowią również istniejące wieloletnie umowy na dostawy gazu zawarte pomiędzy PGNiG SA i odbiorcami gazu.

Rozpoczynając powolny proces eliminowania barier stosowania zasady TPA zapisanych w *Programie wdrażania konkurencji*, operator sieci przesyłowej podjął następujące prace:

- 1) rozbudowę systemu przesyłowego,
- 2) rozbudowę połączeń międzysystemowych,
- 3) opracowanie jednolitych standardów telemetrycznych i informatycznych,
- 4) opracowanie systemu wymiany informacji rynkowej.

W zakresie rozbudowy systemu przesyłowego realizowano zadania inwestycyjne, których podstawowym celem była likwidacja ograniczeń przepustowości w poszczególnych odcinkach systemu przesyłowego, wynikających z istnienia tzw. wąskich gardeł oraz z całkowitego wykorzystania dostępnej technicznej mocy przesyłowej. Ponadto, realizowano zadania związane z rozbudową systemów pomiarowo-telemetrycznych mające poprawić obsługę odbiorców uprawnionych do korzystania z dostępu do sieci przesyłowej. Zestawienie nakładów inwestycyjnych poniesionych w 2005 r., w podziale na powyższe działania z uwzględnieniem tytułu prawnego do majątku przesyłowego, przedstawia tabela B7.

4.3. Monitorowanie warunków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, usług skraplania gazu ziemnego oraz innych usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne

Na skutek działań Prezesa URE, PGNiG SA, właściciel wszystkich magazynów gazu znajdujących się na terenie Polski, zostało zobligowane w roku sprawozdawczym do wyodrębnienia działalności w zakresie magazynowania paliw gazowych w celu przyszłego wyznaczenie operatora systemu magazynowego. PGNiG SA zostało

Tabela B7. Nakłady inwestycyjne w procesie eliminowania barier stosowania zasady TPA

Wyszczególnienie	Ogółem [tys. zł]	Majątek wniesiony w dywidendzie (OGP Gaz-System [tys. zł])	Majątek leasingowy (PGNiG SA) [tys. zł]
1. Ogółem rozbudowa systemu	122 584,1	8 615,5	113 968,6
w tym:			
1.1. Likwidacja tzw. wąskich gardeł	62 736,0	1 659,0	61 077,0
1.2. Rozbudowa systemów pomiarowo-telemetrycznych	7 486,7	2 670,8	4 815,9
w tym:			
1.2.1. Systemy informatyczne	2 609,8	2 609,8	0,0
1.2.2. Pomiary ilości i jakości gazu	4 876,9	61,0	4 815,9
1.3. Pozostała rozbudowa	52 361,4	4 285,7	48 075,7

Źródło: OGP Gaz-System Sp. z o.o.

wezwane do wykazania wszystkich pojemności magazynowych znajdujących się w dyspozycji holdingu oraz do złożenia wniosku o koncesję na prowadzenie działalności gospodarczej polegającej na magazynowaniu gazu. Wniosek o udzielenie koncesji na świadczenie usług magazynowania został złożony do Prezesa URE dopiero we wrześniu 2005 r. Do końca 2005 r. Prezes URE nie zakończył postępowania w tej sprawie⁷⁾.

W 2005 r. żadne przedsiębiorstwo nie posiadało koncesji (ani nie złożyło wniosku o udzielenie koncesji) na świadczenie usług skraplania gazu ziemnego.

4.4. Monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych

Poziom bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych zależy od wielu różnorodnych czynników i okoliczności, w tym szczególnie od sprawnego funkcjonowania systemu przesyłowego i dystrybucyjnego oraz dostępności surowca. Podstawowy nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny sprawuje Minister Gospodarki, natomiast monitorowanie, zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 20f ustawy – Prawo energetyczne, prowadzi Prezes URE. W tym celu:

- aktualizowana była baza informacyjna o przedsiębiorstwach sektora. Dane pochodziły z miesięcznych, kwartalnych i rocznych sprawozdań przesyłanych przez zawodowe przedsiębiorstwa gazownicze, tj. Petrico SA, Lok-Gaz Sp. z o.o., Linie K&K, Zakład Dostaw Nośników Energetycznych. Korzystano również z zasobów informacyjnych Ministerstwa Gospodarki oraz Głównego Urzędu Statystycznego, a także Agencji Rynku Energii SA;
- pozyskano od OSP dane o ilości i parametrach punktów zdawczo-odbiorczych krajowego systemu przesyłowego. Ponadto, Prezes URE otrzymał informacje na temat zarządzania i nominowania przepustowości połączeń międzysystemowych oraz zasad zarządzania ograniczeniami w sieci przesyłowej. Bardzo ważne były również dane na temat planowanych i będących w realizacji inwestycji infrastrukturalnych zwiększających poziom bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych⁸⁾;

7) Decyzja w sprawie udzielenia koncesji na świadczenie usług magazynowania została wydana 1 lutego 2006 r.

8) a) Gazociąg Police – granica państwa – połączenie systemu przesyłowego z sieciami niemieckimi; b) Gazociąg Włocławek – Gdynia (w trakcie realizacji) – inwestycja ta zwiększy przepustowość systemu przesyłowego transportującego gaz do rejonu Trójmiasta; c) Gazociąg Czeszów – Wrocław – inwestycja umożliwi dywersyfikację dostaw na obszarze Dolnego Śląska, który obecnie ze względów technicznych jest zasilany prawie w całości gazem dostarczany przez połączenie z sieciami niemieckimi w Lasowie; d) Gazociąg Nowogard – Płoty – Karlino – Koszalin – jego realizacja umożliwi zwiększenie dostaw w rejonie Pomorza; e) Gazociąg Lubliniec – Częstochowa – inwestycja umożliwi doprowadzenie do rejonu Częstochowy gazu z podstawowych gazociągów przesyłowych (aktualnie ten rejon jest zasilany przez stare gazociągi po gazie koksowniczym, o obniżonej przepustowości).

- pozyskano także informacje od PGNiG SA na temat krajowego bilansu gazowego i szczegółowej struktury zużycia gazu ziemnego;
- przy okazji toczącego się w URE postępowania administracyjnego w sprawie udzielenia koncesji PGNiG SA na magazynowanie paliw gazowych, otrzymano i informacje na temat technicznych zdolności magazynowych w eksploatowanych przez Spółkę podziemnych magazynach gazu⁹⁾. W opinii Regulatora zwiększenie pojemności roboczych magazynów, tak aby stanowiły ok. 20% rocznego zużycia gazu przez odbiorców, powinno zabezpieczyć dostawy gazu szczególnie w okresach szczytowego zapotrzebowania;
- wykorzystano procedurę uzgodnienia przez OPG Gaz-System Sp. z o.o. z Prezesem URE (30 sierpnia 2005 r.) planu stosowania ograniczeń w przesyłce gazu (rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 11 marca 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw gazowych). Plan ten zawiera szczegółowe informacje na temat trybu wprowadzania i zakresu oraz wartości efektów wprowadzenia ograniczeń dla poszczególnych grup odbiorców, zamawiających co najmniej 10 000 m³ gazu na dobę¹⁰⁾;
- z punktu widzenia monitorowania bezpieczeństwa dostaw gazu bardzo ważną kwestią było zatwierdzenie przez Prezesa URE na 2005 r. III taryfy dla operatora systemu gazociągów tranzytowych, firmy EuRoPol GAZ SA. Z kalkulacji stawek przesyłowych, które stanowią sumę kosztów operacyjnych, odsetek od kredytów, rat kapitałowych oraz nakładów inwestycyjnych, pomniejszoną o kwotę amortyzacji, wynika, iż stawka dla I półrocza 2005 r. była o 6,6% wyższa od podstawy przyjętej do kalkulacji stawek półrocza II. Przyczyną tego były wyższe koszty obsługi zadłużenia oraz wyższe nakłady inwestycyjne, jakie przedsiębiorstwo musiało ponieść w tym okresie, w związku z koniecznością dokończenia budowy pierwszej nitki polskiego odcinka gazociągu jamalskiego;
- w toku postępowania o zatwierdzenie IRIESP w częściach dotyczących bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, Prezes URE uzyskał satysfakcjonujące informacje dotyczące zapewnienia niezawodności dostarczania gazu. Kontynuacją tego procesu będzie zatwierdzenie w 2006 r. projektu „kodeksu sieciowego” przedłożonego przez OGP Gaz-System.

Ważnym elementem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju jest zamieszczona w art. 32

9) Pojemność czynna i buforowa, maksymalna wydajność zatlaczania i poboru oraz ilość odwiertów eksploatacyjnych.

10) Dobowa wielkość zamówiona określana jest jako 24-krotność zamówionej mocy godzinowej zawartej w umowie. Ograniczenia w poborze paliw gazowych określa się w stopniach zasilania od 2 do 10, odpowiednio do możliwości dostaw gazu ze wszystkich dostępnych źródeł. Zgodnie z Rozporządzeniem Rady Ministrów z 24 stycznia 2006 r. wydajność podawana jest godzinowo i wynosi 417 m³/godz.

ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne delegacja dla Rady Ministrów do wydania rozporządzenia określającego minimalny poziom dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy poprzez ustalenie maksymalnego procentowego udziału gazu z jednego źródła. W celu wypełnienia tej delegacji Rada Ministrów wydała 24 października 2000 r. rozporządzenie w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy¹¹⁾. W § 1 ust. 1 tego rozporządzenia został ustalony maksymalny procentowy udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku. W rozporządzeniu zakłada się, że w latach 2001-2020, maksymalny procentowy udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia będzie spadał z 88 do 49% całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku. Poszczególne poziomy wskaźnika maksymalnego procentowego udziału gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia są ustalone dla okresów od 2 do 4 lat.

Rozporządzenie nakłada obowiązek przestrzegania przepisów o dywersyfikacji źródeł gazu na przedsiębiorstwa energetyczne, którym będą wydawane koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie obrotu hurtowego gazem ziemnym z zagranicą. Stosownie do postanowień art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, przy czym koncesje te są wydawane z uwzględnieniem dywersyfikacji źródeł gazu oraz bezpieczeństwa energetycznego. W związku z tymi zapisami ustawowymi, w koncesjach na obrót gazem ziemnym z zagranicą udzielanych przez Prezesa URE zamieszczony został warunek przypominający koncesjonariuszowi o obowiązku dywersyfikacji źródeł gazu.

Należy jednocześnie zauważać, że w 2005 r. rozpoczął się okres obowiązywania nowego progu maksymalnego udziału gazu importowanego z jednego źródła. W latach 2005-2009 maksymalny udział procentowy zakupu gazu z jednego źródła ma wynosić 72%. Zatem informacja dotycząca rzeczywistego poziomu wskaźnika dywersyfikacji, zakupów dokonywanych przez podmioty posiadające koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą, będzie znana po uzyskaniu od tych przedsiębiorców informacji dotyczących wielkości zakupów gazu ziemnego z zagranicy w 2005 r., co nastąpi na początku 2006 r.

5. Narzędzia regulacji

5.1. Koncesje

Poza zmianami przepisów regulujących zasady udzielania koncesji przedstawionych w części IA w punkcie 5.1., wpływ na przebieg procesu koncesjonowania przedsiębiorstw energetycznych miały również inne zmiany dokonane w ustawie – Prawo energetyczne. Przykładowo, w ramach nowelizacji wprowadzono nowe

definicje „instalacji magazynowej”, „instalacji skroplonego gazu ziemnego”, „operatora systemu skraplania gazu ziemnego”, „operatora systemu magazynowania” oraz dostosowano inne definicje i przepisy do działalności w zakresie magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego. Zasadniczo regulacje te mają na celu zapewnienie dostępu przedsiębiorstw energetycznych do systemów magazynowania. Warto dodać, iż w przypadku magazynowania paliw gazowych wybrano regulowany dostęp do systemu magazynowania, mając na uwadze ograniczone warunki świadczenia tych usług w Polsce. Jednocześnie nałożono na operatorów systemów magazynowania obowiązek świadczenia dla odbiorców uprawnionych oraz przedsiębiorstw zajmujących się sprzedażą paliw gazowych usług magazynowania na podstawie taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE.

Usługi magazynowania gazu w bezzbiornikowych magazynach gazu nie były dotychczas świadczone dla użytkowników systemu spoza struktury PGNiG SA. Jednocześnie na obszarze Polski jedynym posiadaczem i dysponentem takich magazynów jest PGNiG SA. Mając zatem na uwadze, iż znówelizowane przepisy ustawy – Prawo energetyczne, które weszły w życie z dniem 3 maja 2005 r., wprowadziły szereg nowych rozwiązań prawnych istotnie zmieniających sposób postrzegania funkcjonowania magazynów gazu ziemnego w Polsce, Prezes URE w ramach posiadanych kompetencji podjął działania mające na celu udostępnienie tej usługi stronom trzecim, co wiązało się przede wszystkim z koniecznością uzyskania przez PGNiG SA koncesji na magazynowanie paliw gazowych. Efektem tych działań było złożenie przez PGNiG SA wniosku o wydanie takiej koncesji. Postępowanie w sprawie koncesji na magazynowanie paliw gazowych (obejmującej: PMG Husów, PMG Wierzcho- wice, KPMG Mogilno, PMG Swarów, PMG Brzezica oraz PMG Strachocina) zostało ostatecznie zakończone udzieleniem tej koncesji 1 lutego 2006 r.

Tabela B8. Liczba koncesji w zakresie paliw gazowych wg stanu na koniec 2005 r.

Paliwa gazowe:	169
dystribucja lub przesyłanie	63
obróć	78
obróć gazem ziemnym z zagranicą	24
wytwarzanie	4

5.2. Taryfy dla paliw gazowych

W 2005 r. do Prezesa URE wpłynęło 76 wniosków o zatwierdzenie lub zmianę taryf dla paliw gazowych oraz 8 wniosków o przedłużenie terminu obowiązywania taryf stosowanych przez przedsiębiorstwa sektora gazowego. Postępowania administracyjne w tej sprawie zakończyły się:

11) Dz. U. z 2000 r. Nr 95, poz. 1042.

zatwierdzeniem taryfy	dla spółek dystrybucyjnych	9
	dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej	9
zmianą zatwierdzonych taryf	dla PGNiG SA	4
	dla spółek dystrybucyjnych	39
	w tym spółek grupy kapitałowej PGNiG SA	24
	dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej	17
umorzeniem postępowania	dla spółek dystrybucyjnych	5
	dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej	1
odmową zatwierdzenia taryf	dla OGP Gaz-System Sp. z o.o.	1
	dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej	1

Kluczowe przedsiębiorstwa w sektorze gazowym, tj. PGNiG, zajmujące się hurtowym obrotem paliwami gazowymi i magazynowaniem gazu oraz sześć spółek dystrybucyjnych z grupy kapitałowej PGNiG, przez pierwsze 3 kwartały 2005 r. nie występowały o zatwierdzenie nowych taryf, mimo zatwierdzenia ich taryf we wrześniu 2003 r. na okres jednego roku, z późniejszym przedłużeniem na kolejne trzy miesiące.

Przedsiębiorstwa te oczekiwały bowiem na zapowiedzianą nowelizację ustawy – Prawo energetyczne oraz idące w ślad za tym uchwalenie rozporządzeń wykonawczych do tej ustawy, tj. rozporządzenia w sprawie funkcjonowania sektora gazowego oraz rozporządzenia w sprawie kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych, zwanego dalej *rozporządzeniem taryfowym*. Wspomniana bowiem nowelizacja ustawy wprowadziła szereg zmian mających wpływ na funkcjonowanie sektora gazowego, a w konsekwencji również na taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa tego sektora.

O taryfę nie występował również wydzielony z dniem 16 kwietnia 2004 r. ze struktur PGNiG – Operator systemu przesyłowego, działający do 7 czerwca 2005 r. pod nazwą PGNiG – Przesył Sp. z o.o., a po tej dacie pod nazwą Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. (OGP), ponieważ działalność w zakresie przesyłania paliw gazowych rozpoczął dopiero z dniem 8 lipca 2005 r. i na mocy postanowień § 31 ust. 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 15 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi¹²⁾ mógł stosować taryfę przedsiębiorstwa, z którego się wydzielił, maksymalnie przez okres 9 miesięcy od dnia rozpoczęcia działalności w zakresie przesyłania.

Natomiast w momencie, gdy wiadomym było, że powołane wyżej rozporządzenia nie ukażą się przed 1 stycznia 2006 r., ww. przedsiębiorstwa sektora gazowego rozpoczęły przygotowania do ustalenia nowych taryf. Jednym z kluczowych problemów, który należało rozwiązać, było rekompensowanie PGNiG ponoszonych przez nie kosztów magazynowania oraz przesyłania gazu siecią przedsiębiorstwa EuRoPol, które dotychczas – w myśl postanowień rozporządzenia taryfowego – były podstawą kalkulacji stawek opłat przesyłowych.

Prezes URE uznał, iż do czasu rozstrzygnięcia tego problemu w rozporządzeniach wykonawczych do ustawy – Prawo energetyczne:

- stawki opłat za magazynowanie – z uwagi na brak zawartych umów w tym zakresie oraz fakt, iż PGNiG przewidywało, że w 2006 r. będzie magazynować gaz wyłącznie na potrzeby odbiorców, którym sprzedaje gaz (żaden bowiem inny podmiot nie wyraził zainteresowania zakupem usług magazynowych) – będą kalkulowane w sposób uproszczony, jako iloraz przychodów regulowanych z tytułu magazynowania i planowanej ilości gazu sprzedanego odbiorcom,
- koszty przesyłania gazu siecią EuRoPolu będą rekompensowane PGNiG poprzez ustaloną w jego taryfie stawkę skalkulowaną jako iloraz planowanych na okres obowiązywania taryfy kosztów zakupu usługi przesyłania gazu wysokometanowego od EuRoPolu do całkowitej ilości tego gazu planowanej do sprzedaży odbiorcom.

Kolejną kwestią, jaką rozstrzygnął Prezes URE, aby usprawnić proces zatwierdzania nowych taryf dla paliw gazowych, była wysokość uzasadnionego zwrotu z zaangażowanego kapitału, które przedsiębiorstwa mogą uwzględnić w podstawie kalkulacji swoich taryf. Stopa zwrotu z zaangażowanego kapitału dla wszystkich przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych (z wyjątkiem EuRoPolu) została ustalona na poziomie 14,81%, przy założeniu pożądanej struktury finansowania ich kapitału, tj. 75/25 kapitał własny/kapitał obcy. Dla EuRoPolu stopa zwrotu została ustalona na poziomie 9,26% – wzięto pod uwagę nie pożądaną, lecz faktyczną strukturę finansowania kapitału. Przyjęto przy tym, że względu na ochronę interesów odbiorców przed nadmiernym wzrostem stawek ustalanych przez wskazane przedsiębiorstwa, że w 2006 r. wynagradzaniu będzie podlegać połowa wartości netto ich majątku sieciowego, wycenionego 31 grudnia 2004 r. (w przypadku OGP na dzień rozpoczęcia działalności w zakresie przesyłania).

Te oraz inne oczekiwania, ważne z punktu widzenia toczącego się postępowania administracyjnego o zatwierdzenie taryf dla paliw gazowych, zostały wszystkim przedsiębiorstwom sektora gazowego przekazane w formie wytycznych, jako załącznik do pisma z 18 października 2005 r.

Do zatwierdzenia taryf kluczowych przedsiębiorstw sektora gazowego w 2005 r. nie doszło. Powodem tego było podjęcie przez Prezesa URE decyzji o odmowie

12) Dz. U. Nr 277, poz. 2750.

zatwierdzenia ustalonej przez Operatora taryfy za świadczone usługi przesyłania, po której przedsiębiorstwa grupy kapitałowej PGNiG zmieniły zakres swojego żądania, wnosząc – zamiast o zatwierdzenie nowych taryf – o ich zmianę w zakresie cen paliw gazowych i przedłużenie do 31 marca 2006 r. terminu ich obowiązywania. Zważywszy, że stosowanie przez OGP starej taryfy, a przez PGNiG taryfy nowej, prowadziło do podwójnego obciążenia odbiorców, dokonujących zakupów na rynku hurtowym, kosztami magazynowania oraz przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego sieciami EuRoPolu, Prezes URE przychylił się do wskazanych wniosków.

Powodem odmowy zatwierdzenia taryfy OGP było: zawyżenie przychodu regulowanego, stanowiącego podstawę kalkulacji taryfy poprzez przyjęcie na nieuzasadnionym wysokim poziomie zwrotu z zaangażowanego kapitału oraz kosztów reklamy oraz pomniejszenie go o opłaty z tytułu przekroczeń mocy na znacznie niższym poziomie niż planowany przez samych usługobiorców (i znajdujący uzasadnienie w wielkościach wykonanych), jak również niedostosowanie tekstu taryfy do postanowień ustawy – Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do niej, w szczególności zapisów odnoszących się do IRIESP oraz nielegalnego pobierania paliw gazowych.

Ceny paliw gazowych sprzedawanych przez PGNiG w 2005 r. zmieniały się trzykrotnie: 1 stycznia, 1 lipca i 1 października, aczkolwiek było również prowadzone postępowanie o zatwierdzenie nowych, wyższych cen z dniem 1 kwietnia 2005 r. Ostatecznie przedsiębiorstwo wycofało jednak ten wniosek. Ponadto, decyzją z 14 grudnia 2005 r. została zatwierdzona kolejna podwyżka cen paliw gazowych, która weszła w życie z dniem 1 stycznia 2006 r.

W każdym z postępowań oczekiwania PGNiG dotyczące podwyżek cen zostały istotnie ograniczone. Przedsiębiorstwo to wnioskowało bowiem na II kwartał o podwyżkę w wysokości 2,5%, na III kwartał o 14,2%, zaś na IV kwartał o 19,4%. Ostatecznie z podwyżki na II kwartał PGNiG wycofało się, natomiast dla dwóch pozostałych kwartałów wprowadzone podwyżki wyniosły odpowiednio 9,9% i 7,5%. W wymiarze pieniężnym skutki finansowe wynikające z wprowadzenia w 2005 r. podwyżek cen w skali niższej niż wnioskowane szacować można na łączną kwotę 928,6 mln zł¹³⁾. Natomiast skutki „interwencji” Prezesa URE w odniesieniu do skali wnioskowanych podwyżek cen w postępowaniach prowadzonych w 2005 r., zakończonych decyzjami z czerwca, września oraz grudnia 2005 r., zatwierdzającymi wyższe ceny paliw gazowych, szacować można na kwotę 1 257,8 mln zł.

Przyczyną wzrostu cen paliw gazowych sprzedawanych przez PGNiG był przede wszystkim wzrost cen

gazu ziemnego wysokometanowego zakupywanego za granicą zarówno w ramach kontraktów długo-, jak i krótkoterminowych, tzw. spotów. Ceny importowe są bowiem ustalane w bezpośredniej relacji do cen światowych produktów ropopochodnych, a te począwszy od 2004 r. systematycznie rosły.

W przypadku podwyżki wprowadzonej od 1 października 2005 r. dodatkowym czynnikiem wpływającym na wzrost cen zakupu gazu w imporcie był fakt, że PGNiG nie zdołało nabyć gazu w ramach zakupów spotowych na równie korzystnych warunkach, na jakich dokonywało tych zakupów do września 2005 r. Natomiast na wzrost kosztów gazu pochodzącego z zagranicy, które oprócz czynników wyżej wymienionych zdecydowały o podwyżce cen paliw z dniem 1 stycznia 2006 r., zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z dnia 14 grudnia 2005 r., wpłynął kurs walutowy.

Podwyższenie cen paliw gazowych na poziomie niższym niż wskazany oznaczałoby obniżenie wypracowanego przez Przedsiębiorstwo zysku, a to z kolei pociągałoby za sobą ograniczenie poszukiwań gazu krajowego oraz wstrzymanie rozbudowy magazynów, które to działania pozwalają zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne kraju. Ponadto, zwiększenie krajowego wydobycia gazu, którego koszt pozyskania jest znacznie niższy od kosztu pozyskania gazu w imporcie, pozwoli na utrzymanie cen paliw gazowych na poziomie niższym w stosunku do cen tych paliw za granicą. To z kolei zapewni zwiększenie konkurencyjności towarów produkowanych w kraju.

Natomiast wzrost cen gazów zaazotowanych (GZ-41,5 i GZ-35), które pochodzą ze źródeł krajowych, wynikał z konieczności zapewnienia równowagi cen dostarczanej energii w poszczególnych rodzajach paliw gazowych rozprowadzanych krajowym systemem gazowniczym (wyrażonych w zł/GJ). Niewłaściwe byłoby bowiem, gdyby jednostka ciepła uzyskiwanego ze spalania każdego z ww. gazów różniła się w sposób zasadniczy. Ponadto, taki sposób kształtowania cen skutkował niższym wzrostem cen gazu wysokometanowego niż ten, który wynikał ze wzrostu kosztów jego importu.

Wzrost cen paliw gazowych sprzedawanych przez spółki dystrybucyjne grupy kapitałowej PGNiG był wyłącznie następstwem wzrostu cen nabycia tych paliw (od PGNiG w przypadku gazu ziemnego wysokometanowego i gazów ziemnych zaazotowanych oraz od firmy Barter w przypadku gazów propan-butan, które w stosunku do sprzedaży gazów ziemnych mają znaczątkowe znaczenie, ale które stanowią źródło zaopatrzenia dla odbiorców zamieszkałych w czterech miastach północnej Polski, tj. Elku, Suwałkach, Olecku i Piszcu).

Wzrost średnich cen dostawy paliw gazowych (ustalonych zarówno za gaz jako towar, jak i usługę jego dostarczenia), które uwzględniają podwyżki cen paliw gazowych zatwierdzone decyzjami Prezesa URE z 2005 r. (z czerwca, września i grudnia) dla odbiorców przedsiębiorstw grupy kapitałowej PGNiG w stosunku do cen stosowanych na dzień 1 stycznia 2005 r., obrazuje tabela B9.

13) Skutki te uwzględniają wprowadzoną przez PGNiG od 1 stycznia 2005 r. podwyżkę cen oraz podwyżkę wnioskowaną od 1 kwietnia 2005 r., z której ostatecznie Przedsiębiorstwo wycofało się, a która oznaczała wzrost jego przychodów o 32,7 mln zł.

Tabela B9. Wzrost średnich cen dostawy paliw gazowych

Wyszczególnienie	Średnia cena wg cen i stawek opłat		kol. 3/kol. 2*100 [%]
	obowiązujących od 1.01.2005 r.	zatwierdzonych decyzjami z grudnia 2005 r.	
PGNiG SA			
Gaz wysokometanowy	0,5898	0,7491	127,01
Gaz zaazotowany GZ – 41,5	0,4712	0,5887	124,94
Gaz zaazotowany GZ – 35	brak odbiorców finalnych		
Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.			
Gaz wysokometanowy	0,9349	1,0996	117,62
Gaz zaazotowany GZ – 41,5	0,6596	0,7805	118,33
Gaz zaazotowany GZ – 35	0,6327	0,7404	117,02
Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.			
Gaz wysokometanowy	0,9088	1,0715	117,90
Gaz zaazotowany GZ – 41,5	0,6487	0,7694	118,61
Gaz zaazotowany GZ – 35	0,6049	0,7124	117,77
Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.			
Gaz wysokometanowy	0,9595	1,1246	117,21
Karpaska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.			
Gaz wysokometanowy	0,9546	1,1032	115,57
Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.			
Gaz wysokometanowy	0,9541	1,1173	117,11
Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.			
Gaz wysokometanowy	0,9546	1,1188	117,20

W 2005 r. Prezes URE zatwierdził ponadto taryfę za usługi przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego, ustaloną przez System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol Gaz SA, obniżając wnioskowany przez niego przychód o kwotę 194,6 mln zł.

Czwarta taryfa ww. przedsiębiorstwa została zatwierdzona zgodnie z jego wnioskiem, na okres jednego roku, na poziomie niższym o 22% od stosowanego w 2005 r. oraz wyższym od poziomu, który został określony w Protokole Dodatkowym do Porozumienia między Rządem RP a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów.

W 2005 r. o zatwierdzenie taryf ubiegało się 5 spółek dystrybucyjnych spoza grupy kapitałowej PGNiG i 9 przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej¹⁴⁾. Generalnie, w wyniku prowadzonych postępowań, we wszystkich przypadkach obniżone zostały koszty własne tych przedsiębiorstw, stanowiące jeden z elementów kalkulacji ich taryf.

W jednym przypadku Prezes URE odmówił zatwierdzenia taryfy. Szczegółowym uzasadnieniem odmowy było: ustalenie kosztów stanowiących podstawę kalkulacji taryfy w wysokości znacznie przekraczającej koszty uzasadnione uwzględnione w kalkulacji poprzedniej taryfy, które nie wynikały ani z rosnącej sprzedaży, ani też ze wzrostu majątku przedsiębiorstwa, ustalenie wysokości amortyzacji w wysokości niezgodnej z projektem Planu rozwoju, uzgodnionym z Prezesem URE, oraz

brak należytej staranności w opracowaniu tekstu taryfy, w tym powołanie się na przepisy, które utraciły obowiązującą moc. Po otrzymaniu odmowy przedsiębiorstwo to ponownie wystąpiło z wnioskiem o zatwierdzenie taryfy, wykorzystując dorobek poprzedniego postępowania i tym razem postępowanie zakończyło się decyzją dla niego pozytywną.

5.3. Wyznaczenie OSP

PGNiG SA oraz Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. (poprzednio PGNiG – Przesył Sp. z o.o.) wnioskiem z 15 czerwca 2005 r. zwrócili się do Prezesa URE o wyznaczenie spółki OGP Gaz-System Sp. z o.o. operatorem systemu przesyłowego gazowego.

OGP Gaz-System Sp. z o.o. została utworzona w ramach programu restrukturyzacji PGNiG SA w celu przejęcia działalności w zakresie związanym z pełnieniem funkcji operatora systemu przesyłowego. Powstanie OGP Gaz-System Sp. z o.o. w znacznej mierze zdeterminowane było koniecznością wypełnienia wymogów określonych w Dyrektywie 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego, nakazującej wydzielenie działalności operatorskiej od pozostałych rodzajów działalności.

Aktualnie OGP Gaz-System Sp. z o.o. jest spółką Skarbu Państwa, funkcjonującą poza strukturą PGNiG SA, tj. nie działa w ramach przedsiębiorstwa pionowo zintegrowanego, tym samym zagwarantowano jej niezależność prawną od przedsiębiorstw zajmujących się wydobywaniem i obrotem gazem. W celu zapewnienia środków dla realizacji zadań operatora systemu przesyłowego, OGP

14) Za takie uważa się przedsiębiorstwa sprzedające mniej niż 50 mln m³ gazu rocznie i obsługujące mniej niż 50 odbiorców.

Gaz-System Sp. z o.o. uzyskał tytuł prawny do dysponowania majątkiem przesyłowym w formie *Umowy leasingu operacyjnego* zawartej 16 maja 2005 r. z PGNiG SA.

Zgodnie z art. 9k ustawy, operator systemu przesyłowego działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa. Mając na uwadze powyższe, Gaz-System poinformował, że ze względu na trwający proces przekształceń właścicielskich i majątkowych nie mógł wypełnić procedury zmiany formy prawnej prowadzonej działalności ze spółki z ograniczoną odpowiedzialnością na spółkę akcyjną. Zarząd OGP Gaz-System poinformował także, że podjął prace przygotowawcze w zakresie dostosowania formy prawnej do obowiązujących uregulowań prawnych. Wg informacji zawartej we wniosku proces przekształceń miał trwać ok. sześciu miesięcy.

W świetle informacji przedstawionych w toku postępowania uznano, że OGP Gaz-System posiada warunki do skutecznego zarządzania systemem przesyłowym. Uznano także, że wykonywanie działalności operatora systemu przesyłowego przez odrębny podmiot będzie sprzyjać zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju, przyczyni się do budowania krajowego rynku gazu ziemnego oraz stworzy odpowiednie warunki do właściwego rozwoju i utrzymania systemu przesyłowego. Mając powyższe na uwadze, w tym w szczególności fakt, że OGP Gaz-System Sp. z o.o. została utworzona na celu przejęcia działalności w zakresie związanym z pełnieniem funkcji operatora systemu przesyłowego gazowego, Prezes URE zdecydował o wyznaczeniu OGP Gaz-System Sp. z o.o. operatorem systemu przesyłowego gazowego. Jednakże, ze względu na trwający w sektorze gazu ziemnego proces dostosowania do uregulowań wynikających z Dyrektywy 2003/55/WE, OGP Gaz-System został wyznaczony operatorem systemu przesyłowego gazowego na okres do 30 czerwca 2006 r.

5.4. Udzielanie zgody na budowę gazociągu bezpośredniego lub linii bezpośredniej

W wyniku nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne ustawą z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska¹⁵⁾, Prezes URE został zobowiązany także do udzielania zgody na budowę gazociągu bezpośredniego lub linii bezpośredniej.

Zgodnie z art. 7a ust. 3 znowelizowanej ustawy – Prawo energetyczne, budowa gazociągu bezpośredniego wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa URE; zgoda jest udzielana w drodze decyzji. Natomiast ust. 4 powołanego przepisu stanowi, że Prezes URE udzielając zgody na budowę gazociągu bezpośredniego uwzględnia:

- wykorzystanie zdolności przesyłowych istniejącej sieci gazowej,

- odmowę świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych istniejącą siecią gazową podmiotowi występującemu o uzyskanie zgody oraz nieuwzględnienie złożonej przez niego skargi na tę odmowę.

W 2005 r. Prezes URE otrzymał jeden wniosek dotyczący wyrażenia zgody na budowę gazociągu bezpośredniego, złożony przez PGNiG SA. Przedsiębiorstwo to wnioskiem z dnia 13 września 2005 r. zwróciło się do Prezesa URE o wyrażenie zgody na budowę gazociągu bezpośredniego o długości 109 km w celu zasilania elektrociepłowni zlokalizowanych w południowo-zachodniej Polsce.

W świetle definicji zawartych w ustawie, gazociąg bezpośredni oznacza gazociąg, który został zbudowany w celu bezpośredniego dostarczania paliw gazowych do instalacji odbiorcy z pominięciem systemu gazowego (art. 3 pkt 11e ustawy – Prawo energetyczne). Natomiast pod pojęciem „system gazowy” należy rozumieć sieci gazowe oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią (art. 3 pkt 23 ustawy).

W toku prowadzonego postępowania ustalono, że nie ma możliwości pokrycia pełnego zapotrzebowania odbiorcy za pośrednictwem istniejącego systemu przesyłowego. Fakt braku możliwości dostaw gazu ziemnego zaazotowanego do ww. odbiorcy istniejącym systemem przesyłowym potwierdził także OGP Gaz-System Sp. z o.o. Jednocześnie OGP Gaz-System poinformował, że zadanie inwestycyjne związane z dostawą gazu do tych elektrociepłowni nie jest ujęte w aktualnej wersji Planu Rozwoju OGP Gaz-System Sp. z o.o. na lata 2006-2008, w związku z czym Spółka nie posiada obecnie środków na realizację tak dużego zakresu inwestycji, a nawet nie planuje jej.

Mając na uwadze ustalenia dokonane w toku postępowania, Prezes URE uznał, że w aktualnym stanie faktycznym wybór wariantu dostawy gazu ziemnego z kopalni gazu ziemnego do odbiorcy gazociągiem bezpośrednim jest uzasadniony i wyraził zgodę na budowę gazociągu bezpośredniego o długości 109 km, w celu doprowadzenia gazu ziemnego zaazotowanego do elektrociepłowni, z pominięciem systemu gazowego.

5.5. Uzgadnianie planu wprowadzania ograniczeń w poborze paliw gazowych, opracowanego przez operatora systemu przesyłowego gazowego

Uregulowania prawne stanowiące podstawę opracowania planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze paliw gazowych oraz samego wprowadzania tych ograniczeń są analogiczne do tych, jakie obowiązują w zakresie energii elektrycznej¹⁶⁾.

W związku z wyznaczeniem przez Prezesa URE przedsiębiorstwa energetycznego – Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. – operatorem systemu przesyłowego gazowego w 2005 r., w tymże roku

15) Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552.

16) Zob. art. 11 ustawy oraz część IA pkt 5.4. sprawozdania.

został przez to przedsiębiorstwo opracowany i uzgodniony z Prezesem URE *Plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze paliw gazowych* na okres od 1 września 2005 r. do 31 sierpnia 2006 r.

Plan ten został zastosowany w praktyce na początku 2006 r.

5.6. Uzgadnianie projektów planów rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych są obowiązane na podstawie art. 16 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne do sporządzenia dla obszaru swojego działania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na te paliwa. Podobnie jak w przypadku energii elektrycznej, nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne (ustawą z dnia 4 marca 2005 r.) od 3 maja 2005 r. ograniczyła grupę gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych, zobowiązanych do uzgadniania z Prezesem URE projektów planów rozwoju w ramach odrębnej procedury. W przypadku gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych procedurze tej nie podlegają projekty planów rozwoju przedsiębiorstw energetyki przemysłowej.

Uzgadnianie projektów planów rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych w 2005 r. przebiegało następująco:

- We wrześniu 2005 r. przedsiębiorstwo Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. przekazało do uzgodnienia projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe, opracowany na lata 2006-2008.

Projekt ten był pierwszym projektem planu rozwoju systemu przesyłowego przygotowanym przez OGP Gaz-System Sp. z o.o. Poprzedni projekt takiego planu był sporządzony przez PGNiG SA w 2003 r.

W projekcie planu rozwoju opracowanym przez OGP Gaz-System Sp. z o.o., całkowita wartość zamierzeń inwestycyjnych wzrasta w stosunku do planu na lata 2003-2005 (zrealizowanego w 82%) z 743 mln do 1 042 mln, czyli o 40%. W projekcie planu na lata 2006-2008 szczególny akcent położono na inwestycje związane z tworzeniem wolnego rynku gazu, takie jak:

- likwidacja ograniczeń przepustowości w systemie przesyłania gazu,
- systemy pomiarowe, przesyłania i przetwarzania danych do sterowania pracą systemu przesyłowego, bilansowania i kontroli jakości gazu.

Ostatecznie projekt planu rozwoju gazowego systemu przesyłowego został uzgodniony w styczniu 2006 r.

- W 2006 r. sześć Spółek Gazownictwa wchodzących w skład Grupy Kapitałowej PGNiG SA przekazało do uzgodnienia z Prezesem URE projekty planów rozwoju opracowane na lata 2006-2008. Ze względu na konieczność uzyskania dodatkowych wyjaśnień, proces uzgodnień w 2005 r. nie został zakończony.

W 2005 uzgodniono także 3 projekty planów rozwoju opracowane przez przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie dystrybucji paliw gazowych na lokalną skalę.

C. Regionalne rynki ciepła

1. Charakterystyka sektora ciepłowniczego

Energetykę ciepłą wyróżnia w sektorze energetycznym specyfika jej procesu technologicznego, przejawiająca się zarówno w fazie wytwarzania ciepła, jak i jego przesyłania, a więc dostarczania do odbiorców. Odmienność tego sektora od innych sektorów energetycznych wynika ze specyficznych cech nośnika energii, jakim jest ciepło. Ciepło charakteryzuje się równoczesnością produkcji ze zużyciem, a jego właściwości, m.in. szczególne wymagania transportu oraz podatność na utratę jakości, determinują dostawę rurociągami na bliskie odległości. Z uwagi na wymagane parametry termiczne, dostawa ciepła jest realizowana sieciami o zasięgu lokalnym, a nie ogólnokrajowym, jak to się odbywa w przypadku energii elektrycznej i gazu. Ciepło przeznaczone do zaspokojenia potrzeb cieplnych odbiorców jest wytwarzane zarówno w źródłach zlokalizowanych w obiektach należących bezpośrednio do odbiorców ciepła (indywidualne źródła), jak też źródłach scentralizowanych, zasilających wielu odbiorców za pośrednictwem sieci ciepłowniczych. W źródłach tych ciepło może być wytwarzane przy za-

stosowaniu różnych technologii i wykorzystaniu szerokiej gamy paliw, zarówno stałych, ciekłych, jak i gazowych, a także przy wykorzystaniu energii odnawialnej. Ciepło wytwarzane jest również w źródłach, w których występuje jednoczesna produkcja ciepła i energii elektrycznej, tzw. wytwarzanie w skojarzeniu. Ciepło dostarczane jest do odbiorców za pośrednictwem nośnika ciepła – gorącej wody lub pary. Nośnik ciepła o określonych parametrach (ciśnieniu, temperaturze itd.) jest przesyłany wyodrębnioną siecią parową lub wodną ze źródła ciepła do przyłączy i węzłów cieplnych lub instalacji odbiorczych, w których następuje odbiór ciepła. W związku z tym, że sieci ciepłownicze służą do przesyłania tylko jednego nośnika ciepła, możliwości łączenia sieci ciepłowniczych są ograniczone.

Z uwagi na to, że źródła i sieci ciepłownicze mają zasięg lokalny, w przypadku rynku ciepła można mówić jedynie o rynku lokalnym. Problemy związane z urynkowaniem w zakresie zaopatrzenia w ciepło są bardziej złożone niż w innych „sieciowych” sektorach gospodarki energetycznej, gdyż poszczególne elementy systemów

ciepłowniczych (źródła ciepła, sieci ciepłownicze, węzły ciepłownicze) mogą należeć do różnych przedsiębiorstw, gmin lub innych właścicieli oraz mogą być eksploatowane przez różne przedsiębiorstwa. W systemach ciepłowniczych jedno lub kilka źródeł ciepła może zasilać jedną wspólną albo połączoną sieć ciepłowniczą.

Na lokalnym rynku ciepła odbiorca nie ma możliwości wyboru przedsiębiorstwa dostarczającego mu nośnik energii o określonych parametrach za pomocą sieci, a dostawca ma ograniczone możliwości pozyskiwania odbiorców, które wynikają z istniejących uwarunkowań technicznych (zasięg i parametry istniejących sieci) oraz ekonomicznych (budowa i rozwój sieci). Ponadto strony, oprócz umowy, związane są ze sobą trwałym przyłączem. W takim przypadku konkurencja jest uzasadniona na etapie podejmowania decyzji o budowie lub rozbudowie istniejących systemów sieciowych. Wysoka kapitałochłonność budowy nowych odcinków sieci wymaga racjonalnego planowania rozwoju sieci w oparciu o przewidywane zmiany potrzeb energetycznych odbiorców, wynikające m.in. z planów zagospodarowania przestrzennego, a także przewidywanego rozwoju techniki, zmian w poziomie i trybie życia ludności itd.

Na rynku ciepła odbiorca ma natomiast teoretycznie możliwość wyboru źródła przy zakupie ciepła dostarczanego do sieci. Jednak wybór ten zawsze będzie ograniczony uwarunkowaniami technicznymi, a więc między innymi układem sieci ciepłowniczej i zdolnością przesyłową poszczególnych jej odcinków. W związku z tym, konkurencja może niewątpliwie rozwijać się pomiędzy przedsiębiorstwami ciepłowniczymi przy wyborze technologii wytwarzania ciepła, która z kolei powinna być czynnikiem wpływającym na obniżkę kosztów i cen oferowanych przez te przedsiębiorstwa.

Te wszystkie elementy implikują duże zróżnicowanie rozwiązań organizacyjnych w systemach ciepłowniczych i ich silną zależność od warunków lokalnych oraz zaszczości historycznych. Aktualny obraz polskiego ciepłownictwa ukształtowany został w wyniku zachodzących dynamicznie procesów gospodarczych w okresie transformacji polskiej gospodarki. Mimo że polskie ciepłownictwo nie zostało objęte żadnym rządowym programem sektorowym w zakresie restrukturyzacji i prywatyzacji, to jednak przekształcenia własnościowe i organizacyjne stały się jednym z najważniejszych elementów jego reformowania, które rozpoczęło się już na początku lat 90. ubiegłego stulecia. Transformacja rynkowa wymusiła na przedsiębiorstwach prowadzących działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło zmianę sposobu zarządzania i postrzegania konsumentów. Zaczęły one zwracać uwagę na bieżącą analizę ekonomiczną swojej działalności, na kreowanie polityki marketingowej, na jakość i niezawodność dostaw, na poprawę efektywności wykorzystania energii, na zmniejszenie zanieczyszczenia środowiska.

Niezależnie od trwających procesów prywatyzacyjnych, budowane są nowe źródła produkujące w skojarzeniu energię elektryczną i ciepło, głównie z udziałem kapitału zagranicznego. Rozwijana jest też działalność

polegająca na modernizacji systemów ciepłowniczych przy zastosowaniu formy finansowania przez „trzecią stronę” w systemie Przedsiębiorstw Obsługi Energetycznej i Przedsiębiorstw Oszczędzających Energię (ESCO). Przedsiębiorstwa te opracowują i realizują programy modernizacji systemów ciepłowniczych oraz eksploatują je przez okres ustalony w umowie z właścicielami tych systemów. Efektem inwestycji modernizacyjnych jest zmniejszenie zużycia energii i obniżenie kosztów eksploatacji urządzeń ciepłowniczych. Wpływają one również na spadek zapotrzebowania na moc i ciepło sieciowe u odbiorców. Systematyczne obniżanie zamówionej mocy ciepłej i zmniejszanie sprzedaży ciepła związane jest również z likwidacją i ograniczeniem produkcji przemysłowej oraz podejmowaniem przez odbiorców działań w kierunku racjonalizacji użytkowania ciepła. W ciągu ostatnich lat zanotowano obniżenie wielkości zużycia ciepła o ponad 30%. Najbardziej spadło zużycie ciepła w przemyśle, natomiast stosunkowo niewiele w gospodarstwach domowych.

Sektor zaopatrzenia w ciepło charakteryzuje się znaczną liczbą przedsiębiorstw o dużym rozproszeniu geograficznym, które są bardzo zróżnicowane zarówno ze względu na rodzaj i zakres wykonywanej działalności, jak i stopień zaangażowania w działalność ciepłowniczą. Duża liczba i różnorodność koncesjonowanych przedsiębiorstw dostarczających odbiorcom ciepło powodują, że działalność regulacyjna Prezesa URE w sektorze zaopatrzenia w ciepło jest prowadzona przez terenowe oddziały URE. Zapewnia to znacznie lepsze rozpoznanie lokalnych rynków ciepła. Przedsiębiorstwa ciepłownicze są, w większości przypadków, zintegrowane pionowo, zajmują się zarówno wytwarzaniem ciepła, jak i jego dystrybucją, a nawet obrotem, ale istnieją też przedsiębiorstwa tylko wytwarzające ciepło i przedsiębiorstwa przesyłające ciepło zakupione od innych wytwórców. Wiele przedsiębiorstw zajmujących się zaopatrzeniem w ciepło prowadzi także inną działalność gospodarczą (produkcja przemysłowa, zaopatrzenie w wodę i odprowadzenie ścieków itd.). Ponadto, istnieją przedsiębiorstwa eksploatujące źródła i sieci ciepłownicze w różnych miejscowościach na terenie kraju. Należą do nich m.in. Wojskowa Agencja Mieszkaniowa, Polskie Koleje Państwowe, Agencja Nieruchomości Rolnych oraz coraz częściej spółki zagraniczne, np.: Dalkia Termika SA, Polish Energy Partners SA itp.

Z ogólnej liczby ok. 9 tys. podmiotów zajmujących się działalnością ciepłowniczą w kraju, prawie 90% zużywa ciepło wyłącznie na zaspokojenie własnych potrzeb, a więc nie dostarcza go do odbiorców. Ocenia się, że ok. 20% krajowej produkcji ciepła przedsiębiorstwa zużywają na zaspokojenie potrzeb własnych, natomiast pozostałe 80% służy zaspokojeniu potrzeb ciepłych odbiorców.

Przedsiębiorstwa działające w obszarze zaopatrywania odbiorców w ciepło można podzielić na trzy zasadnicze grupy. Pierwsza z nich to przedsiębiorstwa produkcyjno-dystrybucyjne zajmujące się dostarczaniem do odbiorców ciepła produkowanego we własnych cie-

plowniach i elektrociepłowniach oraz kupowanego od innych producentów. Druga grupa obejmuje przedsiębiorstwa energetyki zawodowej, tj. takie, które zajmują się przede wszystkim wytwarzaniem i dystrybucją energii elektrycznej, a produkcja ciepła jest dla nich działalnością dodatkową. Trzecia, ostatnia grupa przedsiębiorstw obejmuje elektrociepłownie oraz ciepłownie należące do małych, średnich i dużych jednostek przemysłowych oraz usługowych, a więc podmioty, dla których działalność ciepłownicza to zaledwie ułamek, czasem bardzo niewielki, całej wykonywanej przez nie działalności gospodarczej.

Szacuje się, że spośród przedsiębiorstw, które prowadzą działalność związaną z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło, ok. 75% posiada koncesję Prezesa URE, a obszar regulowany obejmuje ok. 80% całkowitej produkcji ciepła w kraju oraz około 97% łącznej sprzedaży ciepła. Reszta podmiotów pozostaje poza obszarem regulacji. Są to przede wszystkim podmioty, które nie podlegają koncesjonowaniu w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne.

Większość koncesjonowanych przedsiębiorstw posiada koncesje na kilka rodzajów działalności. Ok. 90% przedsiębiorstw zajmuje się wytwarzaniem ciepła, również duża ich część, bo ok. 88% świadczy usługi przesyłowe i dystrybucyjne, natomiast tylko 1/4 zajmuje się obrotem ciepłem. Najwięcej, bo ok. 2/3 przedsiębiorstw łączy produkcję z przesyłaniem i dystrybucją ciepła. Gdyby do tego dolożyć jeszcze obrót, to aż 80% podmiotów prowadzi wszystkie rodzaje koncesjonowanej działalności ciepłowniczej. Po ok. 10% podmiotów prowadzi działalność albo tylko wytwórczą, albo zajmuje się przesyłaniem i dystrybucją połączonymi z obrotem. Te ostatnie przedsiębiorstwa posiadają zazwyczaj również źródła wytwórcze, ale takie, które nie podlegają koncesjonowaniu w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne.

Wśród przedsiębiorstw prowadzących działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło występują: spółki akcyjne i spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, przedsiębiorstwa państwowe, przedsiębiorstwa komunalne, gminne zakłady budżetowe, związki komunalne gmin, spółdzielnie mieszkaniowe oraz podmioty prywatne. Wśród przedsiębiorstw regulowanych spółki z o.o. stanowią ok. 60%, a spółki akcyjne ponad 20%.

Obecnie ok. 60% przedsiębiorstw ciepłowniczych stanowi własność sektora publicznego, z czego w ponad 70% podmiotów funkcje właścicielskie sprawują organy samorządu terytorialnego, a ok. 20% jest własnością państwową. Pozostałe przedsiębiorstwa znajdują się w rękach sektora prywatnego, z czego ponad 20% jest własnością podmiotów zagranicznych.

Przekształcenia własnościowe i organizacyjne w ciepłownictwie przebiegają stopniowo, przy czym znaczące przyspieszenie prywatyzacyjne nastąpiło po 1998 r. Charakterystycznym przejawem procesu przekształceń własnościowych i organizacyjnych w ciepłownictwie jest wydzielanie ze struktury przedsiębiorstw przemysłowych działalności ciepłowniczej i nadawanie jej formy niezależnych jednostek organizacyjno-prawnych, a w dalszej

kolejności sprzedawanie ich inwestorom prywatnym. Również w przedsiębiorstwach energetyki zawodowej, eksploatujących elektrociepłownie, ciepłownie, sieci ciepłownicze, które w pierwszym etapie reformy sektora energetyki zostały przekształcone z przedsiębiorstw państwowych w spółki akcyjne Skarbu Państwa, trwa obecnie proces prywatyzacji.

Prywatyzacja majątku ciepłowniczego rozpoczęła się również w gminach, które z braku własnych środków na rozwój i modernizację potencjału ciepłowniczego są zainteresowane pozyskiwaniem inwestorów strategicznych. Stwarza to bowiem szansę na zwiększenie efektywności działania lokalnych przedsiębiorstw ciepłowniczych poprzez zastosowanie w nich nowych rozwiązań technologicznych i ich dokapitalizowanie, jak również zwiększenie dopływu do budżetu gminy środków pochodzących z prywatyzacji. Ze strony inwestorów krajowych, jak i zagranicznych obserwuje się również wzrost skłonności do inwestowania w przedsiębiorstwa ciepłownicze. Wynika to ze specyfiki działalności ciepłowniczej, która cechuje się względnie stabilnym rynkiem zbytu.

Decydujące znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego w zakresie zaopatrzenia w ciepło mają:

- stan techniczny i sprawność urządzeń i instalacji w źródłach ciepła, w których następuje przemiana energetyczna (energii chemicznej paliwa na ciepło zawarte w spalinach podgrzewających wodę krążącą w obiegu kotłowym, a w przypadku kotłów parowych – wody w parę wodną),
- stan techniczny i sprawność funkcjonowania sieci ciepłowniczych, którymi transportowany jest nośnik ciepła (zazwyczaj gorąca woda, a niekiedy para wodna),
- stan zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości zaopatrzenia w ciepło.

Stan lokalnego bezpieczeństwa energetycznego w zakresie zaopatrzenia w ciepło, tzn. zdolność do zaspokojenia potrzeb cieplnych odbiorców na danym (lokalnym) rynku ciepła, zależy też od sytuacji ekonomiczno-finansowej przedsiębiorstw energetycznych (przede wszystkim zajmujących się wytwarzaniem ciepła – z uwagi na konieczność zakupu paliw zużywanych w źródłach ciepła), a także od kondycji finansowej odbiorców i regularności wpłat z tytułu zaopatrzenia w ciepło. Zaległości płatnicze mogą bowiem doprowadzić w przedsiębiorstwach wytwarzających ciepło do braku środków na zakup paliwa (lub stworzenie odpowiedniego zapasu paliwa), co może zagrażać utrzymaniu ciągłości zaopatrzenia w ciepło.

Zgodnie z obowiązującymi przepisami, za zaopatrzenie w ciepło odpowiedzialne są gminy, natomiast odpowiedzialność za bezpieczeństwo energetyczne na lokalnych rynkach ciepła obciąża głównie przedsiębiorstwa energetyczne.

Działalność regulacyjna na lokalnych rynkach ciepła została bardziej szczegółowo omówiona w dalszej części sprawozdania, dotyczącej działalności oddziałów terenowych URE.

2. Taryfowanie ciepła

2.1. Podstawy prawne ustalania taryf dla ciepła

W 2005 r. nastąpiła kolejna zmiana ustawy – Prawo energetyczne, wynikająca z konieczności dostosowania polskich przepisów do prawodawstwa obowiązującego w UE. Wprowadzone zmiany związane są z wdrożeniem szeregu dyrektyw Wspólnot Europejskich dotyczących przesyłania energii elektrycznej i gazu ziemnego¹⁾, wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego²⁾ oraz wspierania produkcji energii elektrycznej w źródłach odnawialnych³⁾.

Zmiany te dotyczyły głównie sektora zaopatrzenia w energię elektryczną i paliwa gazowe, a w odniesieniu do sektora zaopatrzenia w ciepło najbardziej istotne zmiany ustawy dotyczyły:

- wyłączenia z obowiązku uzyskania koncesji przez przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła w źródłach o łącznej mocy nie przekraczającej 5 MW, przesyłania lub dystrybucji ciepła, jeżeli łączna moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW, oraz obrotu ciepłem, jeżeli moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW; uzyskania koncesji nie wymaga też wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania ciepła uzyskiwanego w przemysłowych procesach technologicznych, a także, gdy wielkość mocy zamówionej przez odbiorców nie przekracza 5 MW;
- ustalania przez przedsiębiorstwa energetyczne taryf dla ciepła stosownie do zakresu wykonywanej działalności gospodarczej w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność;
- uchylenia przepisu, zgodnie z którym zmiany cen i stawek opłat za ciepło stosowanych w rozliczeniach z odbiorcami nie mogły następować częściej niż raz na 12 miesięcy;
- uchylenia przepisu, zgodnie z którym udział opłat stałych w łącznych opłatach za usługi przesyłania i dystrybucji ciepła nie mógł być większy niż 30% i upoważnienia Prezesa URE do ustalania tego udziału w procesie zatwierdzania taryf.

Nie spowodowało to jednak zmiany obowiązujących od 2004 r. przepisów wykonawczych, a podstawę dla ustalania taryf dla ciepła w 2005 r. stanowiły przepisy rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 30 lipca 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie ciepłem⁴⁾, zwanego dalej rozporządzeniem taryfowym dla ciepła.

Zgodnie z przepisami tego rozporządzenia, jednostkowe koszty stanowiące podstawę do ustalenia cen i stawek opłat, obliczane są na podstawie:

- a) uzasadnionych, planowanych rocznych kosztów prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło oraz uzasadnionych, planowanych rocznych kosztów modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska, które są określane na podstawie planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na ciepło, opracowanych zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła, oraz planów inwestycyjnych, opracowywanych przez przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem ciepła;
- b) wielkości rzeczowych, stanowiących poziom odniesienia dla wyżej wymienionych, planowanych, uzasadnionych kosztów; wielkościami tymi są:
 - planowana średnia i maksymalna wielkość zamówionej mocy cieplnej dla poszczególnych grup taryfowych oraz średnia i maksymalna wielkość zamówionej mocy cieplnej dla wydzielonych sieci ciepłowniczych (stanowiących sumę mocy cieplnej określonej dla grup taryfowych zasilanych z danej sieci),
 - planowana wielkość przyłączeniowej mocy cieplnej dla poszczególnych (wydzielonych) sieci ciepłowniczych, ustalona na podstawie średniej i maksymalnej zamówionej mocy cieplnej przez odbiorców, po uwzględnieniu strat mocy cieplnej podczas przesyłania ciepła daną siecią oraz niejednoczesności występowania szczytowego poboru mocy cieplnej u odbiorców,
 - planowana średnia i maksymalna wielkość zamówionej mocy cieplnej dla poszczególnych źródeł ciepła, obliczona na podstawie planowanej dla pierwszego roku stosowania taryfy przyłączeniowej mocy cieplnej dla sieci ciepłowniczych i zamówionej mocy cieplnej przez odbiorców zasilanych bezpośrednio z danego źródła ciepła,
 - planowana roczna sprzedaż ciepła, określona dla poszczególnych grup taryfowych jako iloczyn planowanej średniej wielkości zamówionej mocy cieplnej oraz wskaźnika wykorzystania tej mocy (wyrażonego w GJ/MW), ustalonego jako średnia z okresu ostatnich pięciu lat ilość sprzedanego ciepła przypadająca na 1 MW zamówionej mocy cieplnej (lub z faktycznego okresu, gdy był on krótszy niż pięć lat),
 - planowana ilość ciepła oddanego do poszczególnych wydzielonych sieci ciepłowniczych, określona jako suma planowanej na pierwszy rok stosowania taryfy wielkości sprzedaży ciepła odbiorcom zaliczonym do poszczególnych grup taryfowych i planowanych strat ciepła podczas przesyłania tymi sieciami,
 - planowana ilość wytworzonego ciepła, określona jako suma planowanej na pierwszy rok stosowania taryfy ilości ciepła oddanego do wydzielonych sieci ciepłowniczych i ilości ciepła bezpośrednio sprzedanego odbiorcom zasilanym z danego źródła ciepła,

1) Dyrektywy 90/547/EWG i 91/296/EWG.

2) Dyrektywy 96/92/WE i 98/30/WE oraz zastępujące je Dyrektywy 2003/54/WE i 2003/55/WE.

3) Dyrektywa 2001/77/WE.

4) Dz. U. z 2004 r. Nr 184, poz. 1902.

planowana roczna ilość dostarczanego do sieci ciepłowniczych i planowana do sprzedaży ilość nośnika ciepła.

Zgodnie z rozporządzeniem taryfowym dla ciepła, które określa wymagania w stosunku do kalkulacji bazowych cen i stawek opłat dla pierwszego roku stosowania taryfy, przedsiębiorstwa energetyczne przedkładały uzasadnienie do taryfy, zawierające:

- 1) analizę zmian kosztów jednostkowych w poszczególnych pozycjach kosztów stałych i zmiennych;
- 2) ocenę skutków wprowadzenia bazowych cen i stawek opłat dla poszczególnych grup taryfowych w pierwszym roku stosowania taryfy;
- 3) średnie wskaźnikowe ceny ciepła i średnie wskaźnikowe stawki opłat za usługi przesyłowe, obliczone na podstawie:
 - a) bazowych cen za zamówioną moc cieplną, cen ciepła i cen nośnika ciepła oraz bazowych stawek opłat stałych i zmiennych za usługi przesyłowe dla pierwszego roku stosowania taryfy, oraz
 - b) ostatnio stosowanych cen za zamówioną moc cieplną, cen ciepła i cen nośnika ciepła oraz ostatnio stosowanych stawek opłat stałych i zmiennych za usługi przesyłowe.

W związku z wprowadzonymi w ustawie – Prawo energetyczne zmianami dotyczącymi kalkulacji taryf dla ciepła z uwzględnieniem uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło i nałożeniem na Prezesa URE obowiązku ustalania wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału dla przedsiębiorstw energetycznych przedkładających taryfę do zatwierdzenia, wobec braku szczegółowych przepisów określających sposób ustalania uzasadnionego zwrotu z kapitału, konieczne było w bardzo krótkim czasie wyjaśnienie powstałych wątpliwości oraz doprowadzenie do ujednolicenia działalności regulacyjnej w zakresie taryf dla ciepła we wszystkich oddziałach terenowych. Zmiany w ustawie – Prawo energetyczne, dotyczące uwzględniania uzasadnionego zwrotu z kapitału w kalkulacji taryf dla ciepła oraz nałożenia na Prezesa URE obowiązku ustalania jego wysokości, zostały wprowadzone w trakcie procesu zatwierdzania kolejnych taryf dla ciepła. Wewnętrzny cykl uzgodnień w zakresie tej problematyki zakończyło szkolenie dla pracowników oddziałów terenowych (tzw. Warsztaty Regulatora), podczas których szczegółowo omówiono problemy związane z ustalaniem przez Prezesa URE wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność ciepłowniczą.

Potrzeba uzgodnienia jednolitego stanowiska wynikła z braku jednoznacznych przepisów dotyczących kapitału własnego, podczas gdy wynagrodzenie kapitału obcego, zaangażowanego w działalność gospodarczą związaną z zaopatrzeniem w ciepło, mogło być uwzględniane w kalkulacji cen i stawek opłat za ciepło jeszcze przed wejściem w życie zmian wprowadzonych w ustawie – Prawo energetyczne w 2005 r. Przepisy rozporządzenia taryfowego dla ciepła stanowią bowiem, że koszty obsługi długów (kredytów bankowych itp.) i koszty finansowe

oraz zysk niezbędny dla zapewnienia zwrotu z kapitału obcego (spłaty rat kapitałowych itp.), stanowią podstawę do kalkulacji cen i stawek opłat za ciepło.

W związku z tym skoncentrowano się głównie na problemach dotyczących zasad ustalania wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału własnego, zaangażowanego w działalność gospodarczą związaną z zaopatrzeniem w ciepło. Ustalono m.in., że:

1. Zastosowanie w sektorze ciepłowniczym metody ustalania wielkości zwrotu z kapitału przyjętej dla spółek dystrybucyjnych, zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem energią elektryczną nie jest możliwe z uwagi na zasadnicze różnice między zaopatrzeniem w energię elektryczną i zaopatrzeniem w ciepło. Spółki dystrybucyjne charakteryzuje stosunkowo jednorodny charakter działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, co pozwoliło na opracowanie wspólnych dla wszystkich spółek założeń, umożliwiających określenie wielkości uzasadnionego zwrotu z zaangażowanego kapitału. Natomiast sektor ciepłowniczy jest znacznie bardziej zróżnicowany ze względu na lokalny charakter sieci ciepłowniczych i związane z tym znaczne rozproszenie geograficzne i różnorodność koncesjonowanych przedsiębiorstw, zarówno pod względem zakresu i skali prowadzonej działalności gospodarczej związanej z zaopatrzeniem w ciepło, jak też obszaru działania. W sektorze ciepłownictwa poziom kosztów i przychodów oraz wyniki ekonomiczne uzyskiwane przez poszczególne przedsiębiorstwa są bardzo zróżnicowane, gdyż zależą od wielu czynników, a w szczególności od stosowanej technologii wytwarzania ciepła i rodzaju wykorzystywanych paliw, wielkości źródeł ciepła i sieci ciepłowniczych, stopnia wykorzystania mocy cieplnej źródeł i zdolności przesyłowych sieci, wielkości sprzedaży ciepła, stopnia zaangażowania majątku własnego w inwestycje rozwojowe i modernizacyjne, położenia geograficznego (strefy klimatycznej i wpływu warunków atmosferycznych na wielkość sprzedaży ciepła, kosztów transportu paliw itp.), a także od lokalizacji źródeł ciepła w stosunku do odbiorców (długość sieci ciepłowniczej, koszty transportu nośnika ciepła itp.), struktury odbiorców (charakter potrzeb cieplnych, zmiany poboru ciepła) i wielu innych.
2. Wielkość uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło powinna być określana indywidualnie dla poszczególnych przedsiębiorstw, na podstawie analizy kosztów jednostkowych oraz poziomu cen i stawek opłat, a także podejmowanych przez przedsiębiorstwo działań przynoszących racjonalizację kosztów danego rodzaju działalności w zakresie zaopatrzenia w ciepło i sytuacji ekonomicznej przedsiębiorstwa.
3. Przy ustalaniu uzasadnionego zwrotu z kapitału własnego zaangażowanego w działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło należy uwzględniać w szczególności następujące przesłanki:

- a) generalną zasadą powinno być równoważenie interesów przedsiębiorstwa energetycznego i odbiorców,
- b) działalność regulacyjna Prezesa URE powinna zachęcać do angażowania kapitału własnego w realizację inwestycji modernizacyjnych i rozwojowych, których efektem jest obniżka kosztów jednostkowych oraz wzrost wartości rynkowej przedsiębiorstwa,
- c) wynagrodzenie kapitału własnego powinno być uwzględnione w kalkulacji cen i stawek opłat w przypadkach, gdy nastąpiła poprawa efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa, w szczególności jeśli w wyniku zrealizowanych inwestycji nastąpiła obniżka jednostkowych kosztów,
- d) ze względu na ochronę interesów odbiorców uwzględnienie zwrotu z kapitału własnego w kalkulacji cen i stawek opłat nie może spowodować drastycznego wzrostu opłat ponoszonych przez odbiorców (ocena wpływu wynagrodzenia kapitału na wzrost opłat z tytułu zaopatrzenia w ciepło), ale jednocześnie zaangażowanie własnego kapitału powinno być dla inwestora (właściciela) bardziej opłacalne aniżeli lokowanie wolnych środków na rynku kapitałowym (np. zakup obligacji Skarbu Państwa),
- e) uzasadniony zwrot z kapitału własnego w regulowanym sektorze gospodarki powinien być wyższy od stopy wolnej od ryzyka „ r_f ” (zaproponowano przyjęcie $r_f = 6\%$, tj. na poziomie rentowności 10-letnich obligacji Skarbu Państwa) oraz nie powinien przekraczać poziomu zysku z kapitału uzyskiwanego w innych, nieregulowanych sektorach gospodarki o podobnym stopniu ryzyka.

Obecnie pracownicy oddziałów terenowych są merytorycznie przygotowani do analizowania zgłaszanych przez przedsiębiorstwa energetyczne propozycji zwrotu z kapitału, natomiast przedsiębiorstwa wnioskujące o zatwierdzenie taryfy nie są jeszcze przygotowane do samodzielnego określenia stopy zwrotu kapitału i w 2005 r. miały one problemy z prawidłowym opracowaniem wniosków w tym zakresie.

2.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

Stosownie do rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 lipca 2002 r. w sprawie szczegółowego zasięgu terytorialnego i właściwości rzeczowej oddziałów Urzędu Regulacji Energetyki⁵⁾, do właściwości rzeczowej oddziałów URE należy m.in. wszczynanie i prowadzenie postępowań administracyjnych w sprawach dotyczących zatwierdzenia taryf dla ciepła. Do wydawania decyzji administracyjnych w tych sprawach Prezes URE upoważnił dyrektorów oddziałów.

W ciągu siedmiu lat prowadzenia działalności regulacyjnej wydano 3 302 decyzje administracyjne zatwierdzające taryfy dla ciepła, opracowane przez przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia w ciepło (tabela C1).

W 2005 r. terenowe oddziały URE rozpatrzyły 734 wnioski przedsiębiorstw energetycznych, które dotyczyły taryf dla ciepła, z tego 583 w sprawie zatwierdzenia nowej taryfy i 151 w sprawie zmiany decyzji zatwierdzającej taryfę lub w sprawie zmiany stosowanej taryfy.

Na 583 wnioski w sprawie zatwierdzenia taryfy dla ciepła, 411 rozpatrzono pozytywnie, a w 36 przypadkach odmówiono zatwierdzenia taryfy wskutek braku jej zgodności z postanowieniami ustawy – Prawo energetyczne oraz przepisami rozporządzenia taryfowego dla ciepła. Na koniec 2005 r. postępowanie administracyjne było kontynuowane w odniesieniu do 68 wniosków, zostało umorzone w 64 przypadkach, a zawieszone w 2 przypadkach. Pozostałe wnioski (2) pozostawiono bez rozpoznania.

Natomiast na 151 wniosków dotyczących zmiany decyzji zatwierdzającej taryfę lub zmiany taryfy dla ciepła, uwzględniono 86 wniosków, z tego 58 wniosków o przedłużenie, a 2 o skrócenie terminu obowiązywania taryfy, 8 wniosków w związku ze zmianami koncesji, 12 wniosków w sprawie zmiany taryfy z powodu wzrostu cen paliw i 6 wynikających z innych przyczyn. W 15 przypadkach odmówiono wnioskowanej zmiany, 3 wnioski pozostawiono bez rozpoznania, a 5 wniosków zwrócono. Na koniec 2005 r. postępowanie administracyjne było umorzone w odniesieniu do 30 wniosków, zawieszone w 1 przypadku, a kontynuowane w 11 przypadkach.

Tabela C1. Liczba taryf dla ciepła zatwierdzonych w latach 1999-2005

Rok	Liczba zatwierdzonych taryf							Ogółem
	I taryfa	II taryfa	III taryfa	IV taryfa	V taryfa	VI taryfa	VII taryfa	
1999	406	-	-	-	-	-	-	406
2000	193	220	-	-	-	-	-	413
2001	173	281	177	-	-	-	-	631
2002	111	114	186	95	-	-	-	506
2003	66	112	133	147	49	-	-	507
2004	36	59	71	123	104	35	-	428
2005	38	27	57	82	111	69	27	411

Źródło: URE

5) Dz. U. z 2002 r. Nr 107, poz. 942.

Tabela C2. Liczba taryf dla ciepła zatwierdzonych w 2005 r.

Oddział URE	Ogółem	Taryfa						
		I	II	III	IV	V	VI	VII
Oddział Centralny w Warszawie	36	3	1	3	10	12	6	1
Oddział Północno-Zachodni z siedzibą w Szczecinie	52	2	4	8	9	17	8	4
Oddział Północny z siedzibą w Gdańsku	47	-	1	12	12	14	7	1
Oddział Zachodni z siedzibą w Poznaniu	64	11	7	8	7	15	6	10
Oddział Wschodni z siedzibą w Lublinie	49	17	1	4	4	10	10	3
Oddział Środkowozachodni z siedzibą w Łodzi	48	3	2	6	6	13	15	3
Oddział Południowo-Zachodni z siedzibą we Wrocławiu	36	1	3	7	10	8	4	3
Oddział Południowy z siedzibą w Katowicach	45	-	5	3	11	13	11	2
Oddział Południowo-Wschodni z siedzibą w Krakowie	34	1	3	6	13	9	2	-
Razem	411	38	27	57	82	111	69	27

Źródło: URE

Tabela C3. Liczba zatwierdzonych w 2005 r. zmian dotyczących dotychczas stosowanych taryf dla ciepła

Oddział URE	Ogółem	Taryfa						
		I	II	III	IV	V	VI	VII
Oddział Centralny w Warszawie	6	-	1	-	3	1	1	-
Oddział Północno-Zachodni z siedzibą w Szczecinie	5	-	-	1	3	-	1	-
Oddział Północny z siedzibą w Gdańsku	12	-	7	4	1	-	-	-
Oddział Zachodni z siedzibą w Poznaniu	5	-	-	-	1	-	-	4
Oddział Wschodni z siedzibą w Lublinie	6	1	1	-	2	1	1	-
Oddział Środkowozachodni z siedzibą w Łodzi	5	-	-	1	1	2	1	-
Oddział Południowo-Zachodni z siedzibą we Wrocławiu	14	-	4	4	3	2	-	1
Oddział Południowy z siedzibą w Katowicach	6	-	-	-	2	2	2	-
Oddział Południowo-Wschodni z siedzibą w Krakowie	27	1	3	13	8	2	-	-
Razem	86	2	16	23	24	10	6	5

Źródło: URE

2.3. Ceny ciepła i stawki opłat za usługi przesyłowe

Przedkładane Prezesowi URE do zatwierdzenia taryfy dla ciepła zawierają ceny i stawki opłat określone przepisami rozporządzenia taryfowego dla ciepła. Zgodnie z tymi przepisami taryfy opracowane przez przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła zawierają ceny za zamówioną moc cieplną (wyrażone w zł/MW), ceny ciepła (wyrażone w zł/GJ) i ceny nośnika ciepła (wyrażone w zł/m³ lub w zł/t). Ceny te są nieporównywalne ze względu na różne wielkości odniesienia, a ich poziom zależy od wielu różnorodnych czynników.

Aby uzyskać możliwość porównywania cen ciepła wytwarzanego w różnych źródłach, a przede wszystkim, aby umożliwić określenie skutków zmiany tych cen dla odbiorców, przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem ciepła mają obowiązek obliczenia średnich wskaźnikowych cen ciepła (wyrażonych w zł/GJ) według zasad określonych przepisami rozporządzenia taryfowego dla ciepła. Średnia wskaźnikowa cena ciepła stanowi iloraz sumy opłat za zamówioną moc cieplną, za ciepło i za nośnik ciepła oraz planowanej wielkości sprzedaży ciepła na pierwszy rok stosowania taryfy.

Również przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła mają obowiązek obliczania średnich wskaźnikowych stawek opłat za usługi przesyłowe (wyrażonych w zł/GJ). Średnia wskaźnikowa

stawka opłaty za usługi przesyłowe stanowi iloraz sumy opłat stałych i zmiennych za usługi przesyłowe oraz planowanej wielkości sprzedaży ciepła z sieci ciepłowniczych.

Na podstawie średnich wskaźnikowych cen ciepła i średnich wskaźnikowych stawek opłat za usługi przesyłowe, określonych dla pierwszego roku stosowania taryf, które zostały zatwierdzone w 2005 r., określono średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe w poszczególnych województwach i w skali kraju (wyrażone w zł/GJ).

Podane w sprawozdaniu średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe, które zostały zatwierdzone w 2005 r., obliczono dla pierwszego roku stosowania taryf dla ciepła bez podatku VAT (ceny netto) w skali województw i w skali kraju jako ilorazy:

- w zakresie wytwarzania ciepła:
 - a) sumy planowanych przychodów wszystkich analizowanych przedsiębiorstw „wytwórczych”, stanowiących sumę iloczynów średnich wskaźnikowych cen ciepła dla pierwszego roku stosowania taryfy i ilości ciepła planowanej do sprzedaży w pierwszym roku stosowania taryfy,
 - b) sumy ilości ciepła planowanej do sprzedaży w pierwszym roku stosowania taryfy przez analizowane przedsiębiorstwa „wytwórcze”;
- w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła:
 - a) sumy planowanych przychodów wszystkich analizowanych przedsiębiorstw „przesyłowych”, stano-

wiących sumę iloczynów średnich wskaźnikowych stawek opłat za usługi przesyłowe dla pierwszego roku stosowania taryfy i ilości ciepła planowanej do sprzedaży w pierwszym roku stosowania taryfy,

- b) sumy ilości ciepła planowanej do sprzedaży w pierwszym roku stosowania taryfy przez analizowane przedsiębiorstwa „przesyłowe”.

Trzeba wyjaśnić, że tak obliczone średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe mogą służyć jedynie do porównań w skali makro, tj. w skali województw lub całego kraju.

Zarówno średnie wskaźnikowe ceny ciepła i średnie wskaźnikowe stawki opłat za usługi przesyłowe, jak też obliczone na ich podstawie średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe nie mogą być wykorzystywane do obliczenia ponoszonych przez konkretnego odbiorcę opłat za ciepło. Wynika to stąd, że działalność gospodarcza w zakresie zaopatrzenia w ciepło prowadzona jest w poszczególnych województwach przez wiele różnych przedsiębiorstw, których taryfy zawierają zróżnicowane ceny i stawki opłat dla wielu różnych grup taryfowych (w zależności od ponoszonych kosztów).

Rozliczenia z odbiorcami prowadzone są na podstawie cen za zamówioną moc cieplną, cen ciepła, cen nośnika ciepła oraz stawek opłat stałych i stawek opłat zmiennych za usługi przesyłowe, określonych w taryfach poszczególnych przedsiębiorstw, z którymi odbiorca zawarł umowę na dostarczanie ciepła do określonych obiektów. Poziom cen za zamówioną moc cieplną i cen ciepła zależy od wielu różnych czynników, zwłaszcza od wielkości i rodzaju źródła ciepła oraz stosowanego paliwa i technologii, które mają wpływ na wysokość stałych i zmiennych kosztów wytwarzania, a także od rodzaju odbiorców i charakteru ich potrzeb cieplnych oraz stopnia wykorzystania zamówionej przez nich mocy cieplnej (występuje duże zróżnicowanie w tym zakresie). Istotne znaczenie mają również warunki atmosferyczne w sezonie grzewczym, które są niezależne od dostawców i odbiorców ciepła i mają istotny wpływ na wielkość sprzedaży ciepła w ciągu roku. Czynniki te mają również wpływ na poziom stawek opłat za usługi przesyłowe, których zróżnicowanie zależy głównie od zakresu usług świadczonych przez przedsiębiorstwo „przesyłowe” i związanych z tym kosztów, w tym kosztów strat mocy cieplnej, strat ciepła i ubytków nośnika ciepła podczas przesyłania sieciami ciepłowniczymi. Zróżnicowanie stawek opłat za usługi

Tabela C4. Średnioważone ceny ciepła oraz średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2005 r.

Województwo	Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła		Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła	
	liczba przedsiębiorstw	średnioważona cena ciepła [zł/GJ]	liczba przedsiębiorstw	średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe [zł/GJ]
mazowieckie	32	22,51	29	6,96
dolnośląskie	23	26,29	14	12,25
opolskie	13	26,17	14	10,43
kujawsko-pomorskie	26	20,73	19	1,53 ^{a)}
wielkopolskie	28	24,48	25	9,52
pomorskie	22	24,12	19	14,73
warmińsko-mazurskie	26	25,44	22	10,90
małopolskie	13	20,04	13	6,37
podkarpackie	16	31,00	14	10,06
śląskie	37	23,12	40	10,31
łódzkie	30	28,10	29	8,29
świętokrzyskie	18	26,45	15	10,95
zachodniopomorskie	33	28,40	29	10,33
lubuskie	19	27,72	15	7,91
lubelskie	19	23,80	18	11,41
podlaskie	14	24,44	14	11,03
Ogółem kraj	369	24,24	329	9,50

Źródło: URE

- 6) Bardzo niski poziom średnioważonej stawki opłaty za usługi przesyłowe wynika z niskich średnich wskaźnikowych stawek opłat za te usługi w dwóch przedsiębiorstwach, sprzedających ok. 92% łącznej sprzedaży ciepła z sieci ciepłowniczych w tym województwie. Głównymi odbiorcami ciepła wytwarzanego i przesyłanego przez te przedsiębiorstwa są sąsiednie zakłady przemysłowe, kupujące duże ilości ciepła na po-

trzeby technologiczne. W związku z tym jednostkowe koszty i stawki opłat są niskie zarówno z uwagi na bardzo dużą ilość sprzedawanego ciepła w stosunku do zamówionej mocy cieplnej (wysoki współczynnik wykorzystania zamówionej mocy cieplnej), jak i z uwagi na małe odległości przesyłania tego ciepła.

przesyłowe zależy również od tego, czy węzły cieplne i zewnętrzne instalacje odbiorcze należą do przedsiębiorstw energetycznych czy do odbiorców.

Obliczone w podany wyżej sposób średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe, które podano w tabeli C4, porównano z ostatnio stosowanymi średnioważonymi cenami i stawkami opłat obliczonymi dla przedsiębiorstw, którym zatwierdzono taryfy w 2005 r. Obliczenia te wykonano dla tej samej planowanej sprzedaży ciepła, która stanowiła podstawę do kalkulacji bazowych cen i stawek opłat dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2005 r. Należy przy tym wyjaśnić, że do czasu wejścia w życie taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE w 2005 r., mogły obowiązywać taryfy zatwierdzone przed 9 września 2004 r. (przed wejściem w życie rozporządzenia taryfowego dla ciepła). Taryfy te zawierały stawki opłat stałych (wyrażone w zł/MW) i stawki opłat zmiennych za usługi przesyłowe (wyrażone w zł/GJ) oraz stawki opłat abonamentowych (wyrażone w złotych za punkt pomiarowy), natomiast taryfy opracowane na podstawie aktualnie obowiązującego rozporządzenia taryfowego nie zawierają stawek opłat abonamentowych. W związku z tym przy obliczaniu średnich wskaźnikowych stawek opłat za usługi przesyłowe przy utrzymaniu ostatnio stosowanych stawek opłat uwzględniane były opłaty abonamentowe.

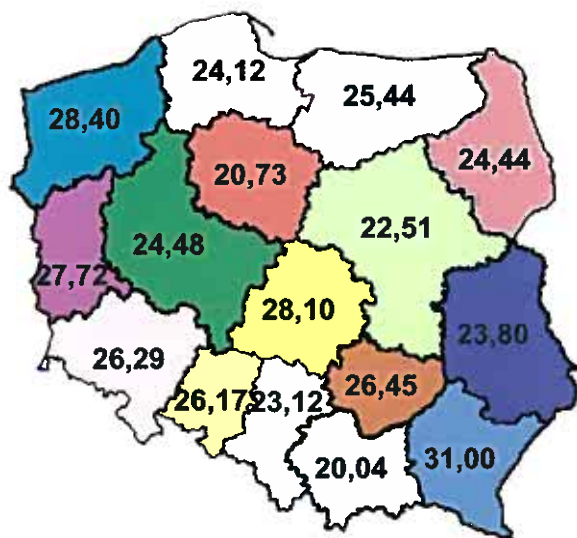
Porównanie średnioważonych cen ciepła i średnioważonych stawek opłat za usługi przesyłowe dla pierwszego roku stosowania taryf z ostatnio stosowanymi średnioważonymi cenami ciepła i ostatnio stosowanymi średnioważonymi stawkami opłat za usługi przesyłowe, w odniesieniu do analizowanych przedsiębiorstw, którym zatwierdzono taryfy dla ciepła w 2005 r., pozwoliło na określenie odpowiednio zmiany średnioważonych cen ciepła

i średnioważonych stawek opłat za usługi przesyłowe w poszczególnych województwach i w skali kraju. Ponadto, określono średnie zmiany przychodów ze sprzedaży ciepła w poszczególnych województwach i w skali kraju na podstawie porównania planowanych przychodów analizowanych przedsiębiorstw po wprowadzeniu cen i stawek opłat ustalonych dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2005 r. i planowanej na ten rok sprzedaży ciepła, z przychodami wynikającymi z cen i stawek opłat ostatnio stosowanych i tej samej planowanej rocznej sprzedaży ciepła.

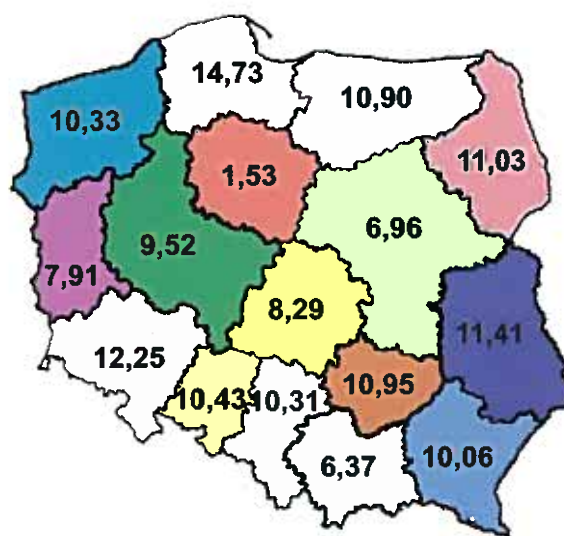
Określone w ten sposób zmiany średnioważonych cen, średnioważonych stawek opłat i przychodów nie mogą być utożsamiane ze zmianami tych cen, stawek opłat i przychodów w roku 2005 w stosunku do roku 2004. Zmiany te nie dotyczą bowiem roku kalendarzowego, lecz pierwszego roku stosowania taryf, które były zatwierdzane w różnych miesiącach 2005 r. i różny był termin ich wprowadzenia do stosowania w rozliczeniach z odbiorcami (nie wcześniej niż po upływie 14 dni i nie później niż do 45 dnia od daty opublikowania taryfy we właściwym miejscowo wojewódzkim dzienniku urzędowym).

Jednocześnie trzeba wyjaśnić, że okres obowiązywania ok. 68% taryf zatwierdzonych w 2005 r. zakończy się w 2006 r. (278 taryf), z tego 26% w pierwszym półroczu (72 taryf), a 74% w drugim półroczu (206 taryf). Ok. 28% taryf (114) będzie stosowanych przez cały rok 2006 i przez część (112) lub cały rok 2007 (2), a 19 taryf będzie stosowanych nie tylko w latach 2006-2007, ale również w roku 2008 (w tym 3 – do końca roku). Istotne jest też, że ok. 18% taryf (21), których okres obowiązywania kończy się w 2007 r., oraz wszystkie taryfy, których okres obowiązywania kończy się w 2008 r., będą stosowane w rozliczeniach z odbiorcami przez okres równy lub

Rysunek C1. Średnioważone ceny ciepła (bez VAT) dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2005 r. (w zł/GJ)



Rysunek C2. Średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe (bez VAT) dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2005 r. (w zł/GJ)



dłuższy niż 24 miesiące. Przedsiębiorstwa posiadające te taryfy (dla których ustalono współczynnik korekcyjny X_p , określający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania oraz zmianę warunków prowadzenia działalności gospodarczej w następnym roku w stosunku do poprzedniego roku stosowania taryfy) 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 bez potrzeby występowania do Prezesa URE z wnioskiem o zmianę taryfy.

Średnioważona cena ciepła wzrosła w stosunku do średnioważonej ceny ostatnio stosowanej o 3,53% (do poziomu 24,24 zł/GJ) w skali kraju, a zmiany tej ceny w poszczególnych województwach wyniosły od 0,68% do 5,27%. Największy wzrost wystąpił w woj. podlaskim (do poziomu 24,44 zł/GJ), a najniższy w woj. lubelskim (do poziomu 23,80 zł/GJ).

Wzrost średnioważonej ceny ciepła niższy od średniego krajowego wzrostu tej ceny wystąpił głównie w województwach, w których średnioważone ceny ciepła są wyższe od średniej krajowej: opolskim (cena 26,17 zł/GJ, wzrost o 1,92%), dolnośląskim (cena 26,29 zł/GJ, wzrost o 3,10%), świętokrzyskim (cena 26,45 zł/GJ, wzrost o 2,55%), lubuskim (cena 27,72 zł/GJ, wzrost o 2,38%) i wielkopolskim (cena 24,48 zł/GJ, wzrost o 3,36%). Niższy od średniego w kraju wzrostu średnioważonej ceny ciepła wystąpił też w woj. pomorskim (o 1,94%), gdzie średnioważona cena (24,12 zł/GJ) jest niższa od średniej krajowej.

W pozostałych województwach wzrost średnioważonej ceny ciepła był wyższy od średniego w kraju.

W woj. śląskim wyniósł 3,55% (23,12 zł/GJ), w woj. zachodniopomorskim 3,81% (28,40 zł/GJ), w woj. warmińsko-mazurskim 4,08% (25,44 zł/GJ), w woj. podkarpackim 4,09% (31,00 zł/GJ), w woj. mazowieckim 4,50% (22,51 zł/GJ), w woj. małopolskim 4,55% (20,04 zł/GJ), w woj. kujawsko-pomorskim 4,62% (20,73 zł/GJ) i w woj. łódzkim 4,82% (28,10 zł/GJ).

Średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe wzrosła w stosunku do średnioważonej ostatnio stosowanej stawki opłaty za usługi przesyłowe o 5,66% (do poziomu 9,50 zł/GJ) w skali kraju, a jej zmiany w poszczególnych województwach wyniosły od 0,48% w woj. kujawsko-pomorskim, gdzie poziom tej stawki jest również najniższy (1,53 zł/GJ), do 19,67% w woj. zachodniopomorskim, gdzie stawka wynosi 10,33 zł/GJ.

Niższy wzrost średnioważonej stawki opłat za usługi przesyłowe od średniej w kraju wystąpił w następujących województwach: pomorskim – wzrost o 1,99% (stawka 14,73 zł/GJ), świętokrzyskim – wzrost o 2,59% (stawka 10,95 zł/GJ), dolnośląskim – wzrost o 3,56% (stawka 12,25 zł/GJ), wielkopolskim – wzrost o 3,58% (stawka 9,52 zł/GJ), lubuskim – wzrost o 4,62% (stawka 7,91 zł/GJ) i śląskim – wzrost o 4,62% (stawka 10,31 zł/GJ).

W pozostałych województwach wzrost średnioważonej stawki opłat za usługi przesyłowe był wyższy od średniej w kraju: w woj. podlaskim wzrost o 6,10% (stawka 11,03 zł/GJ), w woj. lubelskim wzrost o 6,25% (stawka 11,41 zł/GJ), w woj. warmińsko-mazurskim wzrost o 6,50% (stawka 10,90 zł/GJ), w woj. podkarpackim wzrost o 7,06% (stawka 10,06 zł/GJ), w woj. łódzkim wzrost o 7,47% (stawka 8,29 zł/GJ), w woj. opolskim wzrost o 7,41% (stawka 10,43 zł/GJ), w woj. mazowieckim wzrost

Tabela C5. Zmiany średnioważonych cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe oraz przychodów przedsiębiorstw w pierwszym roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2005 r. w stosunku do ostatnio stosowanych średnioważonych cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe oraz obliczonych na ich podstawie rocznych przychodów

Województwo	Średnia zmiana w %		
	cen ciepła	stawek opłat za usługi przesyłowe	przychodów ze sprzedaży ciepła
mazowieckie	4,50	7,64	5,11
dolnośląskie	3,10	3,56	3,24
opolskie	1,92	7,41	3,56
kujawsko-pomorskie	4,62	0,48	4,44
wielkopolskie	3,36	3,58	3,39
pomorskie	1,94	1,99	1,96
warmińsko-mazurskie	4,08	6,50	4,71
małopolskie	4,55	9,03	5,62
podkarpackie	4,09	7,06	4,64
śląskie	3,55	4,62	3,96
łódzkie	4,82	7,47	5,40
świętokrzyskie	2,55	2,59	2,56
zachodniopomorskie	3,81	19,67	7,24
lubuskie	2,38	4,62	2,90
lubelskie	0,68	6,25	2,40
podlaskie	5,27	6,10	5,52
Ogółem kraj	3,53	5,66	4,07

Źródło: URE

o 7,64% (stawka 6,96 zł/GJ) i w woj. małopolskim wzrost o 9,03% (stawka 6,37 zł/GJ).

Średni w skali kraju wzrost planowanych przychodów ze sprzedaży ciepła w pierwszym roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2005 r. wynosi 4,07%, a zróżnicowanie tego wzrostu w województwach wynosi od 1,96% w woj. pomorskim do 7,24% w woj. zachodniopomorskim. W pozostałych województwach średni wzrost przychodów jest niższy w siedmiu województwach i również w siedmiu województwach jest wyższy od średniego wzrostu w kraju.

Porównanie poziomu średnioważonych cen ciepła i średnioważonych stawek opłat za usługi przesyłowe w województwach, w których średni wzrost planowanych przychodów jest niższy od średniego wzrostu w kraju, z poziomem krajowych średnioważonych cen ciepła i stawek opłat wykazuje, że w województwach: dolnośląskim, opolskim, wielkopolskim i świętokrzyskim, zarówno średnioważone ceny ciepła, jak i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe są wyższe od średnich krajowych, w trzech województwach: pomorskim, śląskim i lubelskim, średnioważone ceny ciepła są niższe, a średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe są wyższe od średnich w kraju, zaś w woj. lubuskim średnioważona cena ciepła jest wyższa, a średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe jest niższa od średniej w kraju.

W województwach, w których średni wzrost przychodów jest wyższy od średniego wzrostu w kraju, zarówno średnioważona cena ciepła, jak i średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe są niższe od średnich w kraju w trzech województwach: mazowieckim, kujawsko-po-

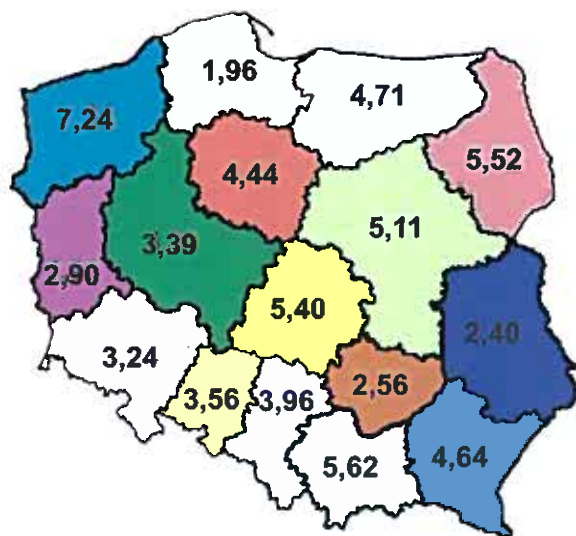
morskim i małopolskim, a wyższe od średnich krajowych w czterech województwach: warmińsko-mazurskim, podkarpackim, zachodniopomorskim i podlaskim. Natomiast w woj. łódzkim średnioważona cena ciepła jest wyższa od średniej krajowej, a średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe jest niższa od średniej w kraju.

W planowanych w skali kraju łącznych przychodach, wynikających z cen i stawek opłat ustalonych na pierwszy rok stosowania taryf zatwierdzonych w 2005 r., udział przychodów z działalności gospodarczej związanej z wytwarzaniem ciepła stanowi ok. 74%, a więc jest prawie 3-krotnie większy od planowanych w tym samym czasie przychodów z tytułu świadczenia usług przesyłowych. Oznacza to, że wzrost stawek opłat za usługi przesyłowe powoduje znacznie mniejszy wzrost opłat dla odbiorców niż wzrost cen ciepła. W skali kraju wzrost planowanych przychodów (o 4,07%) jest niewiele większy od wzrostu cen ciepła (o 3,53%) i mniejszy od wzrostu stawek opłat za usługi przesyłowe (o 5,66%).

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

Należy też podkreślić, że planowany wzrost opłat z tytułu zaopatrzenia w ciepło jest dla większości przedsiębiorstw energetycznych niższy od wzrostu, jaki wynikałby z cen i stawek opłat zaproponowanych przez te przedsiębiorstwa w pierwotnych wnioskach o zatwierdzenie taryfy. Przeprowadzona zgodnie z ustawowym upoważnieniem kontrola i weryfikacja określonych przez te przedsiębiorstwa kosztów, stanowiących podstawę kalkulacji cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe, doprowadziła do obniżenia obciążeń odbiorców o 174 mln zł w skali kraju. W konsekwencji odbiorcy zapłacą za ciepło w skali roku średnio ok. 3,0% mniej w stosunku do opłat, jakie musieliby ponieść według cen i stawek opłat, o jakie wnioskowały pierwotnie przedsiębiorstwa, którym zatwierdzono w 2005 r. taryfy dla ciepła.

Rysunek C3. Średnia zmiana przychodów ze sprzedaży ciepła planowanych dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2005 r., w stosunku do rocznych przychodów określonych na podstawie ostatnio stosowanych cen i stawek opłat (w %)



D. Działalność oddziałów terenowych URE

Od 1998 r. funkcjonują – na podstawie art. 22 Prawa energetycznego oraz rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 lipca 2002 r. w sprawie szczegółowego zasięgu terytorialnego i właściwości rzeczowej oddziałów Urzędu Regulacji Energetyki¹⁾ – oddziały terenowe w Warszawie, Szczecinie, Gdańsku, Poznaniu, Lublinie, Łodzi, Wrocławiu, Katowicach i Krakowie.

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

- zatwierdzanie lub odmowę zatwierdzenia taryf dla ciepła,
- rozstrzyganie sporów w zakresie określonym w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne,
- nakładanie kar pieniężnych, o których mowa w art. 56 ustawy – Prawo energetyczne,
- współdziałanie z delegaturami UOKiK 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,
- kontrolowanie przestrzegania obowiązku utrzymywania zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii, paliw gazowych i ciepła do odbiorców,
- wydawanie decyzji administracyjnych w sprawach udzielenia koncesji lub promesy koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji ciepła i obrotu nim, wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, obrotu paliwami ciekłymi, a także zmiany i cofnięcia koncesji w tym zakresie,
- zatwierdzanie taryf dla paliw gazowych dla wybranych przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie zaopatrzenia w te paliwa.

Oddziały terenowe URE kontynuowały w 2005 r. samodzielną realizację zadań regulacyjnych. Rozpoznawanie potrzeb poszczególnych grup odbiorców, kontrolowanie działania przedsiębiorstw energetycznych działających na terenie właściwych województw, znajomość zmieniających się przepisów prawa i procedur administracyjnych, a także doświadczenie zebrane z kilku lat regulacji, przynoszą możliwość skutecznego równoważenia interesów zarówno dostawców, jak i odbiorców paliw i energii (szczególnie w ciepłownictwie).

1) Dz. U. z 2002 r. Nr 107, poz. 942.

Rysunek D1. Siedziby i zasięg terytorialny oddziałów terenowych URE



1. Oddział Centralny w Warszawie

Właściwością terytorialną Oddziału Centralnego objęte jest woj. mazowieckie. Na koniec 2005 r. oddział liczył 19 pracowników inżynierów, ekonomistów, prawników. Dyrektorem oddziału od 22 lipca 1998 r. jest Krystyna Gromczyńska.

1.1. Lokalny rynek energii

Charakterystyka sektora energetycznego

Koncesjonowani przedsiębiorcy z siedzibą w Mazowieckim (tabela D1) to podmioty o zróżnicowanym zakresie i skali działania. Część przedsiębiorców w każdym z podsektorów prowadzi działalność koncesjonowaną także lub tylko poza woj. mazowieckim.

Tabela D1. Koncesjonariusze z siedzibą w woj. mazowieckim

Podsektor	Liczba koncesjonariuszy ^{*)}	Liczba koncesji ^{*)}
ciepłownictwo	56	115
elektroenergetyka	108	139
gazownictwo	17	34
paliwa ciekłe	1 361	1 395
razem	1 542	1 683

^{*)} Stan na koniec 2005 r.

a) ciepłownictwo

W 2005 r. utrzymała się występująca już w 2 poprzednich latach tendencja malejąca w zakresie liczby koncesjonowanych dostawców ciepła w woj. mazowieckim (tabela D2). Nie wiązało się to jednak ze zmniejszeniem się rynku ciepła scentralizowanego po stronie popytowej, lecz było głównie efektem zmian w ustawie – Prawo energetyczne, ograniczających zakres działalności gospodarczej, wymagającej koncesji. Zmiany te doprowadziły do ukształtowania się bardziej jednolitej struktury podmiotów regulowanych, dla których zaopatrzenie w ciepło jest działalnością podstawową i o większej skali.

Tabela D2. Koncesjonowani przedsiębiorcy w zakresie ciepłownictwa w woj. mazowieckim w latach 2001-2005

Rok	2001	2002	2003	2004	2005
Liczba koncesjonariuszy*	82	78	70	67	56

* Stan na koniec roku.

W 2005 r. nadal dominowały źródła ciepła opalane węglem kamiennym – przypadało na nie ok. 70% mocy cieplnej zainstalowanej w koncesjonowanych ciepłowniach i podobna część mocy cieplnej osiągalnej przez koncesjonowane elektrociepłownie.

Największą mocą cieplną w Mazowieckiem dysponuje Vattenfall Heat Poland SA w Warszawie i Zespół Elektrowni Ostrołęka SA. Największymi w województwie producentami, którzy są zarazem dystrybutorami ciepła, są: Radomskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA, Przedsiębiorstwo Energetyczne w Siedlcach Sp. z o.o., Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Ciechanowie Sp. z o.o., Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Legionowie. Największym w województwie systemem sieci ciepłowniczych dysponuje Stołeczne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA.

b) elektroenergetyka

Podsektor elektroenergetyczny uległ w 2005 r. kolejnemu powiększeniu – o 12 koncesjonariuszy – w stosunku do roku poprzedniego, co można przypisywać procesowi liberalizacji tego segmentu gospodarki. Dystrybucją energii elektrycznej w Mazowieckiem zajmują się: STOEN SA, Zakład Energetyczny Warszawa-Teren SA, Koncern Energetyczny ENERGA SA, Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego SA i Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA.

c) gazownictwo

Liczebność podsektora gazowniczego w Mazowieckiem nie uległa w 2005 r. większym zmianom – rynek dystrybucji gazu ziemnego obsługiwała Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Warszawie.

d) paliwa ciekłe

Liczba przedsiębiorców w Mazowieckiem posiadających koncesje w podsektorze paliw ciekłych zwiększyła

się z 1 082 (na koniec 2004 r.) do 1 361 (na koniec 2005 r.). Przyrost ten, podobnie jak rok wcześniej, był rezultatem dokonanych w 2004 r. zmian w ustawie – Prawo energetyczne, powodujących, że wszyscy przedsiębiorcy prowadzący działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami ciekłymi, których roczna wartość przekracza 10 000 euro, objęci są obowiązkiem posiadania koncesji.

e) odnawialne źródła energii

W koncesjonowanym podsektorze ciepłownictwa 2 przedsiębiorstwa eksploatowały odnawialne źródła energii: jedno – elektrociepłownię, w której jeden z kotłów jest opalany biomasą, drugie – geotermalne źródło ciepła. Ponadto, jeden koncesjonariusz – wytwórca ciepła w kotłowni na gaz ziemny – rozprowadzał własną sieć ciepłowniczą także ciepło pochodzące ze spalania biogazu, wytwarzane przez inne (niekoncesjonowane) przedsiębiorstwo.

W 2005 r. 36 odnawialnych źródeł energii elektrycznej w Mazowieckiem wprowadzało taką energię do dystrybucyjnej sieci elektroenergetycznej. Ilość tej energii to 177,5 tys. MWh, przy czym 57,9 tys. MWh pochodziło z produkcji energii elektrycznej w oparciu o biomasę w ww. elektrociepłowni.

Odbiorcy paliw i energii

a) odbiorcy ciepła

Tak jak w latach poprzednich, w woj. mazowieckim w 2005 r. zmniejszyły się zamówienia mocy cieplnej przez odbiorców. U największych dostawców ciepła (tj. w Stołecznym Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej SA, Radomskim Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej „RADPEC” SA, Przedsiębiorstwie Energetycznym w Siedlcach Sp. z o.o., Ostrołęckim Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. i Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej w Ciechanowie Sp. z o.o.) na koniec 2005 r. zamawiano 5 818,5 MW, tj. o 0,4% mocy cieplnej mniej niż rok wcześniej. Dynamika tego zjawiska była jednak mniejsza, spadki zamówień mocy w części były kompensowane przez zapotrzebowanie na ciepło dla obiektów nowo przyłączanych do systemów ciepłowniczych.

Ciepło dostarczane jest w Mazowieckiem głównie na cele komunalno-bytowe. Różnice w sprzedaży ciepła przez ww. największych dostawców w 2005 r. w stosunku do 2004 r. (spadek średnio o ok. 1%) wynikały przede wszystkim z warunków atmosferycznych.

b) odbiorcy paliw gazowych

Sprzedaż gazu przez Mazowiecką Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. wyniosła ponad 1 642 mln m³ i była tym samym o 4,6% większa niż w 2004 r. (wobec 1,1% wzrostu rok wcześniej). Trzej najwięksi finalni odbiorcy gazu ziemnego w 2005 r. zakupili 24,7 mln m³.

c) odbiorcy energii elektrycznej

Rok 2005 był kolejnym, w którym wzrosła sprzedaż energii elektrycznej przez spółki dystrybucyjne pro-

wadzące działalność w Mazowieckiem. Wyniosła ona 20 685,151 MWh i była o 2% większa niż w 2004 r. (wobec 1,5% wzrostu sprzedaży rok wcześniej). Wpływ na zwiększoną sprzedaż miały przyłączenia do sieci nowych odbiorców oraz większe zużycie energii elektrycznej przez odbiorców dotychczasowych.

1.2. Działalność regulacyjna

Koncesjonowanie

W 2005 r. rozpatrywano łącznie 54 sprawy dotyczące w sumie 103 koncesji z zakresu ciepłownictwa, elektroenergetyki lub gazownictwa, dotyczących 46 przedsiębiorstw; 1 sprawa dotyczyła promes 2 koncesji (na wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu) i pozostawała w zawieszeniu od 2004 r.; 1 sprawę (o zmianę koncesji na obrót energią elektryczną) przekazano do rozpatrzenia właściwej komórce organizacyjnej URE.

W sprawach zakończonych w 2005 r. wydano łącznie 88 rozstrzygnięć:

- 27 decyzji zmieniających koncesje udzielone 14 przedsiębiorstwom,
- 11 decyzji udzielających koncesji 4 przedsiębiorstwom,
- 2 decyzje udzielające koncesji na nowy zakres działalności 1 przedsiębiorstwu, posiadającemu już inne koncesje na działalność energetyczną,
- 11 decyzji cofających koncesje 3 przedsiębiorstwom,
- 28 decyzji stwierdzających wygaśnięcie koncesji 16 przedsiębiorstw (na ich wniosek),
- 1 decyzja o umorzeniu postępowania w sprawie zmiany koncesji 1 przedsiębiorstwa,
- 5 decyzji o umorzeniu postępowania w sprawie udzielenia koncesji 3 przedsiębiorstwom,
- pozostawienie bez rozpoznania wniosku 1 przedsiębiorstwa o udzielenie koncesji,
- pozostawienie bez rozpoznania wniosku 1 przedsiębiorstwa o zmianę koncesji,
- pozostawienie bez rozpatrzenia wniosku 2 przedsiębiorstw o udzielenie koncesji.

Postępowania z wniosków 2 przedsiębiorstw o zmianę koncesji zawieszono.

Rozstrzygnięcie pozostałych 2 spraw (dotyczących zmiany lub cofnięcia koncesji 2 przedsiębiorstw) przypadło na 2006 r.

Relatywnie liczne w 2005 r. stwierdzenia wygaśnięcia koncesji były rezultatem zmian w ustawie – Prawo energetyczne, wprowadzonych ustawą z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska²⁾, zmniejszających zakres działalności gospodarczej wymagającej koncesji.

Cofnięcia koncesji następowały z reguły na wniosek przedsiębiorców, którzy wskutek przekształceń własnościowych tracili status przedsiębiorstw energetycznych,

zaś ich dotychczasową działalność w koncesjonowanym zakresie przejęły nowe podmioty – zależne kapitałowo lub takie, które nabyły zorganizowane części ich przedsiębiorstw.

W 2005 r. rozszerzono właściwość oddziałów terenowych o sprawy dotyczące koncesji na obrót paliwami i biopaliwami ciekłymi. W związku z tym do oddziału wpłynęło:

- 347 wniosków o udzielenie koncesji na obrót paliwami ciekłymi,
- 7 wniosków dotyczących koncesji już udzielonych (o ich zmianę, cofnięcie lub stwierdzenie wygaśnięcia). Z łącznej liczby ww. wniosków (354):
- rozpatrzenie 143 zostało zakończone udzieleniem koncesji,
- 77 pozostawiono bez rozpatrzenia (przedsiębiorcy, mimo wezwań, nie udokumentowali, że spełniają warunki wymagane do uzyskania koncesji),
- 22 zostały przedsiębiorcom zwrócone (mimo wezwania, przedsiębiorcy nie uiszcili należnej opłaty skarbowej),
- 17 zostało pozostawionych bez rozpoznania (wskutek braków formalnych wniosku),
- 7 postępowań zostało umorzonych (przedsiębiorcy okazali się nie prowadzić działalności w zakresie obrotu paliwami ciekłymi; prowadzili działalność w zakresie nie wymagającym koncesji; zrezygnowali z jej prowadzenia lub – w przypadku 1 wniosku o cofnięcie koncesji – nie zaprzestali prowadzenia działalności),
- w 1 przypadku, po złożeniu wniosku przez przedsiębiorcę stwierdzono wygaśnięcie decyzji koncesyjnej,
- w 1 przypadku, na wniosek przedsiębiorcy, cofnięto koncesję,
- w 11 przypadkach przedsiębiorcom odmówiono udzielenia koncesji,
- 9 wniosków przekazano innym komórkom organizacyjnym URE zgodnie z właściwością,
- rozpatrywanie 66 zostanie zakończone w 2006 r.

W prowadzonych postępowaniach najczęściej problemów ze skompletowaniem dokumentów koniecznych do uzyskania koncesji mieli przedsiębiorcy prowadzący działalność gospodarczą na stacjach paliw posadowionych w początku lat 90. Na stacjach takich niejednokrotnie znajdują się zbiorniki nieobjęte dozorem Urzędu Dozoru Technicznego, często nie są też one zabezpieczone przed przenikaniem produktów naftowych do gruntu. W większości takich przypadków przedsiębiorcy, po wezwaniu, wyeliminowali nieprawidłowości, co skutkowało możliwością udzielenia im koncesji.

Trudności występowały też w procesie koncesjonowania działalności gospodarczej prowadzonej na stacjach paliw wyposażonych w zbiorniki naziemne typu *Fuelmaster*. Wynikały one z rozbieżnych decyzji w sprawie pozwoleń na użytkowanie takich obiektów, wydawanych przez inspektorów nadzoru budowlanego. Niejednolite były też stanowiska Urzędu Dozoru Technicznego co do możliwości objęcia dozorem takich zbiorników.

2) Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552.

W oddziale prowadzono też postępowanie wyjaśniające po zawiadomieniu przez Państwową Straż Pożarną o przepompowywaniu gazu płynnego z butli do zbiornika naziemnego na stacji auto-gazu. Do 31 grudnia 2005 r. sprawa nie została zakończona.

Zatwierdzanie taryf dla ciepła

a) wnioski taryfowe

Spośród 68 rozpatrywanych w 2005 r. wniosków w sprawach dotyczących taryf, 55 dotyczyło zatwierdzenia nowych taryf dla ciepła, 9 – zmian decyzji zatwierdzających taryfę w zakresie terminu jej obowiązywania, zaś 4 dotyczyły zmian samych taryf – w zakresie wysokości ustalonych w nich cen i stawek opłat (3) lub w zakresie treści taryfy (1).

Prowadzone w 2005 r. postępowania o zatwierdzenie nowych taryf zakończono:

- zatwierdzeniem 36 taryf (35 przedsiębiorców, gdyż dwie z tych taryf dotyczyły poszczególnych części działalności koncesjonowanej tego samego przedsiębiorcy),
- odmową zatwierdzenia 4 taryf (4 przedsiębiorców),
- umorzeniem – w przypadku 9 postępowań taryfowych dot. 9 przedsiębiorców, wskutek stwierdzenia wygaśnięcia ich koncesji.

Sześciu spośród wszczętych postępowań o zatwierdzenie nowych taryf nie udało się zakończyć w 2005 r.

- zostaną one rozstrzygnięte w 2006 r.

W przypadku postępowań o zmianę decyzji zatwierdzającej taryfę (lub o zmianę taryfy):

- 6 rozstrzygnięto decyzjami zatwierdzającymi takie zmiany; dotyczyły one w sumie 5 przedsiębiorstw (jeden z koncesjonariuszy występował o zmianę dwukrotnie) i polegały w 2 przypadkach na przedłużeniu okresu obowiązywania zatwierdzonej taryfy, w 3 – na zmianie wysokości ustalonych w zatwierdzonej taryfie cen i stawek opłat z uwagi na wzrost cen paliwa (gazu ziemnego), w 1 przypadku na zmianie treści taryfy poprzez jej rozszerzenie o nową grupę odbiorców,
- 2 zakończono odmową dokonania zmiany decyzji zatwierdzających taryfy w zakresie terminu ich obowiązywania,
- 1 wniosek (o przedłużenie obowiązywania taryfy) pozostawiono bez rozpoznania wskutek nieusunięcia braków formalnych wniosku,
- 4 postępowania umorzono w związku ze stwierdzeniem wygaśnięcia koncesji.

b) efekty regulacji

Zatwierdzone w 2005 r. taryfy dla ciepła zawierały wielkości cenowe na poziomie wyższym niż w taryfach ostatnio stosowanych przez ustalające je przedsiębiorstwa średnio (tj. w ujęciu średnioważonym) o prawie 4,6%; przy czym żądania podwyżek, o których zatwierdzenie występowały te przedsiębiorstwa, były niemal dwukrotnie wyższe – wynosiły średnio 9,1%. Przykładowo, jedno z przedsiębiorstw wystąpiło o podwyżkę cen i stawek

opłat, która skutkowałaby wzrostem opłat u odbiorców o 30,5%, ostatecznie zaś w wyniku weryfikacji kosztów złożyło do zatwierdzenia taryfę z wielkościami cenowymi wyższymi od ostatnio stosowanych o 6,8%.

Przeprowadzona weryfikacja kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa do kalkulacji taryf, które zatwierdzono w 2005 r., pozwoliła na zredukowanie przewidywanych obciążeń odbiorców ciepła o łączną kwotę niemal 19,7 mln zł.

Podobnie jak rok wcześniej, najwyższe żądania podwyżek zgłaszali koncesjonariusze wytwarzający ciepło z oleju opałowego. W 2005 r. utrzymywała się bowiem tendencja wzrostowa cen produktów ropopochodnych. W tych przypadkach zatwierdzane taryfy niosły ze sobą wzrosty cen i stawek opłat dla odbiorców nawet o ponad 60% w stosunku do taryf ostatnio stosowanych.

O zmiany zatwierdzonych taryf w zakresie ustalonych w nich cen i stawek występowali wytwórcy ciepła z gazu ziemnego – wskutek kolejnych zmian cen tego paliwa w 2005 r.

Nadal przy opracowywaniu taryf przedsiębiorstwa popełniały pewne błędy: dokonywały niezgodnego z obowiązującymi przepisami ustalenia grup taryfowych, kalkulację cen i stawek opłat opierały o nieudokumentowane wielkości kontraktowe (mocy zamówionej). Niemal w każdym przypadku koszty, na podstawie których taryfa została przez przedsiębiorstwo skalkulowana, wymagały weryfikacji.

Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W 2005 r. w Oddziale Centralnym rozpatrywano 4 wnioski o zatwierdzenie nowych, kolejnych taryf oraz 1 wniosek o zmianę (skrócenie obowiązywania) taryfy zatwierdzonej. Postępowanie prowadzone z tego ostatniego wniosku umorzono jako bezprzedmiotowe – wnioskującym był bowiem wytwórca energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem, a tacy koncesjonariusze z początkiem 2005 r. zostali zwolnieni z obowiązku przedkładania taryf dla energii elektrycznej do zatwierdzenia.

Spośród 3 koncesjonariuszy, którzy przedłożyli do zatwierdzenia nowe taryfy, dwaj to lokalni dystrybutorzy energii elektrycznej (tzw. energetyka przemysłowa); taryfę jednego z nich zatwierdzono, zaś w przypadku drugiego postępowanie z pierwszego jego wniosku zostało umorzone (na żądanie przedsiębiorstwa), natomiast kolejne zostanie rozstrzygnięte w 2006 r. Ostatni z wnioskodawców to producent energii elektrycznej i ciepła w sposób skojarzony w oparciu o gaz ziemny. Brak systemowych mechanizmów wsparcia dla tego rodzaju produkcji energii elektrycznej, korzystnej ekologicznie, powodował trudności ze zbyciem tej energii. Mając więc na celu ułatwienie kontraktowania tej energii, za uzasadnione uznano poddanie przedsiębiorstwa regulacji taryfowej; ustaloną przez nie taryfę zatwierdzono.

Zatwierdzanie taryf dla paliw gazowych

W 2005 r. rozpatrywano w oddziale 3 wnioski dotyczące cen taryf dla gazu ziemnego 1 koncesjonariusza – wszyst-

kie dotyczyły zatwierdzenia nowej taryfy; dwa kolejne postępowania wszczęte na ich podstawie umorzono na wniosek przedsiębiorstwa, trzecie zostanie rozstrzygnięte w 2006 r. Koncesjonariusz ten to podmiot nowo powstały, funkcjonujący jako przedsiębiorstwo multienergetyczne – prowadzące równocześnie działalność gospodarczą w zakresie ciepłownictwa, elektroenergetyki i gazownictwa. Z uwagi na powiązania tych działalności, regulacja każdej z nich jest realizowana przez oddział.

Rozstrzyganie spraw spornych

W sprawach spornych, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w 2005 r. wydano 31 decyzji administracyjnych, w tym:

- 5 rozstrzygających spory w sprawie odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej,
- 1 rozstrzygającą spór w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej,
- 3 rozstrzygające spory w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła,
- 2 rozstrzygające spory w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży paliwa gazowego,
- 10 rozstrzygających spory w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej,
- 1 rozstrzygającą spór w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw paliw gazowych,
- 16 umarzających postępowania administracyjne (8 – w sprawie odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, 2 – w sprawie odmowy przyłączenia do sieci gazowej, 2 – w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, 1 – w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła, 1 – w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej oraz 2 decyzje w sprawie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej).

Dziewięć wniosków (5 – w sprawie odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, 2 – w sprawie odmowy przyłączenia do sieci gazowej, 2 – w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej) pozostawiono bez rozpoznania wskutek braków formalnych.

Na koniec 2005 r. w toku pozostawało 16 postępowań administracyjnych w sprawie odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, 12 – w sprawie odmowy przyłączenia do sieci gazowej, 1 – w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej i 1 – w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw paliw gazowych.

W 2005 r. nie wydano postanowienia, o którym mowa w art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Rozstrzygane w 2005 r. spory najczęściej wynikały z odmowy przyłączenia do sieci. Przedsiębiorstwa energetyczne, odmawiając przyłączenia do sieci elektroenergetycznej lub gazowej nowych odbiorców, podnosiły, że w związku z nieuchwaleniem przez daną gminę założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, przeprowadziły analizę, z której wynikało, że nie istnieją ekonomiczne warunki przyłączenia

odbiorców do sieci. Jednakże w znaczącej liczbie spraw, po ponownej analizie wszystkich okoliczności lub wskutek zmiany stanów faktycznych, przyłączane podmioty oraz przedsiębiorstwa energetyczne zawierały, na zasadzie konsensusu, umowy o przyłączenie do sieci po stawkach opłat zawartych w taryfach tych przedsiębiorstw.

Skargi i wnioski dotyczące działalności przedsiębiorstw energetycznych

W roku sprawozdawczym do Oddziału Centralnego wpłynęło 116 skarg, w tym:

- 80 dotyczących energii elektrycznej,
- 27 dotyczących ciepła,
- 7 dotyczących paliw gazowych,
- 2 dotyczące obrotu paliwami ciekłymi.

Skargi dotyczące ciepła poruszały głównie temat rozliczeń z tytułu jego dostarczania lub treści umów sprzedaży.

Przedmiotem skarg w zakresie energii elektrycznej były kwestie związane z wykonywaniem zawartych umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, rozliczeniami wynikającymi z umów sprzedaży oraz z nielegalnym poborem energii elektrycznej.

Natomiast w odniesieniu do paliw gazowych, odbiorcy kwestionowali prawidłowość prowadzenia rozliczeń przez przedsiębiorstwo energetyczne.

Nową kwestią w sprawach załatwianych w 2005 r. była ocena prawidłowości stosowania przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne procedur dotyczących korekty faktur za okres, w którym w wyniku nielegalnego poboru energii elektrycznej przy użyciu magnesu neodymowego nastąpiła nieprawidłowa praca urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych (zawyżenie wskazań). W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości wzywano przedsiębiorstwa do ich usunięcia.

Skarżący zwracali się również z prośbami o wyjaśnienie obowiązujących przepisów.

W sprawach, w których stwierdzono naruszenie przez przedsiębiorstwa energetyczne przepisów prawa, po wezwaniu przedsiębiorstwa te naruszenia usuwały. Skargi, do załatwienia których Prezes URE nie posiadał uprawnień (łącznie 15), zostały zwrócone skarżącym z odpowiednim pouczeniem, zgodnie z art. 66 § 3 Kpa.

W rozpatrywanych w 2005 r. sprawach spornych i skargach przedsiębiorstwa energetyczne starały się nie powielać nieprawidłowych działań, co – jak należy przypuszczać – było rezultatem wykorzystywania dotychczasowej wiedzy o sposobie rozstrzygania sporów i załatwiania skarg przez Prezesa URE.

Odmowy przyłączenia do sieci

Przyznanie Prezesowi URE nowej kompetencji w postaci prawa do wnoszenia zastrzeżeń do odmów zawarcia przez przedsiębiorstwa energetyczne umów o przyłączenie do sieci pociągnęło za sobą konieczność ustalenia przejrzystych reguł w zakresie oceny ekonomicznej przyłączania do sieci nowych odbiorców. Znalazło to wyraz w Stanowisku Prezesa URE z dnia

1 września 2005 r. w sprawie postępowania w przypadku odmów przyłączenia do sieci gazowych z powodu braku warunków ekonomicznych (stosowanie art. 7 ust. 9 w związku z art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne) oraz w Stanowisku Prezesa URE z dnia 30 grudnia 2005 r. w sprawie postępowania w przypadku odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznych z powodu braku warunków ekonomicznych (stosowanie art. 7 ust. 9 w związku z art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne). Wskazane w tych dokumentach kryteria oceny ekonomicznej inwestycji przyłączania do sieci – korzystniejsze dla odbiorców aniżeli stosowane przez przedsiębiorstwa energetyczne – doprowadziły do zmniejszenia liczby odmów wydawanych na obszarze woj. mazowieckiego o ok. 50%. Liczba ta pozostaje jednak nadal bardzo wysoka. Ma na to bez wątpienia wpływ polityka prowadzona przez przedsiębiorstwa energetyczne, ale także dynamiczny rozwój budownictwa jednorodzinnego na obszarze właściwości Oddziału Centralnego. Większość odmów przyłączenia do sieci gazowej dotyczy bowiem budynków jednorodzinnych, a przypadku odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznych – budownictwa jednorodzinnego i rekreacyjnego. Dane te przekładają się również na strukturę potencjalnych odbiorców, wśród których przeważają osoby fizyczne. Jedynie 26 postępowań administracyjnych wszczętych w 2005 r. w sprawie wniesienia zastrzeżeń do odmów przyłączenia do sieci dotyczy odmów wydanych osobom prawnym.

W 2005 r. w Oddziale Centralnym wszczęto 1 144 postępowania w sprawie wniesienia zastrzeżeń do odmów przyłączenia do sieci, w tym 1 012 postępowań dotyczyło odmów przyłączenia do sieci gazowej, zaś 132 – odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej (z których 131 zostało wydanych przez Zakład Energetyczny Warszawa – Teren SA, a 1 – przez Koncern Energetyczny ENERGA SA).

W sprawach dotyczących sieci gazowej, do końca 2005 r. zakończono postępowania w sprawie wniesienia zastrzeżeń do 541 odmów przyłączenia do sieci. W 515 z nich nie zgłoszono zastrzeżeń, a w 26 sprawach postępowanie zostało umorzone (m.in. z powodu zawarcia przez strony umów przyłączeniowych w oparciu o stawki taryfowe). W toku pozostawało 471 postępowań.

W trakcie prowadzonych postępowań administracyjnych w sprawie zgłoszenia zastrzeżeń wielokrotnie wzywano Mazowiecką Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. do ponownego przeanalizowania ekonomicznych warunków dostarczania paliwa gazowego do obiektów, o odmowie przyłączenia których Spółka poinformowała Prezesa URE. Konieczność ta wynikała z przyjmowania przez Spółkę w części analiz kryteriów oceny efektywności ekonomicznej inwestycji innych aniżeli określone w Stanowisku Prezesa URE z dnia 1 września 2005 r. W szczególności Spółka przyjmowała początkowo za kryterium decyzyjne krótszy niż 20-letni okres zwrotu nakładów poniesionych na inwestycję. Wskutek wezwań Spółka nadesłała analizy uwzględniające okres zwrotu nakładów poniesionych

na inwestycję zgodny ze Stanowiskiem Prezesa URE. Począwszy jednak od 22 listopada 2005 r. Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. ponownie zaczęła przyjmować inne niż określone w Stanowisku Prezesa URE kryteria rachunku efektywności ekonomicznej takich przedsięwzięć, co polegało na skróceniu akceptowanego przez Spółkę okresu zwrotu nakładów inwestycyjnych do 10 lat (podczas gdy według Stanowiska Prezesa URE powinno to być nie mniej niż 20 lat) oraz zwiększeniu (z 5,4% według Stanowiska Prezesa URE) do 10% wysokości oczekiwanej od inwestycji przyłączeniowej tzw. wewnętrznej stopy zwrotu (IRR). Do 31 grudnia 2005 r. Spółka nie odstąpiła od stosowania kryteriów oceny opłacalności przyłączeń niezgodnych ze Stanowiskiem Prezesa URE z dnia 1 września 2005 r. Do odmów przyłączenia do sieci gazowej, wydanych niezgodnie z kryteriami określonymi w tym Stanowisku, zgłaszane będą zastrzeżenia – na podstawie art. 7 ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne.

W kilkudziesięciu przypadkach dotyczących odmów przyłączenia do sieci gazowej zaistniała także konieczność zwrócenia się do Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. w celu sprecyzowania danych osobowych podmiotów, którym Spółka odmówiła przyłączenia do sieci. Nadesłane przez Spółkę informacje o wydanych odmowach przyłączenia zawierały bowiem liczne braki i nieścisłości w zakresie takich danych, co utrudniało, a niejednokrotnie uniemożliwiało prawidłowe powiadomienie osoby wnioskującej o przyłączenie o wszczętym postępowaniu administracyjnym.

W prowadzonych postępowaniach w sprawie zgłoszenia zastrzeżeń do odmów przyłączenia do sieci gazowej konieczne było wzywanie Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., by w analizach opłacalności inwestycji, w których do sieci ma być przyłączany tylko jeden odbiorca, nie uwzględniano kosztów przyłącza, mającego służyć faktycznie większej liczbie odbiorców (na co wskazuje przekrój projektowanego gazociągu). Analizy istnienia ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci powinny być bowiem sporządzane dla liczby przyłączanych podmiotów, które uwzględniono przyjmując dany przekrój gazociągu. Miało to na celu zapobieżenie ewentualnemu obciążaniu podmiotów wnioskujących o przyłączenie kosztami, które wynikają z planowanego przez Spółkę rozwoju sieci i przyłączania w przyszłości innych odbiorców.

W sprawach dotyczących odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, do końca 2005 r. umorzono 5 spośród 132 postępowań w sprawie wniesienia zastrzeżeń do takich odmów, gdyż strony zawarły umowę o przyłączenie po stawkach taryfowych. Pozostałych postępowań nie udało się zakończyć, bowiem konieczne okazało się w ich toku wezwanie przedsiębiorstw energetycznych do ponownego przeanalizowania, zgodnie z kryteriami i zasadami oceny efektywności ekonomicznej przyłączeń do sieci elektroenergetycznej wskazanymi w Stanowisku Prezesa URE z dnia 30 grudnia 2005 r., odmów przyłączenia do sieci elek-

troenergetycznej, w celu dokonania prawidłowej oceny, czy istotnie brak jest ekonomicznych warunków realizacji przyłączenia.

Niezależnie od powyższego, w trakcie wszczętych w 2005 r. postępowań w sprawie zgłoszenia zastrzeżeń, złożonych zostało na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne 21 wniosków o rozstrzygnięcie sporu dotyczącego odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, z czego 10 dotyczyło odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, a 11 – odmów przyłączenia do sieci gazowej. Do 31 grudnia 2005 r. jedno z tych postępowań zostało umorzone (na skutek zawarcia przez strony umowy o przyłączenie po stawkach taryfowych); pozostałe sprawy zostaną zakończone w 2006 r.

Nakładanie kar pieniężnych

W 2005 r. wydano 4 decyzje w sprawach wymierzenia kar pieniężnych i nałożono kary w łącznej wysokości:

- 77 950 zł za stosowanie cen i taryf dla ciepła bez dopełnienia obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47 ustawy – Prawo energetyczne (art. 56 ust. 1 pkt 5 tej ustawy),
- 20 000 zł za stosowanie cen i taryf dla energii elektrycznej bez dopełnienia obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47 ustawy – Prawo energetyczne (art. 56 ust. 1 pkt 5 tej ustawy),
- 20 000 zł za nieprzestrzeganie obowiązku prowadzenia ewidencji księgowej zgodnie z postanowieniami art. 44 ustawy – Prawo energetyczne (art. 56 ust. 1 pkt 8 tej ustawy). Od tej decyzji przedsiębiorstwo energetyczne wniosło odwołanie do SOKiK.

Od decyzji o nałożeniu kary przedsiębiorstwa nie wniosły odwołania.

1.3. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z UOKiK

W toku postępowań prowadzonych przez UOKiK – Delegaturę w Warszawie, pracownicy Delegatury zwracali się na piśmie lub telefonicznie o wyjaśnienie kwestii związanych ze stosowaniem ustawy – Prawo energetyczne i aktów wykonawczych do niej, w szczególności związanych z oceną prawidłowości stosowania taryf dla ciepła przez przedsiębiorstwa niekoncesjonowane. Każdorazowo udzielano żądanych wyjaśnień.

b) współpraca z rzecznikami konsumentów:

- w 2005 r. prowadzono postępowania wyjaśniające w wyniku pism nadesłanych przez powiatowych rzeczników konsumentów,
- udzielano pisemnych wyjaśnień na pisma kierowane do oddziału w sprawach konsumenckich dotyczących dostarczania paliw i energii, a także wyjaśnień telefonicznych (głównie w sprawach dotyczących prawidłowości prowadzonych rozliczeń za ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, w tym kwestii związanych z wystawianiem faktur). W szczególności na bieżąco kontakty były utrzymywane z Rzecznikami Konsumentów z Jędrzejowa, Ciechanowa, Grójca i Radomia.

c) współpraca z samorządami lokalnymi

W 2005 r. kontaktowano się z samorządami lokalnymi w trakcie postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf i rozstrzygania spraw spornych z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Uczestniczono także w forach organizowanych przez Miasto Stołeczne Warszawa na temat bezpieczeństwa energetycznego stolicy oraz współpracowano w tworzeniu warszawskiego portalu internetowego dla odbiorców paliw i energii.

2. Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie

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

Na 31 grudnia 2005 r. w oddziale zatrudnionych było 13 osób, wszystkie z wykształceniem wyższym, w tym: 3 osoby z wykształceniem prawniczym, 6 – ekonomicznym, 4 – technicznym.

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

2.1. Lokalny rynek energii

Charakterystyka sektora energetycznego

Od początku procesu koncesjonowania do 31 grudnia 2005 r. w obrębie właściwości terytorialnej oddziału zostało udzielonych łącznie 768 koncesji 655 przedsiębiorstwom energetycznym (tabela D3).

Tabela D3. Struktura sektora energetycznego w zakresie koncesjonowanym na obszarze woj. zachodniopomorskiego i lubuskiego

Podsektor	Liczba koncesjonariuszy			Liczba koncesji		
	woj. zachodniopomorskie	woj. lubuskie	ogółem oddział	woj. zachodniopomorskie	woj. lubuskie	ogółem oddział
ciepłownictwo	42	23	65	86	48	134
elektroenergetyka	72	27	99	82	30	112
gazownictwo	4	1	5	8	3	11
paliwa ciekłe	289	197	486	312	199	511
razem	407	248	655	488	280	768

Do największych producentów energii elektrycznej, ciepła oraz dystrybutorów ciepła należą (dane za 2005 r.): Zespół Elektrowni „Dolna Odra” SA w Nowym Czarnowie (sprzedaż ciepła: 4 564 747 GJ i sprzedaż energii elektrycznej 4 610,00 GWh), Elektrociepłownia „Gorzów” SA w Gorzowie Wielkopolskim (sprzedaż ciepła: 1 889 554 GJ i sprzedaż energii elektrycznej 656,44 GWh), Elektrociepłownia „Zielona Góra” SA w Zielonej Górze (sprzedaż ciepła: 1 664 474 GJ i sprzedaż energii elektrycznej 1 260,74 GWh), Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. w Szczecinie (sprzedaż ciepła: 4 386 177,47 GJ, w tym ciepła zakupionego ze źródeł ZEDO SA – 3 632 375,43 GJ), Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. w Koszalinie (sprzedaż ciepła: 1 055 761,33 GJ).

Na terenie obu województw działają głównie dwie spółki dystrybuujące energię elektryczną: wchodzący w skład Koncernu Energetycznego ENERGA SA z siedzibą w Gdańsku Oddział Zakład Energetyczny Koszalin w Koszalinie (sprzedaż energii: 1 307 GWh) oraz oddziały wchodzące w skład ENEA SA z siedzibą w Poznaniu: Oddział Dystrybucji w Gorzowie Wielkopolskim (sprzedaż energii: 1 317 GWh), Oddział Dystrybucji w Szczecinie (sprzedaż energii: 2 396 GWh) i Oddział Dystrybucji w Zielonej Górze (sprzedaż energii: 1 886 GWh).

Przesyłaniem i dystrybucją gazu oraz jego obrotem na terenie woj. zachodniopomorskiego i lubuskiego zajmują się głównie dwa podmioty: Zakład Gazowniczy Koszalin i Zakład Gazowniczy Szczecin, wchodzące w skład Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Na terenie obu województw działają również takie spółki gazownicze, jak: Media Odra Warta Sp. z o.o., KRI Sp. z o.o., Gen-Gaz SA czy Dolnośląska Spółka Gazownictwa SA.

W woj. zachodniopomorskim pracują aktualnie dwa geotermalne źródła ciepła. W Pyrzycach działa przedsiębiorstwo GEOTERMIA PYRZYCE Sp. z o.o., natomiast w Stargardzie Szczecińskim działa Przedsiębiorstwo Usług Ciepłowniczych GEOTERMIA STARGARD Sp. z o.o. Przedsiębiorstwa te w 2005 r. sprzedały odpowiednio 104 303 GJ i 106 764 GJ ciepła.

Aktualnie w zasięgu terytorialnym oddziału funkcjonuje 130 odnawialnych źródeł energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej 223,58 MW. Jest to 9 elektrowni wiatrowych o łącznej mocy zainstalowanej 104,31 MW, 8 elektrowni zasilanych biogazem o mocy 2,38 MW oraz 113 elektrowni wodnych o mocy 116,89 MW, z największą w tym rejonie elektrownią wodną Dychów SA o mocy zainstalowanej 79,50 MW.

W pasie nadmorskim woj. zachodniopomorskiego systematycznie wzrasta liczba i moc działających farm wiatrowych. Na trasie między Koszalinem a Kołobrzegiem w miejscowości Tymień trwa budowa największej farmy wiatrowej o docelowej mocy zainstalowanej 50,0 MW. Natomiast elektrownia wiatrowa w miejscowości Zagórze koło Wolina, o mocy zainstalowanej 30 MW, wprowadziła w 2005 r. do sieci należącej do spółki dystrybucyjnej ENEA SA Oddział Dystrybucji w Szczecinie energię elektryczną w ilości ponad 61 tys. MWh.

W 2005 r. w Zespole Elektrowni „Dolna Odra” SA rozpoczęto produkcję energii elektrycznej w oparciu o proces tzw. współspalania, czyli wspólnego, jednoczesnego spalania biomasy z węglem kamiennym. W procesach tych stosowana jest biomasa w postaci trocin (Elektrownia Dolna Odra) i w postaci zrębek (Elektrownia Szczecin). W 2005 r. w procesie współspalania wyprodukowano łącznie 141 796 MWh energii elektrycznej, zaliczanej do energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii.

Podkreślić należy fakt nadal utrzymującego się zainteresowania inwestorów uruchamianiem i przyłączaniem do sieci zarówno dużych farm wiatrowych, jak i małych elektrowni wodnych. W 2005 r. spółki dystrybucyjne wydały łącznie warunki o przyłączenie dla 39 odnawialnych źródeł energii o łącznej mocy przyłączeniowej 343,4 MW, w tym 27 farm wiatrowych o łącznej mocy 340,86 MW.

Odbiorcy paliw i energii

Do największych odbiorców przemysłowych regionu, zużywających rocznie ponad 120 GWh energii elektrycznej, należą: Zakłady Chemiczne „Police” SA, Kronopol Żary, Arctic Paper Kostrzyn SA.

Zakłady Chemiczne „Police” SA są jednocześnie największym odbiorcą gazu ziemnego w rejonie, zużywającym aktualnie ponad 540 mln m³ rocznie.

Dominującymi odbiorcami ciepła są odbiorcy komunalni, spółdzielnie mieszkaniowe, wspólnoty i towarzystwa mieszkaniowe. W największych aglomeracjach miejskich w Szczecinie, Gorzowie Wielkopolskim, Koszalinie i Zielonej Górze przedsiębiorstwa ciepłownicze sprzedały w 2005 r. łącznie ponad 6 350 TJ ciepła, którego struktura sprzedaży przedstawiała się następująco: budownictwo mieszkaniowe – 68,4%, urzędy, administracja, oświata i służba zdrowia – 21,0%, przemysł – 2,9%, pozostali (usługi, wojsko itp.) – 7,7%.

W 65 koncesjonowanych przedsiębiorstwach ciepłowniczych łączna zainstalowana moc cieplna wynosi 4 359 MW, w tym w woj. zachodniopomorskim 3 181 MW, a w woj. lubuskim 1 178 MW.

2.2. Działalność regulacyjna

Koncesjonowanie

W 2005 r. oddział wydał łącznie 104 decyzje koncesyjne. Z tej liczby 38 decyzji dotyczyło koncesji na obrót paliwami ciekłymi, natomiast 66 decyzji dotyczyło wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem.

W zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem wydane decyzje dotyczyły najczęściej rozszerzenia lub ograniczenia zakresu prowadzonej przez koncesjonariuszy działalności energetycznej w zakresie przede wszystkim zmiany liczby eksploatowanych źródeł ciepła i mocy w nich zainstalowanych, jak też zmiany liczby sieci ciepłych oraz konieczności dostosowania zapisów koncesji do aktualnego stanu organizacyjno-prawnego przedsiębiorstwa (32 decyzje). Ponadto,

6 decyzji dotyczyło udzielenia 4 przedsiębiorcom nowych koncesji, a 2 decyzje dotyczyły udzielenia jednemu przedsiębiorcy promes koncesji na wytwarzanie oraz przesyłanie i dystrybucję ciepła. Wszczęto również jedno postępowanie z urzędu w sprawie cofnięcia koncesji przedsiębiorcy, z uwagi na rażące naruszenie warunków określonych w udzielonych koncesjach.

W związku z podwyższeniem (powyżej 5 MW) progu wymagalności posiadania koncesji na działalność ciepłowniczą w ustawie – Prawo energetyczne, wygaszonych zostało 19 koncesji 14 przedsiębiorstwom energetycznym, w tym: 11 koncesji na wytwarzanie ciepła, 6 – na przesyłanie i dystrybucję ciepła i 2 – na obrót ciepłem.

Z powodu zaprzestania działalności przez dwa podmioty wydano 3 decyzje cofające koncesje w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła. Wydano również 2 decyzje zmieniające promesy koncesji. Ponadto, w 1 przypadku wydano decyzję odmawiającą dokonania zmiany koncesji oraz wydano 1 decyzję umarzającą postępowanie w sprawie udzielenia promesy zmiany koncesji. Do zakończenia w 2006 r. pozostało 7 spraw dotyczących koncesjonowania działalności ciepłowniczej.

W związku z poszerzeniem zadań oddziałów terenowych o tematykę koncesjonowania obrotu paliwami, w 2005 r. prowadzono łącznie 70 postępowań. W wyniku powyższego wydano 34 decyzje udzielające koncesje, 1 decyzję odmawiającą udzielenia koncesji (z uwagi na stwierdzenie, iż przedsiębiorca nie daje gwarancji należytego wykonywania działalności koncesjonowanej), 1 decyzję o cofnięciu koncesji oraz 2 decyzje o umorzeniu postępowania. Bez rozpoznania lub rozpatrzenia pozostawiono 7 wniosków. Do zakończenia w 2006 r. pozostało 25 spraw z zakresu koncesjonowania obrotu paliwami ciekłymi.

Analizując prowadzone postępowania koncesyjne należy stwierdzić, że w porównaniu z rokiem ubiegłym generalnie przedsiębiorcy staranniej kompletują dokumenty składane wraz z wnioskiem o udzielenie koncesji. Jednocześnie, w części przedłużających się postępowań występowały braki zasadniczych dokumentów, takich jak decyzje Urzędu Dozoru Technicznego, decyzje o pozwoleniu na użytkowanie stacji paliw czy też dokumentów potwierdzających posiadanie zabezpieczeń majątkowych.

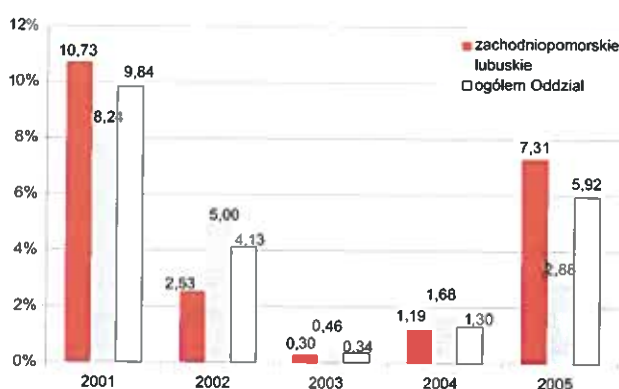
Zatwierdzanie taryf dla ciepła

Na 31 grudnia 2005 r. spośród 65 koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych wszystkie posiadały zatwierdzoną taryfę dla ciepła.

W 2005 r. w oddziale zostały zatwierdzone 52 taryfy dla ciepła (33 w woj. zachodniopomorskim i 19 w woj. lubuskim).

Średni wskaźnik wzrostu cen i stawek opłat w 2005 r. wyniósł 5,92%, w tym w woj. zachodniopomorskim 7,31%, w woj. lubuskim 2,88%. Porównanie wskaźników wzrostu cen i stawek opłat na przestrzeni pięciu ostatnich lat (2001-2005) prezentuje rysunek D2. Da się na nim zauważyć tendencję zmniejszania się obciążenia odbiorców płatnościami za ciepło, za wyjątkiem 2005 r., w którym notowano znaczne wzrosty cen paliw, co przekłada się na wzrost cen ciepła.

Rysunek D2. Wzrosty cen i stawek opłat w latach 2001-2005 (w %)



Dominującym paliwem podstawowym w sprzedaży ciepła jest nadal miał węgla kamiennego (77,1% ogólnej sprzedaży), coraz większe znaczenie ma gaz ziemny (19,4% sprzedaży), a sprzedaż ciepła otrzymanego z innych paliw jest znacznie mniejsza.

W 2005 r. odnotowano po raz kolejny spadek mocy zamawianej przez odbiorców ciepła, wynikający m.in. z prowadzonych działań termomodernizacyjnych. Ogólna wartość mocy zamówionej przez odbiorców w przedsiębiorstwach, którym zatwierdzono taryfę dla ciepła w omawianym okresie, została obniżona o 84,18 MW, co stanowi 3,7%.

Średnioważona cena wytwarzania ciepła, wynikająca z zatwierdzonych w 2005 r. taryf dla ciepła, wynosi 28,04 zł/GJ, w tym dla woj. zachodniopomorskiego 28,34 zł/GJ, dla woj. lubuskiego 27,36 zł/GJ.

Średni wzrost cen wytwarzania ciepła w odniesieniu do cen ostatnio stosowanych wynosi 3,31% (w tym w woj.

Tabela D4. Struktura sprzedaży ciepła w zależności od paliwa podstawowego w zatwierdzonych w 2005 r. taryfach dla ciepła

Województwo	Udział paliwa podstawowego w sprzedaży ciepła w %						
	miał węgla kamiennego	węgiel brunatny	inne stałe	gaz ziemny	olej opałowy lekki	pozostałe paliwa	ogółem
zachodniopomorskie	87,0	-	0,1	8,6	0,1	4,2	100
lubuskie	54,8	-	1,2	43,7	0,3	-	100
ogółem oddział	77,1	-	0,4	19,4	0,2	2,9	100

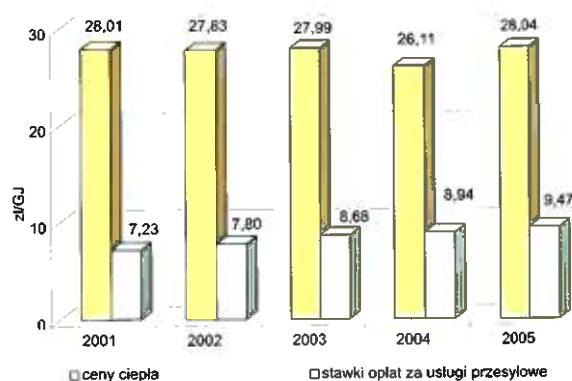
zachodniopomorskim wzrost o 3,86%, w woj. lubuskim wzrost o 2,07%). Uwzględniając rodzaj stosowanego przez przedsiębiorstwa energetyczne paliwa, najwyższy wzrost cen (o 8,66%) wystąpił w źródłach opalanych olejem opałowym lekkim, w źródłach opalanych gazem ziemnym ceny wzrosły o 3,58%, zaś w źródłach opalanych węglem kamiennym, przy sprzedaży 11 155 554 GJ (77,10% całkowitej sprzedaży ciepła) nastąpił wzrost cen o 3,32%.

Średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe wynikająca z zatwierdzonych w 2005r. taryf, wynosi 9,47 zł/GJ, w tym w woj. zachodniopomorskim 10,33 zł/GJ, w woj. lubuskim 7,93 zł/GJ. Średni wzrost stawek opłat za usługi przesyłowe w odniesieniu do stawek opłat ostatnio stosowanych wyniósł 14,99% (19,68% w woj. zachodniopomorskim i 5,48% w woj. lubuskim).

Należy podkreślić, że ostateczne wzrosty opłat za ciepło w przypadku niemal wszystkich przedsiębiorstw energetycznych są niższe od proponowanych przez nie w pierwszych wersjach składanych wniosków o zatwierdzenie taryfy dla ciepła. Weryfikacja 52 wniosków taryfowych spowodowała zmniejszenie opłat za ciepło, jakie musieliby ponosić jego odbiorcy, o kwotę 18,7 mln zł.

W omawianym okresie dokonano 5 zmian w obowiązujących taryfach dla ciepła (2 przedłużenia okresu obowiązywania taryfy i 3 zmiany wysokości cen i stawek opłat bądź zmiany związane z rozszerzeniem działalności o nowe źródła ciepła). Wydano ponadto 3 decyzje odmawiające zmiany taryfy dla ciepła (poprzez jej przedłużenie) oraz 3 decyzje umarzające postępowania w sprawie zmian taryf. Ponadto, 2 przedsiębiorstwom odmówiono zatwierdzenia taryf dla ciepła, a w 5 przypadkach umorzono postępowania w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła.

Rysunek D3. Średnioważone ceny i stawki opłat wynikające z zatwierdzonych taryf w latach 2001-2004



Struktura własnościowa przedsiębiorstw ciepłowniczych i jej wpływ na ceny i stawki opłat

Dla 65 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych według stanu na 31 grudnia 2005 r. przeważającymi formami prawno-organizacyjnymi były: spółki z o.o. (46 firm) i spółki akcyjne (10 firm). Wśród innych form występowały jednostki samorządu terytorialnego miast i gmin (4), spółki jawne (3), spółdzielnie mieszkaniowe (1) oraz osoby prywatne (1).

Dane dotyczące 52 przedsiębiorstw, którym zatwierdzono w 2005 r. taryfy, zostały przedstawione w tabeli D5. Najniższa średnia wskaźnikowa cena wytwarzania ciepła (25,95 zł/GJ) oraz najniższa średnia wskaźnikowa stawka opłaty za usługi przesyłowe (1,27 zł/GJ) w taryfach zatwierdzonych w 2005 r. występują w spółkach akcyjnych, których udział w przychodach stanowi 42,5%.

Tabela D5. Struktura przedsiębiorstw oraz analiza przychodów, cen i stawek opłat w zatwierdzonych w 2005 r. taryfach dla ciepła z uwzględnieniem formy prawnej przedsiębiorstw

Grupa przedsiębiorstw	Liczba przedsiębiorstw	Struktura [%]	Przychody ogółem [tys. zł]	Struktura przychodów [%]	Średnia wskaźnikowa cena wytwarzania ciepła [zł/GJ]	Średnia wskaźnikowa stawka opłaty za usługi przesyłowe [zł/GJ]
Jednostki samorządu terytorialnego miast i gmin	3	5,8	5 517,50	1,0	38,32	5,48
Spółki akcyjne	7	13,5	226 980,17	42,5	25,95	1,27
Spółki z o.o.	39	75,0	291 895,66	54,6	30,64	11,38
Spółdzielnie mieszkaniowe	1	1,9	463,30	0,1	-	12,92
Pozostałe przedsiębiorstwa (spółki jawne i cywilne, osoby prywatne)	2	3,8	9 378,19	1,8	38,71	4,40
Razem	52	100,0	534 234,82	100,0	28,04	9,47

Rozstrzyganie spraw spornych

W omawianym okresie sprawozdawczym oddział prowadził 25 postępowań administracyjnych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (w tym 11 postępowań wszczętych jeszcze w 2004 r.). Wydano 14 decyzji administracyjnych; w 2 przypadkach wnioski pozostawiono bez rozpoznania z uwagi na nieuzupełnione przez wnioskodawców braki formalne. W pozostałych 9 przypadkach rozstrzygnięcia zapadły już w 2006 r. bądź też oddział nadal prowadzi postępowanie dowodowe.

Odbiorcy w 19 przypadkach składali wnioski o ustalenie spornych zapisów umów zawieranych z przedsiębiorstwami energetycznymi – w 7 przypadkach dotyczyło to umów sprzedaży paliw i energii, zaś w 12 – umów przyłączeniowych. Pozostałe wnioski (6) dotyczyły wstrzymania dostaw paliw i energii.

Z postępowań administracyjnych prowadzonych przez oddział w omawianym okresie sprawozdawczym szczególną uwagę warto zwrócić na spór pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym a dwoma inwestorami farm wiatrowych (występowały przed organem wspólnie). Spór dotyczył ustalenia treści umowy przyłączeniowej elektrowni wiatrowych do sieci elektroenergetycznej w zakresie wielkości opłaty przyłączeniowej. Zgodnie z zapisem ustawowym, który obowiązywał w momencie wydawania decyzji, opłata przyłączeniowa wynosiła 100% rzeczywistych nakładów poniesionych przez przedsiębiorstwo na potrzeby przyłączenia. Zatem zasadniczym elementem rozstrzygnięcia przez organ przedmiotowego sporu była zarówno konieczność dokonania oceny, jakie nakłady zaproponowane przez przedsiębiorstwo należy uznać za uzasadnione do realizacji przyłączenia, jak i ocena wysokości tychże nakładów. Oceniając powyższe, oddział posiłkował się ekspertyzą wydaną przez powołanego biegłego. W oparciu o zgromadzony materiał dowodowy wydano decyzję ustalającą treść umowy przyłączeniowej farm wiatrowych do sieci, która znacznie obniżyła wysokość opłaty za przyłączenie w stosunku do określonej przez przedsiębiorstwo energetyczne (z 15 mln zł do 3,8 mln zł). Od powyższej decyzji przedsiębiorstwo energetyczne wniosło odwołanie, które oczekuje na rozpatrzenie przez SOKiK.

Analizując składane do oddziału wnioski o rozstrzygnięcie spraw spornych, można zauważyć zwiększającą się stopniowo liczbę odmów przyłączeń elektrowni wiatrowych do sieci energetycznych. Wynika to niewątpliwie ze specyfiki regionu, który sprzyja tego typu inwestycjom, jak i obowiązującym od niedawna (od 3 maja 2005 r.) zmianom w Prawie energetycznym przyznającym źródłom odnawialnym preferencyjne warunki przyłączenia w stosunku do źródeł konwencjonalnych. Natomiast przedsiębiorstwa energetyczne odmawiając przyłączenia źródeł odnawialnych powołują się na brak warunków ekonomicznych, argumentując, że nie posiadają środków, by partycypować w kosztach przyłączania do sieci tego typu źródeł.

Kolejny z nieszałonowych wniosków rozpatrywanych w ubiegłym roku przez oddział dotyczył ustalenia treści

umowy o świadczenie usług przesyłowych pomiędzy wytwórcą ciepła a przedsiębiorstwem dystrybucyjnym. W przedmiotowej sprawie, z uwagi na stopień jej skomplikowania, organ posiłkował się opinią sporządzoną przez jednostkę badawczo-naukową. Po przeprowadzeniu postępowania dowodowego, Prezes URE wydał decyzję ustalającą zasady dostaw ciepła i mocy na 2005 r., a w szczególności określił wielkość mocy zamówionej przez przedsiębiorstwo dystrybucyjne w źródłach wytwórcy. Od powyższej decyzji odwołało się przedsiębiorstwo sieciowe, sprawa oczekuje na rozpoznanie przez sąd.

W omawianym okresie sprawozdawczym została również rozstrzygnięta kwestia związana z prowadzonymi przez oddział 4 postępowaniami administracyjnymi, dotyczącymi zasad ustalania w umowach przyłączeniowych wielkości mocy przyłączeniowej budynków wielolokalowych z zastosowaniem tzw. współczynników jednoczesności poboru mocy. Przedsiębiorstwo energetyczne uznając argumentację urzędu, wycofało przed SOKiK odwołanie od decyzji Prezesa URE; przedmiotowe rozstrzygnięcie stało się zatem prawomocne. Postępowania prowadzone przez oddział w tym zakresie przyczyniły się do wypracowania jednolitego stanowiska w sprawie obliczania wielkości mocy przyłączeniowych dla tego typu obiektów. Aktualnie taryfy przedsiębiorstw energetycznych uwzględniają obliczanie mocy przyłączeniowej dla budynków wielolokalowych z uwzględnieniem współczynników jednoczesności.

Skargi i wnioski dotyczące działalności przedsiębiorstw energetycznych

W 2005 r. do oddziału wpłynęło 95 skarg i zażaleń związanych z działalnością przedsiębiorstw energetycznych, z których 45 dotyczyło energii elektrycznej, 38 ciepła, a 12 paliw gazowych.

Odbiorcy energii elektrycznej, wnosząc skargi na działania przedsiębiorstw energetycznych, poruszali przede wszystkim problematykę wstrzymania dostaw energii elektrycznej, nielegalnego poboru energii elektrycznej, wnosili o sprawdzenie zasadności i prawidłowości naliczenia opłat z tytułu nielegalnego poboru energii, poruszali zagadnienia związane z przyłączaniem nowych odbiorców do sieci, w tym opodatkowania podatkiem VAT opłat przyłączeniowych, jak również poruszali kwestie związane z posadowieniem na prywatnych terenach urządzeń i elementów sieci należących do przedsiębiorstw energetycznych.

W odniesieniu do ciepła, skargi odbiorców dotyczyły głównie zagadnień związanych z warunkami świadczenia usług – szczególnie w zakresie dostaw ciepła, dotrzymywania standardów jakościowych, parametrów nośnika ciepła, zasad zmiany mocy zamówionej przyłączenia do sieci ciepłowniczej. Najliczniejszą grupę tradycyjnie już stanowiły skargi związane z rozliczeniami za ciepło.

Wnoszone skargi z zakresu paliw gazowych dotyczyły przeważnie jakości paliwa, zagadnień związanych z przyłączeniem do sieci oraz rozliczeń za pobrane paliwo gazowe.

Skarżący zwracali się również z prośbami o wyjaśnienie obowiązujących przepisów z zakresu prawa energetycznego.

Spośród spraw nie wymagających wszczęcia postępowania administracyjnego, w przypadku 83 złożonych skarg sprawy zostały zakończone poprzez udzielenie zainteresowanemu, po ustaleniu okoliczności faktycznych i prawnych, odpowiedzi w oparciu o przepisy ustawy – Prawo energetyczne oraz zebrane materiały dowodowe i wyjaśniające przedsiębiorstw energetycznych. W 5 przypadkach, po otrzymaniu wyjaśnień ze strony oddziału, odbiorcy złożyli wnioski o rozstrzygnięcie sporu na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Odmowy przyłączenia do sieci

Nową kategorią spraw rozpatrywanych przez oddział w ubiegłym roku były odmowy przyłączeń do sieci, rozpatrywane przez organ na podstawie art. 7 ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne. W okresie sprawozdawczym wpłynęło 59 zgłoszeń przedsiębiorstw energetycznych o odmowie przyłączenia do sieci – z czego 24 informacje dotyczyły energii elektrycznej, pozostałe zaś gazu.

Przedsiębiorstwa w toku prowadzonych postępowań wyjaśniających przedstawiły analizy efektywności ekonomicznej, które niejednokrotnie odbiegały od zasad określonych w stanowisku Prezesa URE w sprawie postępowań w przypadku odmów przyłączenia do sieci. W szczególności nieprawidłowości polegały na przyjmowaniu krótszego, 15-letniego okresu zwrotu nakładów oraz wysokości wskaźnika wewnętrznej stopy zwrotu IRR na poziomie 10-14% (uznając go za zadowalający). Przedsiębiorstwa zmieniały również w trakcie postępowania dane przyjmowane do analizy efektywności przyłączenia. Zmiany te polegały na przyjmowaniu mniejszej planowanej do sprzedaży ilości gazu w stosunku do przyjętej pierwotnie przy odmowie przyłączenia, jak również zmieniła się wysokość nakładów planowanych do wykonania przyłącza do sieci.

Wytyczne zawarte w stanowisku Prezesa URE wpłynęły na ujednolicenie przekazywanych przez przedsiębiorstwa analiz i pozwoliły na skorygowanie wymienionych wyżej nieprawidłowości.

Ponadto, w toku postępowań oddział kontrolował, czy dane inwestycje były ujęte w założeniach do planu lub planach zaopatrzenia gminy w paliwa gazowe i energię elektryczną dla rejonu ich lokalizacji oraz czy plan rozwoju przedsiębiorstwa w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwo gazowe lub energię elektryczną uwzględniał plany gminy w danych rejonach.

Analizując prowadzone przez oddział postępowania należy stwierdzić, że w większości rozpatrywanych przypadków brakowało gminnych planów zaopatrzenia, natomiast plany przedsiębiorstw energetycznych były tak ogólne, iż nie można było określić, czy dana inwestycja była ujęta w planie przedsiębiorstwa. Kolejne utrudnienie w prowadzonych postępowaniach stanowiło niktne zaangażowanie podmiotów, którym przedsiębiorstwa odmó-

wiły przyłączenia do sieci – w większości przypadków podmioty te nie uczestniczyły aktywnie w postępowaniu przed Prezesem URE.

W 29 przypadkach oddział, dzieląc argumentację przedsiębiorstw energetycznych (przedstawione przez nie analizy efektywności ekonomicznej wnioskowanych przyłączeń – wartości zaktualizowanej netto NPV i wewnętrznej stopy zwrotu IRR), nie zgłosił zastrzeżeń do odmowy przyłączenia do sieci. Rozstrzygnięcia Prezesa URE w tym zakresie nie budziły sprzeciwu również drugiej strony postępowania – podmiotów, którym przedsiębiorstwa odmówiły przyłączenia. Jedynie w dwóch przypadkach podmioty te złożyły wnioski o rozpatrzenie sporu dotyczącego odmowy przyłączenia na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Natomiast w 10 przypadkach przedsiębiorstwa energetyczne w toku postępowania wycofały się z odmowy przyłączenia i uznając argumentację oddziału realizowały przedmiotowe inwestycje, pobierając za przyłączenie opłatę określoną w taryfie danego przedsiębiorstwa.

2.3. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z organami administracji państwowej

Mając na uwadze zgłębienie problematyki związanej z obrotem paliwami ciekłymi, w czerwcu 2005 r. odbyło się spotkanie z przedstawicielami Wojewódzkiego Inspektoratu Inspekcji Handlowej w Szczecinie. Na spotkaniu przekazano informacje o zakresie kontroli jakości paliw ciekłych, problemach praktycznego przeprowadzania badań na stacjach paliw i postępowania w przypadkach ujawnienia nieprawidłowości. Omówiono współpracę Inspekcji z URE w zakresie realizacji zadań dotyczących warunków koncesji i kontroli jakości paliw.

Rozszerzeniem problematyki związanej z obrotem paliwami ciekłymi jest udział Dyrektora oddziału w roboczych spotkaniach Wojewódzkiego Kolegium Skarbowego, realizującego program działań w zakresie wykrywania i zwalczania nieprawidłowości w obrocie paliwami.

b) współpraca z rzecznikami konsumentów, samorządem lokalnym oraz przedsiębiorstwami energetycznymi

W 2005 r. prowadzono postępowania wyjaśniające w sprawach zgłoszonych przez Miejskich i Powiatowych Rzeczników Konsumentów oraz przez Rzecznika Praw Obywatelskich. Dotyczyły one problematyki przyłączania podmiotów do sieci elektroenergetycznej, a także analizy przedstawionych odbiorcom rozliczeń za dostarczoną energię lub paliwa bądź analizy wysokości opłaty za nielegalne pobieranie energii elektrycznej.

W 2005 r. przedstawiciele oddziału uczestniczyli w konferencjach związanych z wykorzystaniem energii ze źródeł skojarzonych i odnawialnych. Konferencje te odbyły się w Kiekrzu k. Poznania (28-29 listopada 2005 r.) oraz w Szczecinie (8 grudnia 2005 r.). Pierwszą z nich zorganizował Instytut Elektrotechniki Politechniki Poznańskiej – poświęcona była polityce energetycznej Polski w dziedzinie wspierania rozwoju skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w powiązaniu z polityką

energetyczną UE w zakresie promocji kogeneracji, natomiast druga została zorganizowana przez Fundację Rozwoju Pomorza Zachodniego pod patronatem Marszałka Województwa Zachodniopomorskiego i dotyczyła energii odnawialnej na Pomorzu Zachodnim. Na konferencjach Dyrektor oddziału przedstawił stan prawny wynikający z uwarunkowań unijnych i regulacje krajowe dotyczące wykorzystania źródeł odnawialnych na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej.

W lipcu 2005 r. pracownicy oddziału we współpracy z przedsiębiorstwami energetycznymi przygotowali VII Sympozjum Ciepłownicze w Maciejewie. W sympozjum uczestniczyli przedstawiciele kilkudziesięciu przedsiębiorstw energetycznych z terenu północno-zachodniej Polski. Pracownicy oddziału przedstawili tematykę związaną z poziomem cen i stawek opłat oraz ich dynamiką w taryfach dla ciepła zatwierdzonych w 2004 r. oraz w pierwszym półroczu 2005 r. Omówiono także zmiany w przepisach ustawy – Prawo energetyczne.

Celem wyjaśnienia szeregu wątpliwości dotyczących skarg, postępowań i konfliktów pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami, w siedzibie oddziału prowadzone były w 2005 r. cykliczne spotkania z przedsiębiorstwami energetycznymi, które miały przyczynić się do wyjaśnienia spornych kwestii i do zbliżenia stanowisk stron. Poruszono problemy m.in. poprawy dostaw energii elektrycznej dla Gminy Stepnica, zmian grupy taryfowej z budowlanej na komunalną, przyłączeń do sieci elektroenergetycznej ośrodka wczasowego i małej elektrowni wodnej, rozliczeń dostaw energii poprzez przedpłatowy licznik i kontynuację dostaw energii ustalając nowe raty spłaty zaległości płatniczych dostosowane do możliwości odbiorcy, a także zasady pobierania opłaty przyłączeniowej z upustem ustalonym na podstawie uchwały zarządu ENEA SA. Zorganizowane w maju, czerwcu i wrześniu spotkania pozwoliły rozstrzygnąć prowadzone sprawy i zakończyć je najczęściej w sposób korzystny dla odbiorców.

W ramach bezpośrednich kontaktów z odbiorcami, w 27 przypadkach w siedzibie oddziału udzielono w 2005 r. wyjaśnień, informacji i interwencji w przedsiębiorstwach energetycznych dotyczących różnorodnych problemów wynikających z przepisów Prawa energetycznego i relacji przedsiębiorstwo energetyczne – odbiorca.

Należy podkreślić, iż wypracowana praktyka prowadzenia negocjacji z udziałem przedstawicieli przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców zoptymalizowała oraz znacznie usprawniła proces prowadzonych postępowań.

3. Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku

Właściwość terytorialna Północnego Oddziału Terenowego z siedzibą w Gdańsku (OT Gdańsk) obejmuje obszar woj. pomorskiego i warmińsko-mazurskiego (łącznie 239 gmin). W 2005 r. stan zatrudnienia wynosił 15 osób. Studia podyplomowe ukończyło 9 pracowników. Funkcje dyrektora pełni od 19 lutego 2003 r. Mirosława Szatybelko-Połom.

3.1. Lokalny rynek energii

Charakterystyka sektora energetycznego

Zmiany, które nastąpiły w 2005 r. w lokalnym sektorze energetycznym, są skorelowane z ogólnymi tendencjami w branży, tj. konsolidacją, prywatyzacją, z aktywnym uczestnictwem inwestorów zagranicznych oraz wzrostem wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Kontynuowane są inwestycje odtworzeniowe i modernizacyjne, polegające m.in. na konwersji paliw, poprawie sprawności wytwarzania energii lub z koniecznością dostosowania urządzeń związanych z ochroną środowiska do zaostrzonych wymogów unijnych. Zmienił się zakres przedmiotowy regulacji administracyjnej sektora energetycznego, będący konsekwencją zmiany ustawy – Prawo energetyczne. Po 3 maja 2005 r. sukcesywnemu ograniczeniu ulegała liczba przedsiębiorstw ciepłowniczych, posiadających koncesję w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła, przy jednoczesnym dynamicznym wzroście liczby koncesjonariuszy zajmujących się obrotem paliwami ciekłymi.

Tabela D6. Koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne – stan na 31.12.2005 r.

Podsektor	Liczba koncesjonariuszy	Liczba koncesji
elektroenergetyka	168	192
gazownictwo	6	11
paliwa ciekłe	661	675
ciepłownictwo	75	152

Źródło: OT Gdańsk

a) ciepłownictwo

W sektorze ciepłowniczym na koniec 2005 r. liczba koncesjonariuszy zmniejszyła się o 25% w porównaniu do roku poprzedniego. Powodem było ustawowe podwyższenie progu zainstalowanej i zamówionej mocy cieplnej, od którego wymagane jest uzyskanie koncesji w zakresie zaopatrzenia w ciepło. Tym samym zakres regulacji administracyjnej i ekonomicznej zmniejszył się, jednocześnie umożliwiając części dotychczasowym koncesjonariuszom dokonywania samoregulacji.

W aspekcie dynamicznie rosnących cen oleju opałowego, przedsiębiorstwa ciepłownicze eksploatujące źródła opalane tym paliwem dokonują jego zamiany na relatywnie tańszy gaz ziemny. Zjawiskiem stosunkowo nowym jest również wymiana przez koncesjonariuszy kotłów „gazowych” na kotły „miałowe”.

W 2005 r. kontynuowany był proces zwiększania mocy cieplnej w źródłach opalanych biomasą. Jeden z koncesjonariuszy dokonał konwersji z miału węgla kamiennego na biomasę w źródle ciepła w Chojnicach (łączna moc cieplna 15,5 MW). Odnotować należy również zjawisko polegające na zwiększaniu udziału wytwarzanego ciepła pochodzącego ze współspalania np. biomasy z innymi paliwami stałymi.

W okresie sprawozdawczym 1 gmina dokonała sprzedaży spółce giełdowej Praterm SA posiadanych

udziałów w spółce komunalnej, a dwie inne gminy rozpoczęły procedurę prywatyzacyjną. Aktywnymi uczestnikami procesu prywatyzacji są inwestorzy zagraniczni, którzy w zamian za objęcie udziałów w spółkach komunalnych zobowiązują się do przeprowadzania znacznych inwestycji. Zauważalne jest odmienne postrzeganie sektora ciepłowniczego przez inwestorów, którzy często utożsamiają go z rynkiem konkurencyjnym, podlegającym funkcjonowaniu tylko „niewidzialnej ręki rynku”, a nie z rynkiem zmonopolizowanym, o lokalnym charakterze, podlegającym procesowi regulacji.

Trwający proces prywatyzacji sektora ciepłowniczego nie wpłynął zasadniczo na strukturę własności przedsiębiorstw koncesjonowanych. Dominującą formą jest własność komunalna (51% przedsiębiorstw), następnie własność prywatna (10,5%), mieszane formy własności z przewagą krajowych przedsiębiorców (14,6%) oraz własność kapitału zagranicznego (13,3%). Najmniej liczną formą własności jest własność spółdzielcza (1,3%).

b) elektroenergetyka

W 2005 r. w podsektorze elektroenergetycznym zwiększyła się o 16 liczba koncesjonariuszy. Głównymi wytwórcami energii elektrycznej są 4 elektrociepłownie zawodowe zlokalizowane w Gdańsku, Elblągu i we Władysławowie, o łącznej mocy 415 MW, w których paliwem podstawowym jest miał węgla kamiennego, gaz ziemny i gaz odpadowy z platformy wydobywczej. Ponadto, energię elektryczną z przeznaczeniem na potrzeby zakładów przemysłowych wytwarzają nadal 4 elektrociepłownie zlokalizowane w Starogardzie Gdańskim, Olsztynie, Gdańsku i Kwidzynie, o łącznej mocy 139 MW, opalane miałem węgla kamiennego, produktami ropopochodnymi oraz odpadami poprodukcyjnymi z procesów technologicznych wytwarzania celulozy. Energię elektryczną wytwarzano również w 149 odnawialnych i niekonwencjonalnych źródłach energii, w tym w 135 elektrowniach wodnych, 7 elektrowniach na biogaz, 5 elektrowniach wiatrowych i w 2 elektrowniach na biomasę. W 2005 r. rozpoczęto procesy inwestycyjne związane z budową farm wiatrowych, zlokalizowanych w pasie nadmorskim. Oddano do eksploatacji farmę wiatrową w miejscowości Lisewo, o łącznej mocy 8,4 MW. Inwestycja w miejscowości Gnieźdźewo jest w trakcie realizacji (planowana moc 22 MW).

W ramach prowadzonej konsolidacji elektroenergetyki, z dniem 1 stycznia 2005 r. rozpoczął działalność Koncern Energetyczny ENERGA SA, który powstał z połączenia zakładów w Elblągu, Gdańsku, Kaliszu, Koszalinie, Olsztynie, Płocku, Słupsku i Toruniu. Jest on głównym dostawcą energii elektrycznej do odbiorców końcowych z obszaru działania OT Gdańsk.

c) gazownictwo

Rynek dystrybucji gazu ziemnego na terenie działania OT Gdańsk obsługuje przede wszystkim Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., posiadająca oddziały w Gdańsku, Bydgoszczy i Olsztynie. W 2005 r. sprzedała ona odbiorcom z terenu działania OT Gdańsk ponad

530 mln m³ gazu. Działalność gospodarcza w zakresie zaopatrzenia w gaz prowadzona jest również przez 5 innych koncesjonariuszy.

d) paliwa ciekłe

Zwiększyła się liczba przedsiębiorców posiadających koncesję na obrót paliwami ciekłymi (OPC). Na koniec 2005 r. było ich 661, czyli o 97 więcej niż w 2004 r. Liczba wpływających wniosków o udzielenie koncesji oraz uzyskiwane informacje w tym zakresie pozwalają przypuszczać, że wielu przedsiębiorców prowadzi działalność gospodarczą w zakresie OPC bez wymaganej prawem koncesji.

Odbiorcy paliw i energii

Głównymi odbiorcami paliw i energii pozostają nadal odbiorcy komunalni. W 2005 r. odnotowano niewielki (ok. 1,5%) wzrost zużycia energii elektrycznej, związany z ożywieniem gospodarczym w przemyśle stoczniowym.

Z kolei popyt na ciepło nadal wykazuje względną stabilizację. Głównymi odbiorcami ciepła są spółdzielnie mieszkaniowe oraz wspólnoty mieszkaniowe, które kontynuują proces termomodernizacji i w efekcie dokonują obniżenia wielkości zamawianej mocy cieplnej. Obserwowany jest wzrost zużycia ciepła dostarczanego z miejskich sieci ciepłowniczych, związany z likwidacją wysokokosztowych kotłowni lokalnych.

W okresie sprawozdawczym sprzedaż gazu ziemnego utrzymywała się na niezmiennym poziomie. Nadal wysoki udział w sprzedaży mają odbiorcy komunalni (51%), a segment odbiorców przemysłowych cechuje wysoka koncentracja zużycia gazu.

3.2. Działalność regulacyjna

Koncesjonowanie

W 2005 r. w OT Gdańsk rozpatrywano łącznie 202 wnioski dotyczące koncesji w zakresie zaopatrzenia w ciepło oraz w zakresie OPC, w tym 93 wnioski o udzielenie koncesji na OPC.

W zakresie zaopatrzenia w ciepło wydano łącznie 100 decyzji, z tego:

- 6 udzielających koncesji 3 przedsiębiorcom,
- 31 zmieniających wcześniej udzielone koncesje 24 przedsiębiorcom, w związku z rozszerzeniem lub zawężeniem zakresu koncesji, w wyniku przejęcia, przekazania, wyłączenia lub modernizacji infrastruktury ciepłowniczej,
- 52 skutkujące zakończeniem działalności koncesjonowanej przez 28 koncesjonariuszy,
- 11 decyzji o innym charakterze wydano 9 przedsiębiorcom (umarzające prowadzone postępowania lub odmawiające wydania decyzji).

Udzielanie, zmiana, cofnięcie, wygaśnięcie koncesji na OPC to zadanie stale realizowane od 2005 r. przez pracowników OT Gdańsk. Na koniec 2005 r. rozstrzygnięto 45 postępowań w tym zakresie, tj.:

- wydano 16 decyzji udzielających koncesji,

- 4 postępowania zakończono innym rozstrzygnięciem (1 postępowanie umorzono, w 2 przypadkach koncesja została cofnięta, w 1 przypadku nastąpiło wygaśnięcie koncesji),
- 24 wnioski pozostawiono bez rozpoznania lub bez rozpatrzenia,
- 1 wniosek został zwrócony do nadawcy.

Do zakończenia w 2006 r. pozostały 44 sprawy.

Z analizy przedkładanych wniosków wynika, że zasadniczym problemem, z którym borykali się przedsiębiorcy, było kompletowanie wszystkich wymaganych prawem dokumentów, niezbędnych do uzyskania koncesji. Ponadto, istniały trudności w ustaleniu wiarygodności finansowej przedsiębiorców oraz w precyzyjnym ustaleniu właściciela majątku, na jakim przedsiębiorca miałby prowadzić działalność koncesjonowaną, oraz powiązania kapitałowo-osobowe pomiędzy podmiotami ubiegającymi się o udzielenie koncesji. Podczas prowadzonych postępowań administracyjnych wykorzystywane są wszelkie informacje przekazywane przez m.in. Państwową Inspekcję Handlową oraz Policję.

Osoby fizyczne prowadzące działalność gospodarczą tworzyły największą grupę przedsiębiorców składających wnioski o udzielenie koncesji na OPC (61,8%), następnie spółki z o.o. (25,0%), spółki cywilne (8,0%), spółki jawne (2,6%) i spółki akcyjne (2,6%).

Zatwierdzanie taryf dla ciepła

W okresie sprawozdawczym prowadzono 94 postępowania administracyjne w sprawie taryf dla ciepła. Rozstrzygnięto 85 spraw, z czego 64 w sprawie zatwierdzenia taryfy, a 21 w zakresie zmiany terminów ich obowiązywania. Wydano 47 decyzji zatwierdzających taryfę dla ciepła, 6 decyzji o odmowie zatwierdzenia taryfy oraz 11 decyzji umarzających postępowanie. Do zakończenia w 2006 r. pozostało 8 postępowań. Postępowania administracyjne w sprawie zmiany taryfy zostały w 12 przypadkach zakończone wydaniem decyzji o przedłużeniu okresu ich obowiązywania, natomiast w 8 przypadkach postępowanie na wniosek strony umorzono. W 1 przypadku wydano decyzję odmawiającą zatwierdzenia zmiany

taryfy. Decyzje zatwierdzające dotyczyły 22 przedsiębiorstw z woj. pomorskiego i 25 przedsiębiorstw z woj. warmińsko-mazurskiego (patrz rysunek D4).

W okresie sprawozdawczym wydano 1 decyzję zatwierdzającą taryfę, w której określono współczynnik poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa (X_p). Cztery przedsiębiorstwa posiadające długoletnie taryfy zatwierdzone w latach ubiegłych skorzystały w 2005 r. z możliwości zmiany (podwyżki) cen i stawek opłat w oparciu o wyznaczony w decyzjach współczynnik X_p , z wykorzystaniem wskaźnika RPI za 2004 r. na poziomie 3,5%. Korekta cen została dokonana w ramach samoregulacji.

Podkreślenia wymaga fakt, iż wnioskowane do zatwierdzenia wzrosty opłat za ciepło były znacznie wyższe od ostatecznie zatwierdzonych. Najwyższy proponowany wzrost wynosił 37,31% – ostatecznie zatwierdzono go na poziomie 6,99%. W efekcie działań regulacyjnych odbiorcy poniosą opłaty za ciepło niższe o 36,86 mln zł w porównaniu do opłat, jakie ponosiliby przy cenach i stawkach opłat pierwotnie proponowanych przez przedsiębiorstwa. Efekty tej regulacji, bardzo istotne z punktu widzenia odbiorców, nie powinny spowodować pogorszenia sytuacji finansowej koncesjonariuszy, ponieważ zatwierdzone taryfy zabezpieczają im niezbędne przychody na pokrycie kosztów prowadzenia działalności koncesjonowanej.

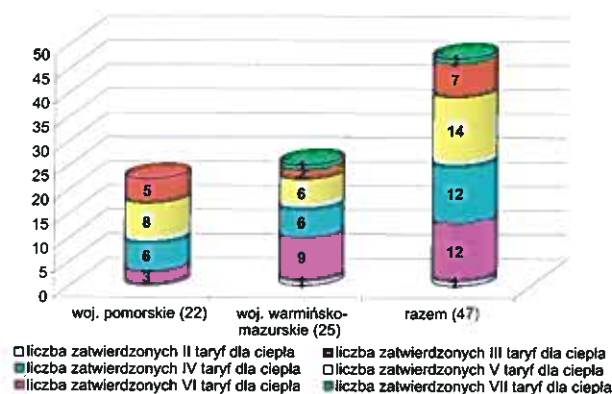
Średnioważona cena ciepła, wynikająca z zatwierdzonych w 2005 r. taryf, wyniosła ogółem 24,47 zł/GJ i w porównaniu do ceny ostatnio stosowanej wykazuje wzrost o 2,55%. W woj. pomorskim cena ta osiągnęła poziom 24,04 zł/GJ, a w woj. warmińsko-mazurskim poziom wyższy, tj. 25,36 zł/GJ, co związane jest m.in. z niższym udziałem ciepła wytwarzanego z mialu węgla kamiennego. Dla woj. warmińsko-mazurskiego wynosił on 92,2%, podczas gdy dla woj. pomorskiego 96,35%. Wskaźniki te były wyższe od ubiegłorocznych, które wynosiły odpowiednio: 87,99% i 93,56%.

Z kolei średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe ukształtowała się na poziomie 13,50 zł/GJ i wykazuje wzrost o 3,13% w stosunku do stawki opłaty ostatnio stosowanej. Dla woj. pomorskiego stawka ta wyniosła 14,73 zł/GJ, dla woj. warmińsko-mazurskiego 10,91 zł/GJ.

Z analizy zatwierdzonych taryf wynika, że spółki z kapitałem zagranicznym oferowały najniższe średnioważone ceny ciepła (22,70 zł/GJ), natomiast najwyższe ceny ciepła wynikały z taryf opracowanych przez przedsiębiorstwa prywatne (34,81 zł/GJ). Z kolei najniższe stawki opłat za usługi przesyłowe stosują przedsiębiorcy prywatni (6,65 zł/GJ), a najwyższe spółki z kapitałem zagranicznym (16,45 zł/GJ). Zróżnicowanie poziomu cen i stawek opłat było związane m.in. z rodzajem stosowanego paliwa w eksploatowanych przez te przedsiębiorstwa źródłach ciepła, ilością sprzedanego ciepła oraz długością i stanem technicznym eksploatowanych sieci ciepłowniczych.

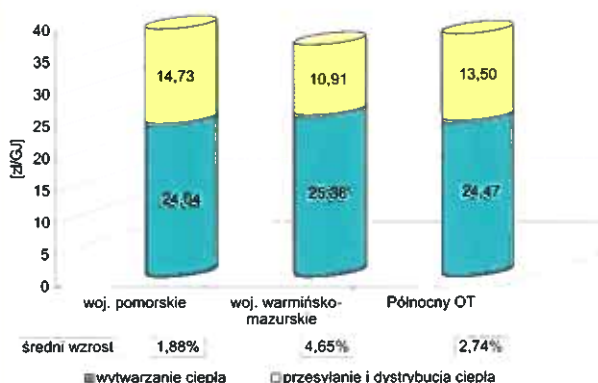
Uwzględniając zatwierdzone ceny i stawki opłat, można sformułować wniosek, iż odbiorcy z terenu dzia-

Rysunek D4. Taryfy dla ciepła zatwierdzone w 2005 r. w OT Gdańsk



lania OT Gdańsk ostatecznie zapłacić za dostarczone im ciepło średnio o 2,74%³⁾ więcej w porównaniu do opłat ostatnio wnoszonych. Wzrost ten jest niższy o 1,3 punktu procentowego od średniego wskaźnika wzrostu opłat za ciepło w skali kraju. W woj. pomorskim wzrost ten wyniósł 1,88%, natomiast w woj. warmińsko-mazurskim 4,65% (patrz rysunek D5).

Rysunek D5. Średnioważone ceny i stawki opłat zatwierdzonych w OT Gdańsk w 2005 r. oraz wzrosty opłat



W 2005 r. zatwierdzono 2 taryfy opracowane przez przedsiębiorstwa z woj. warmińsko-mazurskiego, wytwarzające ciepło z biomasy (zrębki drewna, trociny i inne drewnopochodne surowce) – średnioważona cena ukształtowała się na poziomie 29,27 zł/GJ. W porównaniu do cen ciepła pochodzącego ze spalania innych paliw stałych, a w szczególności z mialu węgla kamiennego (24,47 zł/GJ), są to ceny relatywnie wysokie. Na ich poziom wpływały wysokie koszty pozyskania i przygotowania surowca do produkcji ciepła oraz stosunkowo niewielka sprzedaż ciepła.

Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

Z dniem 1 stycznia 2005 r. Prezes URE zwolnił przedsiębiorstwa energetyczne, zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, z obowiązku przedkładania do zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej. Na terenie działania OT Gdańsk dotyczyło to 4 wytwórców energii elektrycznej.

W okresie sprawozdawczym zatwierdzono 1 taryfę dla energii elektrycznej, opracowaną przez Stocznnię Gdynia SA, która prowadzi działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną.

Rozstrzygnięcie spraw spornych

W sprawach spornych z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne prowadzono 22 postępowania administracyjne, przy czym 1 postępowanie zostało połączone

i obejmowało wnioski 4 odbiorców. Na koniec okresu sprawozdawczego 19 postępowań zakończono poprzez wydanie 14 decyzji umarzających postępowanie i 8 decyzji rozstrzygających spór. Do zakończenia w 2006 r. pozostały 3 sprawy. Od wydanych decyzji złożono 5 odwołań do Sądu Okręgowego w Warszawie – SOKiK, które nie zostały jeszcze rozpatrzone.

W trakcie rozpatrywanych spraw z inicjatywy regulatora doprowadzono do spotkań stron, mających na celu zakończenie sporu poprzez osiągnięcie kompromisu w sprawie. Na uwagę zasługuje fakt, że w wielu przypadkach po dokładnym wyjaśnieniu okoliczności spraw udało się osiągnąć między stronami porozumienie, na co wskazuje chociażby liczba umorzonych postępowań.

W zakończonych i prowadzonych postępowaniach wydano 10 postanowień na podstawie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, z czego 6 postanowień dotyczyło nakazania podjęcia dostaw paliw lub energii, a w 4 przypadkach odmówiono wznowienia dostaw. W 1 przypadku przedsiębiorca nie wykonał postanowienia nakazującego podjęcie dostaw ciepła. Sprawę przekazano do Wojewody celem wszczęcia postępowania egzekucyjnego. Na przedsiębiorcę Wojewoda nałożył grzywnę w celu przymuszenia.

Katalog rozpatrywanych spraw spornych dotyczył: nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej (9), odmowy zawarcia lub zmiany umowy sprzedaży energii elektrycznej lub ciepła (8), odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej (5), nieuzasadnionego wstrzymania dostaw paliwa gazowego (2) oraz nieuzasadnionego wstrzymania dostaw ciepła (1).

W 2005 r. większość rozpatrywanych sporów dotyczyła nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej w wyniku stwierdzenia przez przedsiębiorstwo nielegalnego poboru energii elektrycznej. W kilku przypadkach przedsiębiorstwo energetyczne wstrzymywało dostawy energii elektrycznej po długim okresie od dnia kontroli, podczas której stwierdzono nielegalny pobór, a odbiorca nie uiszczał należności z tego tytułu. W decyzjach rozstrzygających spór w takich przypadkach orzekano, że wstrzymanie dostaw energii elektrycznej po upływie długiego okresu od dnia stwierdzenia nielegalnego poboru energii elektrycznej (ponad rok) było nieuzasadnione. W powyższych decyzjach wskazywano, iż wstrzymanie dostaw energii elektrycznej nie może być środkiem egzekucji naliczonej opłaty z tytułu nielegalnego jej poboru. Przedsiębiorstwo nie zgodziło się z rozstrzygnięciem i wniosło odwołania od decyzji, które jeszcze nie zostały przez Sąd rozpatrzone.

Inna kategoria sporu rozpatrywanego w OT Gdańsk dotyczyła wstrzymania dostaw ciepła na rzecz lokalnej społeczności. Jako przyczynę wstrzymania dostaw przedsiębiorca podawał swoją trudną sytuację finansową, co uniemożliwiałoby mu płacenie należności za energię elektryczną, niezbędną w źródle ciepła. Znamiennym było to, że przedsiębiorca nie uiszczał należności za energię elektryczną po upływie sezonu grzewczego i po raz kolejny w ciągu kilku lat dostawa energii elektrycznej była

3) Średnie wzrosty oraz poziom cen i stawek opłat wynikają wyłącznie z taryf zatwierdzonych w OT Gdańsk.

wstrzymana w okresie, gdy ciepło miało być dostarczane tylko na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej. W decyzji rozstrzygającej niniejszy spór orzeczono, że wstrzymanie dostaw ciepła było nieuzasadnione. Przedsiębiorca nie wniósł odwołania.

Skargi i wnioski dotyczące działalności przedsiębiorstw energetycznych

W 2005 r. rozpatrywano łącznie 148 skarg i wniosków związanych z działalnością przedsiębiorstw energetycznych, w tym 88 w zakresie energii elektrycznej, 50 dotyczących ciepła i 8 w zakresie gazu. Ponadto, jeden z wniosków dotyczył uzyskania koncesji w zakresie OPC w przypadku podziału spółki, a inny – informacji na temat komisji kwalifikacyjnych.

Wśród rozpatrywanych spraw najczęściej pojawiały się problemy ze stosowaniem taryf dla ciepła i energii elektrycznej, stwierdzenia przez przedsiębiorstwa nielegalnego poboru energii elektrycznej i naliczenia opłat z tego tytułu, opłat za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej i umów sprzedaży energii elektrycznej.

Odmowy przyłączenia do sieci

W 2005 r. w OT Gdańsk realizowano inne nowe zadanie, związane z wnoszeniem zastrzeżeń do odmowy przez przedsiębiorstwa energetyczne przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych przyłączenia. Rozpatrywano 101 odmów, w tym 51 w zakresie przyłączenia do sieci gazowej, 38 do sieci elektroenergetycznej i 12 do sieci ciepłowniczej.

W wyniku prowadzonych postępowań dotyczących odmów przyłączenia do sieci gazowych, w 22 przypadkach przedsiębiorstwa wycofały się z odmów, w 2 innych z przyłączenia zrezygnowali odbiorcy, a w 8 sprawach regulator nie wniósł zastrzeżeń do odmów. Pozostałe 19 spraw nie zostało zakończonych w 2005 r.

Z kolei jeśli chodzi o odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznych, w 10 przypadkach przedsiębiorstwa wycofały się, do 9 odmów nie wniesiono zastrzeżeń, a 19 spraw będzie kontynuowanych w 2006 r.

Należy zauważyć, że odmowy dotyczyły w większości obiektów zlokalizowanych na terenach wiejskich o niskim stopniu urbanizacji.

Odnosnie odmów przyłączenia do sieci ciepłowniczej, jedno z przedsiębiorstw odmówiło przyłączenia 12 odbiorców, ostatecznie jednak uznało, że odmowy te były nieuzasadnione.

Analiza prowadzonych spraw wykazała, że w wielu przypadkach brakowało uchwalonych przez gminy planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, co miało istotne znaczenie przy odmowie przez przedsiębiorstwa przyłączenia do sieci. Ponadto, przedsiębiorstwa różnie, a niejednokrotnie także subiektywnie podchodziły do spraw przyłączenia do sieci. Stanowisko Prezesa URE w sprawie zarówno postępowania w przypadku odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznych, jak również do sieci gazowych z powodu braku warunków ekonomicznych, określające przejrzyste

kryteria w zakresie oceny ekonomicznej przyłączania nowych podmiotów, przyczyniło się do usystematyzowania i ustalenia reguł postępowania w takich sytuacjach. Obecnie można zauważyć, że zmniejsza się liczba wpływających powiadomień o odmowach przyłączenia do sieci, co pozwala przypuszczać, że przedsiębiorstwa bardziej szczegółowo analizują wnioski o przyłączenie i rozważają bardziej optymalne, zarówno ze względów ekonomicznych, jak i technicznych, sposoby przyłączania odbiorców do sieci.

Nakładanie kar pieniężnych

W 2005 r. prowadzono 5 postępowań administracyjnych w sprawie nałożenia kar pieniężnych, w tym 4 w zakresie stosowania przez przedsiębiorstwa taryf pomimo niedopełnienia obowiązku ich przedłożenia do zatwierdzenia Prezesowi URE, a także 1 postępowanie związane z zatrudnieniem na stanowisku elektryka pracownika nie mającego wymaganych przepisami kwalifikacji. Na koncesjonariuszy zostały nałożone kary w łącznej wysokości 14 500 zł.

3.3. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z UOKiK oraz powiatowymi (miejskimi) rzecznikami konsumentów

W 2005 r. kontynuowano współpracę z UOKiK. Udzielano wyjaśnień i informacji na przedstawione problemy. W ramach współpracy z powiatowymi (miejskimi) rzecznikami konsumentów nadal informowano rzeczników o składanych przez koncesjonariuszy wnioskach w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła. Informowano również rzeczników (w cyklach kwartalnych) o zatwierdzonych taryfach dla ciepła oraz o rozstrzygniętych skargach i sporach wnoszonych przez konsumentów z terenu ich działania. Ponadto, w ramach punktu konsultacyjnego, na bieżąco udzielano stosownych porad i wyjaśnień z zakresu energetyki.

b) współpraca z odbiorcami i przedsiębiorstwami energetycznymi

W okresie sprawozdawczym wyjaśniane były sprawy dotyczące parametrów jakościowych oraz sposobu pomiaru jakości gazu wysokometanowego GZ-50, dostarczanego mieszkańcom Słupska i okolic. Problem powrócił w związku z dokonaną w 2003 r. zmianą gazu ziemnego zaazatowanego na gaz ziemny wysokometanowy i ponoszeniem w związku z tym przez odbiorców wyższych opłat. Z wnioskiem o wyjaśnienie sprawy zwrócił się wiceprzewodniczący Rady Miejskiej w Słupsku oraz Miejski Rzecznik Konsumentów. W celu rozwiązania zaistniałego problemu, z inicjatywy OT Gdańsk zorganizowano w jego siedzibie spotkanie zainteresowanych stron podczas którego zostało osiągnięte porozumienie.

Pomimo 7 lat regulacji, nadal istnieją problemy z opracowaniem taryfy dla ciepła, a ich nasilenie nastąpiło po wejściu w życie nowego rozporządzenia taryfowego. Mając powyższe na uwadze, z inicjatywy OT Gdańsk zorganizowano w marcu 2005 r. (w siedzibie oddziału)

bezpłatne szkolenie dla przedstawicieli przedsiębiorstw energetycznych na temat prawidłowego opracowania taryf dla ciepła. W szkoleniu wzięły udział 63 osoby.

Ponadto, na bieżąco odbywają się spotkania z odbiorcami ciepła, energii elektrycznej i gazu oraz z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych.

4. Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu

Zasięg terytorialny Zachodniego Oddziału Terenowego z siedzibą w Poznaniu obejmuje województwa: wielkopolskie i kujawsko-pomorskie.

Zatrudnienie w oddziale wynosi 15 osób, z tego: 7 posiada wykształcenie ekonomiczne, 5 – techniczne i 3 – prawnicze.

Od 6 kwietnia 1998 r. funkcję dyrektora oddziału pełni Henryk Kanoniczak.

4.1. Lokalny rynek energii

Charakterystyka sektora energetycznego

Na koniec 2005 r. co najmniej jedną koncesję posiadało 1 358 przedsiębiorstw energetycznych, w tym: dla ciepła – 160, energii elektrycznej – 164, paliw ciekłych – 1 145 i paliw gazowych – 11.

Największym producentem energii elektrycznej jest Zespół Elektrowni „Pątnów-Adamów-Konin” SA (2 288 MW) oraz elektrociepłownie w Poznaniu (275,5 MW) i Bydgoszczy (262,4 MW), wytwarzające energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu, o łącznej mocy cieplnej osiągalnej 2 432,7 MW. Przedsiębiorstwa te posiadają znaczne rezerwy mocy cieplnej, zapewniające bezpieczeństwo dostaw ciepła do odbiorców w tym zakresie.

Na terenie działania oddziału dystrybucją oraz obrotem energią elektryczną zajmowały się trzy przedsiębiorstwa energetyczne:

- ENEA SA dla następujących obszarów działania: Obszar nr I – bydgoski, Obszar nr II – gorzowski, Obszar nr III – poznański, Obszar nr V – zielonogórski,
- Koncern Energetyczny ENERGA SA Oddział Energetyka Kaliska w Kaliszu,
- Koncern Energetyczny ENERGA SA Oddział Zakład Energetyczny Toruń w Toruniu.

Usługi dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną świadczyły również przedsiębiorstwa energetyczne: Koncern Energetyczny ENERGA SA Oddział Zakład Energetyczny Płock i Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA.

W zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła największe przedsiębiorstwa to Dalkia Poznań SA i Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Bydgoszczy świadczące usługi przesyłowe na poziomie odpowiednio 1 018 MW i 722 MW.

Głównymi dostawcami i dystrybutorami paliw gazowych na terenie woj. wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego są dwie spółki: Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu i Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Gdańsku.

W rejonie obsługiwanym przez Wielkopolską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. w Poznaniu (WSG Sp. z o.o.) stosowany jest, obok gazu GZ-50 (E), gaz ziemny zaazotowany GZ-35 (Ls), którego udział w ogólnej sprzedaży gazu przez WSG Sp. z o.o. w 2005 r. w przeliczeniu na gaz wysokometanowy wyniósł ponad 33%, natomiast udział gazu GZ-41,5 (Lw) wyniósł 5,8%.

Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła odbywa się również w eksploatowanych na terenie działania oddziału odnawialnych źródłach energii. Elektrownia Wodna na Wiśle we Włocławku o mocy zainstalowanej 160,2 MW sprzedała w 2005 r. 711,0 GWh energii elektrycznej, natomiast Elektrownie Wodne w Samociążku, gmina Koronowo, o łącznej zainstalowanej mocy 45,2 MW, sprzedały 96,2 GWh energii elektrycznej.

Koncesjonowane źródła opalane słomą i zrębkami drewna, o łącznej mocy 10 MW, wytwarzają rocznie ok. 44 tys. GJ ciepła. Kotłownie takie pracują w: Sępólnie Krajeńskim, Nowych Skalmierzycach, Opatówku.

Jeden koncesjonariusz w kotle sodowym o mocy 169 MW wytwarza ciepło powstające w wyniku regeneracji ługów związanych z produkcją masy celulozowej.

Jedno przedsiębiorstwo energetyczne realizuje obowiązek zakupu ciepła (22,11 tys. GJ/rok) ze źródła niekonwencjonalnego eksploatowanego w Toruniu, opalanego biogazem uzyskiwanym ze składowiska odpadów komunalnych.

W roku sprawozdawczym nie odnotowano awarii systemów energetycznych, wywołujących nadmierne przerwy w dostawach energii elektrycznej, ciepła bądź gazu ziemnego do odbiorców. Nie odnotowano również przerw w dostawach ciepła z powodu braku paliw.

Odbiorcy paliw i energii

Na terenie działania oddziału w 2005 r. było 320 098 odbiorców uprawnionych do korzystania z usług przesyłowych zakupionej energii elektrycznej od wybranych dostawców. Jednak z prawa tego korzystało tylko dwóch odbiorców:

- Aluminium Konin – Impexmetal SA, jako największy odbiorca energii elektrycznej (987,7 GWh) korzystała z usług przesyłowych świadczonych przez Koncern Energetyczny ENERGA SA Oddział Energetyka Kaliska w Kaliszu,
- Słodownia SOUFFLET POLSKA Sp. z o.o. w Poznaniu – zakupiła 11,6 GWh energii elektrycznej, korzystając z usług przesyłowych świadczonych przez ENEA SA w Poznaniu.

Drugim pod względem wielkości zakupu odbiorcą energii elektrycznej są Zakłady Azotowe ANWIL SA we Włocławku, które w 2005 r. zakupiły 563,2 GWh energii elektrycznej.

Odbiorcami energii elektrycznej, dokonującymi rocznych zakupów powyżej 300 GWh, są: Kopalnia Węgla Brunatnego KONIN SA w Kleczewie (351,7 GWh), Zakłady Chemiczne ZACHEM w Bydgoszczy (304,8 GWh) oraz „ELANA-ENERGETYKA” Sp. z o.o. w Toruniu (299,3 GWh).

Największymi odbiorcami ciepła są spółdzielnie mieszkaniowe (SM), takie jak np.: SM Osiedle Młodych w Poznaniu, która w 2005 r. kupiła ponad 1 034 tys. GJ ciepła, oraz Poznańska SM, Poznańska SM Winogrody, SM Grunwald w Poznaniu, ADM Sp. z o.o. w Bydgoszczy, Bydgoska SM i Fordońska SM w Bydgoszczy (zakupiły one w 2005 r. od 400 do 600 tys. GJ ciepła).

Najwięcej gazu ziemnego na terenie działania oddziału zużywają Zakłady Azotowe Anwil SA we Włocławku – 485 mln m³ rocznie. Natomiast Kronospan Polska w Szczecinku (zakup 49,3 mln m³) oraz huty szkła w: Gostyniu, Ujściu, Antoninku i Sierakowie, zużywające rocznie od 16,7 do 33,4 mln m³, oraz Volkswagen Poznań Sp. z o.o. (roczne zużycie blisko 22 mln m³) to główni odbiorcy gazu ziemnego z Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. w Poznaniu. Najwięksi odbiorcy zaopatrywani w gaz przez Pomorską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Bydgoszczy to Zakłady Tłuszczowe „Kruszwica” (zakup 13,6 mln m³) oraz Huta Szkła Gospodarczego „Irena” w Inowrocławiu (zakup ponad 10 mln m³).

4.2. Działalność regulacyjna

Koncesjonowanie

Od maja 2005 r. rozszerzony został zakres działalności oddziałów terenowych, co spowodowało wzrost ogólnej liczby rozpatrywanych w nich spraw koncesyjnych, bowiem do końca 2005 r., oprócz wniosków dotyczących koncesji dla ciepła i energii elektrycznej, wpłynęło również 97 wniosków o udzielenie koncesji na obrót paliwami ciekłymi, cofnięcie bądź stwierdzenie wygaśnięcia koncesji. Wśród tych wniosków większość stanowiły wnioski złożone przez osoby fizyczne prowadzące działalność gospodarczą samodzielnie bądź w formie spółki cywilnej.

Do końca 2005 r. udzielono 43 koncesji na obrót paliwami ciekłymi, 3 przedsiębiorcom odmówiono udzielenia koncesji, cofnięto bądź stwierdzono wygaśnięcie 5 koncesji, a 14 wniosków z uwagi na brak odpowiedzi na wezwanie pozostawiono bez rozpatrzenia.

Wśród rozpatrywanych spraw koncesyjnych w zakresie zaopatrzenia w ciepło i energię elektryczną 9 wydanych decyzji dotyczyło udzielenia koncesji na: wytwarzanie ciepła (3), przesyłanie i dystrybucję ciepła (3), obrót ciepłem (2) i wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (1), natomiast 57 decyzji dotyczyło zmian wcześniej udzielonych koncesji w zakresie zaopatrzenia w ciepło i energię elektryczną, wynikających z przejmowania przez przedsiębiorstwa źródeł ciepła i sieci ciepłowniczych od innych przedsiębiorców, podejmowania działań inwestycyjnych i modernizacyjnych źródeł ciepła i sieci ciepłowniczych, zmiany rodzaju paliwa z węglowego na paliwo gazowe, olejowe czy biomasę.

W związku z nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne w zakresie obowiązku posiadania koncesji 43 przedsiębiorstwa energetyczne wystąpiły o stwierdzenie wygaśnięcia koncesji w zakresie zaopatrzenia w ciepło. W wyniku

prowadzonych postępowań administracyjnych wydano 66 decyzji stwierdzających wygaśnięcie koncesji, co spowodowało wykreślenie z ewidencji 29 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych.

Ponadto, 3 przedsiębiorstwa energetyczne będące jeszcze w 2004 r. samodzielnymi przedsiębiorstwami koncesjonowanymi zostały włączone w struktury organizacyjne innych przedsiębiorców (łączenie przez przejęcie całego majątku), co spowodowało wykreślenie ich z właściwego rejestru przedsiębiorców, a tym samym wygasły posiadane przez te przedsiębiorstwa koncesje w zakresie zaopatrzenia w ciepło i energię elektryczną.

W 2005 r. w oddziale rozpatrzono ogółem 136 spraw koncesyjnych, w tym w zakresie zaopatrzenia w ciepło i energię elektryczną 86 spraw, w zakresie obrotu paliwami ciekłymi 50, wydając łącznie 184 decyzje dotyczące udzielenia koncesji, zmiany koncesji, cofnięcia, stwierdzenie wygaśnięcia koncesji, a także odmowy udzielenia koncesji.

Ponadto, wydano 16 decyzji dotyczących umorzenia prowadzonego postępowania, 14 złożonych wniosków o udzielenie koncesji pozostawiono bez rozpatrzenia (przedsiębiorcy nie odpowiadali na wystosowane wezwania), a 7 wniosków zwrócono przedsiębiorcom (nie uiszcili bowiem wymaganej opłaty skarbowej).

Liczba przedsiębiorstw ciepłowniczych posiadających przynajmniej jedną koncesję na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia w ciepło wg stanu na koniec 2005 r. wynosiła 82, przy czym w zakresie wytwarzania ciepła liczba koncesji wynosiła 72, w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła 71 i obrotu ciepłem 17. Przedsiębiorstw energetycznych posiadających przynajmniej jedną koncesję na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną wg stanu na koniec 2005 r. było 141, przy czym w zakresie wytwarzania energii elektrycznej liczba koncesji wynosiła 122, przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej – 16, a obrotu energią elektryczną – 26.

W zakresie zaopatrzenia w paliwa ciekłe wg stanu na koniec 2005 r. liczba przedsiębiorstw energetycznych posiadających przynajmniej jedną koncesję wynosiła 1 145, przy czym w zakresie wytwarzania paliw ciekłych liczba koncesji wynosiła 5, magazynowania – 15 i obrotu paliwami ciekłymi – 1 145.

Na koniec 2005 r. 7 przedsiębiorstw energetycznych posiadało przynajmniej jedną koncesję na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w paliwa gazowe, przy czym w zakresie przesyłania paliw gazowych liczba koncesji wynosiła 6, a obrotu paliwami gazowymi – 7.

Zatwierdzanie taryf dla ciepła

W 2005 r. rozpatrzono łącznie 76 wniosków dotyczących zatwierdzenia taryfy dla ciepła. Wydano 64 decyzje zatwierdzające taryfy dla ciepła, 2 odmawiające zatwierdzenia takiej taryfy, 1 wniosek pozostawiono bez rozpoznania, 3 postępowania umorzono, natomiast pozostałych 6 dotyczyło zmian decyzji zatwierdzą-

cych taryfy dla ciepła, głównie ze względu na zmianę kosztów paliwa gazowego. Spośród wydanych decyzji zatwierdzających nowe ceny i stawki opłat, 26 dotyczyło przedsiębiorstw mających swoją siedzibę na terenie woj. kujawsko-pomorskiego, 33 na terenie woj. wielkopolskiego, a 5 było spoza województw znajdujących się na terenie działania oddziału. Wszystkie koncesjonowane przedsiębiorstwa objęte są taryfowaniem. W roku sprawozdawczym liczba taryf zatwierdzonych przez oddział od momentu rozpoczęcia taryfowania przekroczyła już pół tysiąca. Regulowany przychód ze sprzedaży ciepła przez przedsiębiorstwa, którym zatwierdzono w 2005 r. taryfy, wyniósł ponad 925 mln zł, co stanowi ponad 50% przychodów wszystkich przedsiębiorstw podlegających taryfowaniu przez oddział.

Zgodnie z obowiązującymi przepisami postępowania w sprawie zatwierdzenia taryfy prowadzono bez zbędnej zwłoki, nie przekraczając ustawowego terminu rozpatrzenia spraw. Spośród 33 przedsiębiorstw posiadających wieloletnie taryfy dla ciepła, 2/3 przeprowadziło w 2005 r. indeksację cen i stawek opłat (w roku poprzednim – 1/3). W trzech przypadkach nie w pełni wykorzystano możliwość podwyżki. Tak więc przedsiębiorstwa w coraz większym stopniu korzystają z możliwości indeksowania cen i stawek opłat. Pomimo wyraźnego wzrostu cen paliw, zmniejszenia zużycia ciepła przez odbiorców, niezadowolającej rentowności tylko kilka przedsiębiorstw posiadających taryfy wieloletnie zawnioskowało o skrócenie terminu ich obowiązywania.

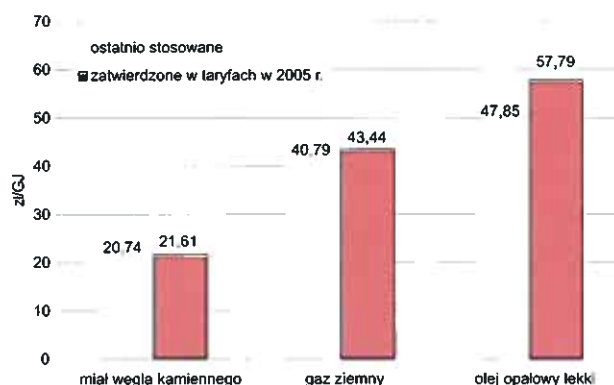
W okresie sprawozdawczym wydano 20 decyzji zatwierdzających taryfy dla ciepła, w których określono współczynniki korekcyjne X_p , co stanowiło ok. 30% wszystkich zatwierdzonych taryf (42% w 2004 r.). Najczęściej wnioskowali o zatwierdzenie taryf wieloletnich wytwórcy ciepła lub przedsiębiorstwa ciepłownicze, w których ryzyko wzrostu kosztów strat ciepła na skutek zmian cen ciepła nie występuje, gdyż w tym przypadku zatwierdzana jest jedna taryfa obejmująca oba rodzaje działalności. W zatwierdzonych taryfach wieloletnich współczynniki X_p ustalono na poziomie od 0 do 1,0%, przy czym w większości były to współczynniki nie przekraczające 0,5% przy prognozowanym wskaźniku inflacji w wysokości 2,3% (rzeczywisty 2,1%), dając tym samym możliwość indeksowania cen i stawek opłat bez konieczności ich przedstawiania do zatwierdzenia Prezesowi URE, jednak o wartość nie przekraczającą wskaźnika inflacji.

Rok 2005 był kolejnym, siódmym już rokiem taryfowania w ciepłownictwie. Sukcesywnie, z roku na rok zmniejsza się różnica między proponowanym przez przedsiębiorstwa wzrostem cen i stawek opłat a uznanym za uzasadniony. Starania przedsiębiorstw ciepłowniczych, regulatora i odbiorców ciepła zmierzające do ograniczenia wzrostu opłat za ciepło zostały zniweczone przez duży wzrost cen paliw. Dynamika wzrostu cen i stawek opłat za ciepło była niemal dwa razy większa od inflacji w 2005 r. W zatwierdzonych taryfach ceny i stawki opłat wzrosły średnio o 4,06% w stosunku do cen i stawek opłat ostatnio stosowanych przez przedsiębiorstwa ustalające

taryfy, przy pierwotnie proponowanym wzroście 4,91%. Obniżenie w wyniku działań regulacyjnych proponowanego wskaźnika wzrostu powoduje, że odbiorcy ciepła płacą o ponad 7,5 mln zł mniej niż planowały wstępnie przedsiębiorstwa ciepłownicze. W przypadku pięciu przedsiębiorstw zatwierdzono taryfy skutkujące spadkiem cen i stawek opłat, a w dwóch przypadkach poziom cen nie zmienił się.

Średnia wskaźnikowa cena ciepła netto dla pierwszego roku stosowania taryfy w zakresie wytwarzania ciepła dla taryf zatwierdzonych w okresie sprawozdawczym wyniosła 25,61 zł/GJ, rosnąc o 3,94% w stosunku do ostatnio stosowanej. Natomiast średnia wskaźnikowa stawka opłaty netto za usługi przesyłowe dla tegoż roku to 8,85 zł/GJ (wzrost o 3,27% w stosunku do ostatnio stosowanej)⁴⁾. Ceny ciepła netto wytwarzanego z różnych paliw przedstawia rysunek D6.

Rysunek D6. Średnie jednoczłonowe ceny netto wytwarzania ciepła z najczęściej stosowanych paliw



Jednoczłonowe ceny ciepła wytwarzanego w oparciu o miel węgla kamiennego są bezkonkurencyjne (połowa ceny ciepła z gazu ziemnego). Największa dynamika średnich jednoczłonowych cen wytwarzania ciepła dotyczy przede wszystkim źródeł opalanych olejem opałowym – wzrost o ponad 20%, lub gazem – wzrost o ponad 6,5%. Przyczyna takiego stanu rzeczy tkwi w zmianach cen paliw, jakie miały miejsce w ciągu roku sprawozdawczego. I tak, cena m³ gazu oraz cena tony oleju opałowego z grudnia 2005 r. w stosunku do grudnia 2004 r. wzrosły o ok. 30%. Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne dała przedsiębiorstwom możliwość zmiany cen i stawek opłat częściej niż raz na 12 miesięcy w przypadku nieprzewidzianej, istotnej zmiany warunków prowadzenia działalności ciepłowniczej. Dzięki takiemu rozwiązaniu przedsiębiorstwa zużywające do produkcji ciepła olej opałowy lub gaz ziemny mogły wystąpić o zatwierdzenie zmiany

4) Wielkości wyliczone bez uwzględnienia 2 przedsiębiorstw energetycznych z woj. kujawsko-pomorskiego, sprzedających ciepło głównie na potrzeby procesów technologicznych.

taryfy dla ciepła. Skorzystanie z takiej możliwości pozwoliło kilku przedsiębiorstwom uniknąć znacznych strat finansowych.

Zarządzający przedsiębiorstwami energetycznymi widzą konieczność inwestowania, dokonują w miarę możliwości finansowych inwestycji modernizacyjnych w zakresie wytwarzania ciepła (modernizacja źródeł), jak również w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła (rozbudowa sieci) w związku z chęcią pozyskiwania nowych odbiorców. Z punktu widzenia odbiorców zainteresowanych przyłączeniem do sieci ciepłowniczej ważne są jasno określone zasady i warunki takiego przyłączenia. Istnieje ustawowy wymóg określania w taryfach stawek opłat za przyłączenie do sieci ciepłowniczej. Regulator wymaga od przedsiębiorstw spełnienia takiego wymogu, w szczególności od tych, które posiadają techniczne możliwości i potencjalnych nowych odbiorców ciepła. Określenie w taryfie stawek opłat za przyłączenie do sieci ciepłowniczej nie ogranicza możliwości pobierania opłat mniejszych od zatwierdzonych w taryfach. Pozwala to przedsiębiorstwom ciepłowniczym na konkutowanie w zdobywaniu nowych odbiorców, np. z lokalnymi spółkami gazowniczymi.

Z analizy wniosków taryfowych wynika, iż koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze systematycznie wykonują plany remontów, co polepsza funkcjonowanie systemów ciepłowniczych. Przedsiębiorstwa, które kilka lat temu podjęły działania restrukturyzacyjne, nastawiły się na racjonalizację kosztów, skutecznie *zamieniają koszty na zyski* przy nieznacznym wzroście cen i stawek opłat. Zaczynają mieć z tego korzyści właściciele przedsiębiorstw i w coraz większym stopniu odbiorcy.

Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej dla przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej

W 2005 r. zatwierdzono 8 taryf dla energii elektrycznej przedsiębiorstwom energetycznym. Taryfy tych przedsiębiorstw obejmowały przesyłanie i dystrybucję oraz obrót energią elektryczną. Dwa przedsiębiorstwa prowadzą działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną jako samodzielne podmioty gospodarcze, wykorzystując do tej działalności dzierżawione od macierzystej spółki urządzenia i instalacje. Dla sześciu przedsiębiorstw prowadzona działalność gospodarcza w zakresie przesyłania i dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną ma charakter dodatkowy. Odbiorcami energii elektrycznej są przede wszystkim firmy zlokalizowane na terenie tych przedsiębiorstw albo w bezpośrednim sąsiedztwie, a uzyskiwane przychody ze sprzedaży energii elektrycznej stanowią niewielki odsetek ogólnej wartości przychodów ze sprzedaży produktów i usług.

Zatwierdzane w taryfie ceny i stawki opłat nie powodowały z reguły ponoszenia przez odbiorców opłat wyższych od tych, jakie odbiorcy energii elektrycznej ponosiliby, gdyby bezpośrednio kupowali energię elektryczną od spółek dystrybucyjnych działających na tym samym terenie.

Zatwierdzanie taryf dla paliw gazowych

W 2005 r. rozpatrzono po raz pierwszy 3 wnioski jednego przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami gazowymi, które dotyczyły zmiany obowiązującej taryfy w zakresie ceny gazu ziemnego wysokometanowego, z uwagi na wyższe koszty pozyskania tego gazu od PGNiG SA.

Rozstrzyganie spraw spornych

Na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w sprawach spornych prowadzono 12 postępowań administracyjnych i wszystkie zakończyły się wydaniem decyzji. W 5 przypadkach strony wniosły odwołanie do SOKiK, przy czym sprawy te nie zostały jeszcze przez Sąd rozpatrzone. Sprawy sporne dotyczyły ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych.

W zakresie ciepła wydano 2 decyzje, z tego jedna dotyczyła nieuzasadnionego wstrzymania dostaw ciepła, a druga – odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła. Żadna ze stron nie wniosła odwołania i decyzje są prawomocne. W trakcie obu powyższych postępowań zostały wydane postanowienia o podjęciu i kontynuowaniu dostaw ciepła do budynków wnioskodawcy do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu.

W zakresie energii elektrycznej wydano 9 decyzji w 9 postępowaniach, z tego 4 decyzje dotyczyły odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, 4 decyzje – nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej, a 1 decyzja dotyczyła zmiany postanowień zawartej już umowy sprzedaży energii elektrycznej.

W zakresie paliw gazowych spór dotyczył odmowy przyłączenia do sieci gazowej z powodu braku warunków ekonomicznych. Ponieważ przyłączenie nieruchomości do sieci gazowej nie spełniało warunków efektywności ekonomicznej, w decyzji stwierdzono, że na przedsiębiorstwie nie ciąży obowiązek zawarcia umowy. Decyzja jest prawomocna.

Rodzaj i zakres rozpatrywanych spraw w zakresie sporów wskazuje, że z jednej strony, odbiorcy nie tylko wiedzieli, jakie przysługują im uprawnienia w przypadku niewywiązywania się przez przedsiębiorstwa energetyczne ze zobowiązań, ale potrafili również podejmować działania zmierzające do ochrony własnych interesów. Jednakże, z drugiej strony, odbiorcy domagali się od Prezesa URE rozstrzygnięcia spraw należących do jurysdykcji sądów powszechnych, jak chociażby stwierdzenia zasiedlenia nieruchomości, potwierdzenia nabycia spadku przez daną osobę albo wydania zaświadczenia stwierdzającego prawomocność decyzji administracyjnej. W powyższych sprawach oczekiwania odbiorców przekraczały kompetencje ustawowe Prezesa URE i nie mogły zostać rozpatrzone tak, jak tego żądali odbiorcy.

W okresie sprawozdawczym rozpatrywano również sprawy, które nie wymagały przeprowadzenia postępowania administracyjnego i wydania decyzji administracyjnej. W 2005 r. rozpatrzono 71 skarg na działalność przed-

siębiorstw energetycznych, z czego 42 skargi dotyczyły energii elektrycznej, 25 – ciepła i 4 – gazu.

W sprawach z zakresu energii elektrycznej dominowała kwestia nielegalnego pobierania energii elektrycznej. W sprawach związanych ze sprzedażą ciepła odbiorcy w większości podnosili w swoich pismach kwestie rozliczeń za dostarczone ciepło. We wszystkich przypadkach udzielono odbiorcom oraz przedsiębiorstwom energetycznym wyczerpujących wyjaśnień.

Odmowy przyłączenia do sieci

Obowiązująca od 3 maja 2005 r. zmiana ustawy – Prawo energetyczne przyznała Prezesowi URE nowe upoważnienie do wnoszenia zastrzeżeń do wydawanych przez przedsiębiorstwa energetyczne odmów przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych. Przedsiębiorstwa energetyczne w okresie sprawozdawczym przesłały 373 odmowy przyłączenia do sieci, z tego 369 dotyczyło przyłączenia do sieci gazowej, 3 – przyłączenia do sieci elektroenergetycznej i 1 – przyłączenia do sieci ciepłowniczej.

W zakresie odmów przyłączenia do sieci gazowej w 87 przypadkach nie zgłoszono zastrzeżeń do wydanych odmów, w 15 przypadkach przedsiębiorstwo energetyczne wydało warunki przyłączenia pomimo wcześniejszych odmów, w 1 przypadku postępowanie zostało umorzone, gdyż przedsiębiorstwo wydało warunki przyłączenia, 3 odmowy przedsiębiorstwo anulowało i zapowiedziało wydanie warunków przyłączenia. Ponadto, w 1 sprawie wnioskodawca zrezygnował z ubiegania się o przyłączenie, w 9 sprawach odmowy przyłączenia do sieci zostały spowodowane brakiem warunków technicznych, a w 19 odmowach przedsiębiorstwo poinformowało, że nie są one ostateczne. W związku z powyższym przedsiębiorstwo zostało pouczone, że postępowanie w sprawie wnoszenia zastrzeżeń dotyczy odmów ostatecznych.

W zakresie odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej w 2 przypadkach przedsiębiorstwo wydało warunki przyłączenia, a w 1 przypadku nie zgłoszono zastrzeżeń do nadesłanej odmowy. Pozostałe sprawy dotyczące odmów przyłączenia do sieci rozpatrywane są na bieżąco.

Wpływające odmowy przyłączenia do sieci gazowej i elektroenergetycznej badane są w oparciu o sformułowane w stanowiskach Prezesa URE kryteria. Należy zauważyć, że przedsiębiorstwa energetyczne, nadsyłając dokumenty potrzebne do przeanalizowania odmów, stosują się do powyższych reguł. Z nadesłanych odmów wynika, że największe zapotrzebowanie związane jest z przyłączaniem do sieci gazowej i w większości dotyczy zabudowy jednorodzinnej.

4.3. Pozostała działalność oddziału

W 2005 r. kontynuowane było wydawanie poradnika – informatora dla odbiorców ciepła, który ukazywał się średnio raz na kwartał w dzienniku lokalnym – „Głosie Wielkopolskim”. Jego zasadniczym zadaniem było wyjaśnienie

odbiorcom ciepła podstawowych zagadnień z zakresu prawa energetycznego oraz poinformowanie o uprawnieniach, jakie dają im przepisy prawne w tej dziedzinie.

Podobnie jak w latach poprzednich, pracownicy oddziału w godzinach pracy urzędu, jak i w ramach uruchomionego punktu informacyjnego dla konsumentów i rzeczników konsumentów, udzielali odpowiedzi na zapytania i wątpliwości kierowane do oddziału.

5. Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie

Właściwość terytorialna Wschodniego Oddziału Terenowego z siedzibą w Lublinie (OT Lublin) obejmuje obszar dwóch województw: lubelskiego i podlaskiego, w skład których wchodzi łącznie 41 powiatów i 331 gmin.

W oddziale zatrudnionych jest 12 pracowników posiadających wyższe wykształcenie, w tym: 5 osób z wykształceniem technicznym, 3 – ekonomicznym, 1 – humanistycznym, 3 – prawniczym.

Od 19 kwietnia 2004 r. oddziałem kieruje Paweł Bogusławski.

5.1. Lokalny rynek energii

Charakterystyka sektora energetycznego

Na obszarze właściwości terytorialnej OT Lublin działalność energetyczną prowadzą przedsiębiorstwa posiadające łącznie 1 037 koncesji na wytwarzanie, magazynowanie, przesyłanie, dystrybucję oraz obrót paliwami i energią. W skład grupy przedsiębiorstw energetycznych wchodzi: 53 przedsiębiorstwa ciepłownicze, 48 przedsiębiorstw elektroenergetycznych, 3 przedsiębiorstwa dystrybucji i obrotu gazem, 856 przedsiębiorstw zajmujących się obrotem paliwami ciekłymi. Jedno z przedsiębiorstw – Zakłady Azotowe „Puławy” SA – zajmuje się zaopatrzeniem zarówno w ciepło, energię elektryczną, jak i w gaz.

Koncesjonowaną działalność ciepłowniczą prowadzą 53 przedsiębiorstwa, z czego w zakresie wytwarzania ciepła – 6, wytwarzania i przesyłania ciepła – 32, wytwarzania, przesyłania i obrotu ciepłem – 10, przesyłania i obrotu ciepłem – 5. Łączna moc zainstalowana źródeł ciepła wynosi 4 186 MW, z czego 92,74% to źródła węglowe, 5,36% gazowe, 1,27% olejowe, 0,63% to źródła opalane gazem propan-butan, odpadami drzewnymi lub biomasą. 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 łącznie 8 524 TJ ciepła, a moc cieplna zamówiona przez odbiorców wynosi 1 236 MW.

Największymi producentami energii elektrycznej i ciepła są elektrociepłownie pracujące w pełnym skojarzeniu: EC Lublin – Wrotków Sp. z o.o., EC Białystok SA, EC Zakładów Azotowych „Puławy” SA, Megatem EC – Lublin Sp. z o.o. Łączna osiągalna moc cieplna wymienionych elektrociepłowni wynosi 2 234 MW, a elektryczna – 550 MW.

Na obszarze działania OT Lublin znajdują się 3 spółki prowadzące działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej: Lubelskie Zakłady Energetyczne Lubzel SA, Zakład Energetyczny Białystok SA i Zamojska Korporacja Energetyczna SA, których roczna sprzedaż wynosi łącznie 7 699 GWh, a zapotrzebowanie mocy przez odbiorców 1 676 MW, oraz Zakład Energetyczny Warszawa Teren SA z siedzibą w woj. mazowieckim działający na niewielkim obszarze woj. lubelskiego.

Przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem gazu ziemnego, jego dystrybucją i obrotem to Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Tarnowie – Oddział Zakład Gazowniczy w Lublinie i Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Warszawie – Oddział Gazownia Białostocka, których roczna sprzedaż gazu wyniosła łącznie ok. 330 mln m³.

Odnawialne źródła energii elektrycznej to 45 małych elektrowni wodnych o mocy zainstalowanej 4,56 MW, 5 małych elektrowni wiatrowych o mocy 3,1 MW i elektrownia wykorzystująca energię biogazu, o mocy 0,64 MW. Spółki dystrybucyjne zakupują z tych źródeł 24,2 GWh, co stanowi jedynie 0,3% ich sprzedaży. Niekonwencjonalne źródła ciepła to 3 kotłownie opalane biomasą (zrębki drzewne, słoma), o łącznej mocy 19,1 MW.

Odbiorcy paliw i energii

Największym odbiorcą energii elektrycznej są Zakłady Azotowe „Puławy” SA, z rocznym zakupem 927 GWh energii. Ponad 100 GWh energii elektrycznej rocznie zakupują: Lubelski Węgiel „Bogdanka” SA, Cementownia „Chełm” oraz OWENS-ILLINOIS Polska SA w Jarosławiu. Odbiorcami ponad 40 GWh energii elektrycznej rocznie są: Zakłady Płyt Wiórowych SA w Grajewie, Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych – Przepompownia Adamowo, Fabryka Łożysk Tocznych „Kraśnik” SA oraz PKP „ENERGETYKA” Sp. z o.o. Zakupów powyżej 10 GWh rocznie dokonuje 38 odbiorców.

Największymi odbiorcami ciepła są spółdzielnie mieszkaniowe, 5 lubelskich o zużyciu od 196 TJ do 437 TJ oraz 4 spółdzielnie z Białegostoku o zużyciu od 258 TJ do 493 TJ.

Głównymi odbiorcami gazu ziemnego z sieci przesyłowej są: Zakłady Azotowe „Puławy” SA, które rocznie zakupują do produkcji wyrobów chemicznych 872 mln m³ gazu, EC Lublin – Wrotków Sp. z o.o. – 337 mln m³ do produkcji energii elektrycznej i ciepła w bloku parowo-gazowym oraz OSM MLEKPOL w Zambrowie – 5,1 mln m³.

5.2. Działalność regulacyjna

Koncesjonowanie

a) przedsiębiorstwa ciepłownicze, elektroenergetyczne i gazownicze

W związku ze zmianą regulaminu organizacyjnego URE, z dniem 12 maja 2005 r. zadania oddziałów terenowych URE zostały rozszerzone m.in. o sprawy związane z udzieleniem, zmianą, cofnięciem i stwierdzeniem wygaśnięcia koncesji na dystrybucję i obrót energią elek-

tryczną oraz dystrybucję i obrót paliwami gazowymi dla przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą w rozmiarze określonym w art. 16 ust. 6 pkt 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne.

W trakcie roku sprawozdawczego udzielono 2 koncesje – 1 przedsiębiorstwu na wytwarzanie oraz przesyłanie i dystrybucję ciepła. Wydano 29 decyzji zmieniających udzielone koncesje dotyczące działalności związanej z zaopatrzeniem w ciepło. Wszystkie te decyzje dotyczyły wniosków stron składanych na podstawie art. 41 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Zmiany warunków udzielonych koncesji dokonywane były na wniosek strony m.in. w związku z: rozszerzeniem działalności z powodu przejęcia bądź modernizacji źródła ciepła i sieci ciepłowniczych, ograniczeniem zakresu udzielonych koncesji, zmianą parametrów czynnika grzewczego, zmianą terminu ważności koncesji oraz zmianami organizacyjnymi lub formalnymi. Jedno postępowanie administracyjne o zmianę koncesji na wytwarzanie ciepła umorzono z urzędu w związku ze stwierdzeniem wygaśnięcia tej koncesji. Cofnięto 5 koncesji 2 przedsiębiorcom, którzy zaprzestali prowadzenia działalności koncesjonowanej. Ponadto, 6 przedsiębiorcom wydano 13 decyzji stwierdzających wygaśnięcie koncesji, na podstawie art. 162 § 1 pkt 1 Kpa, w związku z prowadzeniem przez te przedsiębiorstwa działalności ciepłowniczej wyłączzonej z obowiązku uzyskania koncesji przez ustawę z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska⁵⁾ (tabela D7 str. 80).

b) przedsiębiorstwa obrotu paliwami ciekłymi

Zgodnie z § 22 regulaminu organizacyjnego URE, do zadań oddziałów terenowych dodano m.in. sprawy z zakresu udzielania koncesji (promesy koncesji), a także zmiany, cofnięcia lub stwierdzenia wygaśnięcia koncesji (promesy koncesji) na obrót paliwami i biopaliwami ciekłymi, z wyłączeniem przypadków równoczesnego wykonywania innej działalności dotyczącej paliw (biopaliw) ciekłych wymagającej uzyskania koncesji. W związku z powyższym do OT Lublin wpłynęły 93 wnioski w sprawie udzielenia, zmiany lub cofnięcia koncesji na obrót paliwami ciekłymi.

Zatwierdzanie taryf dla ciepła

a) wnioski taryfowe

W 2005 r. do OT Lublin wpłynęło 70 wniosków dotyczących taryf dla ciepła. Wydano 49 decyzji zatwierdzających taryfy, 5 decyzji odmawiających zatwierdzenia taryf oraz 7 decyzji umarzających postępowania taryfowe. Dokonano 6 zmian w obowiązujących taryfach dla ciepła. W 5 przypadkach zmiany dotyczyły przedłużenia okresu obowiązywania taryfy, w 1 – zmiany grup taryfowych. Wydano 5 decyzji odmawiających zmiany taryfy, 1 decyzję umarzającą postępowanie, a 1 wniosek pozostawiono bez rozpoznania.

5) Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552.

Tabela D7. Decyzje koncesyjne wydane w 2005 r.

Wydane decyzje i postanowienia	Ciepło	Energia elektryczna	Paliwa ciekłe	Wydane decyzje i postanowienia ogółem
Decyzje koncesyjne	2		54	56
Decyzje zmieniające koncesje	29		3	32
Decyzje cofające koncesje	3	2	3	8
Decyzje stwierdzające wygaśnięcie koncesji	13		1	14
Postanowienia o sprostowaniu				
Decyzje umarzające postępowanie	1		1	2
Decyzje odmawiające udzielenia koncesji			4	4
Razem decyzje i postanowienia	48	2	66	116
Wnioski pozostawione bez rozpoznania			4	
Wnioski pozostawione bez rozpatrzenia			9	

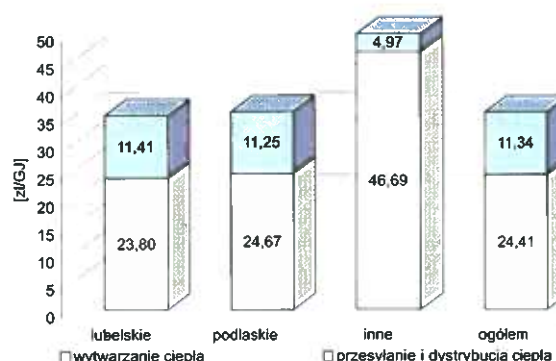
b) efekty regulacji

W 2005 r. średni wzrost cen i stawek opłat w stosunku do poprzednio stosowanych, wynikający z wszystkich zatwierdzonych w OT Lublin taryf dla ciepła, wyniósł 4,12%, w tym 2,40% w woj. lubelskim, 6,13% w woj. podlaskim i 14,40% w pozostałych województwach. Średni wzrost w stosunku do cen i stawek opłat ostatnio stosowanych wyniósł dla: pierwszych taryf 8,40%, drugich 8,03%, trzecich 4,46%, czwartych 0,35%, piątych 0,23%, szóstych 5,39%, siódmych 5,50%.

Kwota obciążenia odbiorców, o którą zostały w procesie regulacji zredukowane koszty planowane na pierwszy rok stosowania taryfy dla ciepła, to 22,79 mln zł. W stosunku do obciążeń, jakie wynikałyby z cen i stawek opłat zaproponowanych przez przedsiębiorstwa w pierwszych wnioskach, kwota ta stanowi 3,86%.

Bardzo duże znaczenie przy analizie wysokości cen z wytwarzania, obok rodzaju stosowanego paliwa i technologii wytwarzania, odgrywa także wielkość sprzedaży ciepła. W przedsiębiorstwach o dużej sprzedaży ciepła możemy zaobserwować efekt skali. Z przeprowadzonej

Rysunek D7. Średnie ceny i stawki opłat w podziale na województwa w taryfach zatwierdzonych w 2005 r.



analizy wynika, że w przedsiębiorstwach tych (elektrociepłownie, duże PEC-e) średnie ceny są znacznie niższe niż w przedsiębiorstwach o niskiej sprzedaży ciepła (poniżej

Tabela D8. Średnie ceny ciepła w podziale na rodzaj stosowanego paliwa w źródłach ciepła

Rodzaj paliwa stosowany w źródłach	Przedział cenowy [zł/GJ]	Średnia cena ciepła [zł/GJ]	Zmiana ceny ciepła [%]
miat węgla kamiennego	22,24 – 42,94	24,13	2,86
węgiel gruby, orzech, kostka	32,18 – 44,42	35,27	1,49
gaz	22,37 – 49,51	24,16	2,53
olej	59,71 – 69,61	63,30	25,93
propan-butan	-	75,07	26,59
zrębki i trociny	-	32,20	0,47
odpady meblarskie	-	14,51	6,53

Tabela D9. Średnie ceny i stawki opłat w zależności od wielkości sprzedaży ciepła

Wielkość sprzedaży ciepła [GJ]	Liczba przedsiębiorstw wytwarzających ciepło	Średnia cena ciepła [zł/GJ]	Liczba przedsiębiorstw przesyłających ciepło	Średnia stawka przesyłowa [zł/GJ]
do 50 000	18	40,54	8	5,72
50 000-100 000	7	33,36	3	6,72
100 000-500 000	9	27,13	15	8,70
500 000-1 000 000	4	23,65	4	12,69
powyżej 1 000 000	4	23,07	2	11,95
	42	24,41	32	11,34

500 tys. GJ rocznie). Wynika to z faktu, że w tej grupie znajdują się zarówno źródła wytwarzające ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną, jak i ciepłownie realizujące zadania modernizacyjne przyczyniające się do obniżki kosztów paliwa. Nie bez znaczenia przy opracowywaniu taryf dla ciepła przedsiębiorstw ciepłowniczych, w których moc nie przekracza 5 MW, było zastosowanie § 7 ust. 7 rozporządzenia taryfowego, zgodnie z którym taryfa taka zawiera wyłącznie stawki opłat (za zamówioną moc cieplną – opłata stała, za ciepło – opłata zmienna). Przy kalkulacji tych stawek uwzględnia się wszystkie koszty związane z wytwarzaniem oraz przesyłaniem i dystrybucją ciepła. Natomiast w przypadku większych przedsiębiorstw ciepłowniczych taryfa zawiera ceny (za zamówioną moc cieplną, za ciepło i za nośnik ciepła) odzwierciedlające koszty wytwarzania, jak również stawki opłat (stałe i zmienne za usługi przesyłowe) skalkulowane na podstawie kosztów przesyłania. Analiza stawek opłat za usługi przesyłowe wskazuje, że najwyższe stawki występują w przedsiębiorstwach o zaangażowaniu w działalność ciepłowniczą powyżej 90% – typowe PEC-e, sprzedające ponad 500 tys. GJ ciepła rocznie.

Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej i gazu ziemnego

W 2005 r. zadania oddziałów terenowych zostały rozszerzone także o sprawy związane z zatwierdzaniem taryf dla przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą w rozmiarze określonym w art. 16 ust. 6 pkt 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Do oddziału wpłynęły 4 wnioski dotyczące taryf dla energii elektrycznej i gazu ziemnego wysokometanowego. Do końca 2005 r. zatwierdzono 1 taryfę przedsiębiorstwu prowadzącemu działalność w zakresie dystrybucji i obrotu gazem ziemnym. Ponadto, zmieniono okres obowiązywania 1 taryfy dla energii elektrycznej.

Rozstrzyganie spraw spornych

W okresie sprawozdawczym, po przeprowadzeniu postępowań w trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, wydano 18 decyzji rozstrzygających spory w następujących sprawach: odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła (13 decyzji), z czego 6 decyzji orzekających zawarcie umowy sprzedaży ciepła oraz 7 decyzji umarzających postępowanie, odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej (1 decyzja umarzająca postępowanie), nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej (4 decyzje).

Wszczęto 3 postępowania dotyczące rozstrzygnięcia sporu w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, 1 postępowanie w sprawie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej oraz 1 w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej. Postanowieniem wydanym na podstawie art. 66 § 3 Kpa zwrócono 2 wnioski.

Wydano 7 postanowień w trybie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, w tym 1 postanowienie określające warunki kontynuowania dostaw ciepła do miejskiej sieci

ciepłowniczej do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu w sprawie zawarcia umowy sprzedaży ciepła, 2 postanowienia określające warunki wznowienia i kontynuacji dostaw energii elektrycznej do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej oraz 4 postanowienia o odmowie uwzględnienia wniosku o wydanie postanowienia określającego warunki podjęcia i kontynuacji dostaw do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu.

W okresie sprawozdawczym wydano 8 decyzji o umorzeniu postępowań w sprawie rozstrzygnięcia sporu, z czego 5 decyzji było wydanych po cofnięciu wniosku przez wnioskodawców, natomiast 3 decyzje w związku ze stwierdzeniem bezprzedmiotowości postępowania, zgodnie z art. 105 Kpa.

Skargi i wnioski dotyczące działalności przedsiębiorstw energetycznych

W 2005 r. wpłynęło 48 skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych, w tym: 34 skargi odbiorców energii elektrycznej, 10 skarg odbiorców ciepła, 4 skargi odbiorców gazu.

Najwięcej skarg wpłynęło z zakresu energii elektrycznej. Dotyczyły one problemów związanych z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej: wysokości opłat za przyłączenie, dodatkowych kosztów naliczanych przez przedsiębiorstwa, w tym kosztów przebudowy, a także opóźnień przy zawieraniu umowy sprzedaży energii elektrycznej. Odbiorcy zarzucali także przedsiębiorstwom energetycznym działania niezgodne z zawartymi umowami, m.in. niedotrzymywanie standardów jakościowych obsługi, zły sposób prowadzenia rozliczeń, niewłaściwy sposób przeprowadzania kontroli oraz niezasadną wysokość opłat i innych kosztów dotyczących nielegalnego poboru energii. Przedmiotem skarg było również wykorzystywanie przez przedsiębiorstwa energetyczne cudzych nieruchomości na posadowienie urządzeń energetycznych – wydawanie opinii w tych sprawach nie należy jednak do właściwości rzeczowej Prezesa URE.

Skargi na działalność przedsiębiorstw ciepłowniczych dotyczyły zasadności i prawidłowości stosowania poszczególnych cen i stawek opłat (zarówno w zatwierdzonych przez Prezesa URE taryfach, jak i w taryfach opracowanych dla lokalnych źródeł ciepła) oraz kwalifikacji odbiorców do określonej grupy taryfowej.

Z zakresu gazu skargi dotyczyły wielu aspektów działalności przedsiębiorstw energetycznych: zasadności zastosowania oraz wysokości opłaty za nielegalny pobór gazu, sposobu przeprowadzania kontroli, prób rozwiązania umowy z odbiorcą gazu.

Z ogólnej liczby skarg, które wpłynęły do OT Lublin, 6 skarg zostało zwróconych skarżącym lub przekazanych do organu właściwego do rozstrzygnięcia danej sprawy (po wydaniu postanowienia zgodnie z art. 65 § 1 lub z art. 66 § 3 Kpa).

W 12 przypadkach stwierdzono nieprawidłowości w działalności przedsiębiorstw energetycznych, w związku z czym skierowano do tych przedsiębiorstw zalecenia

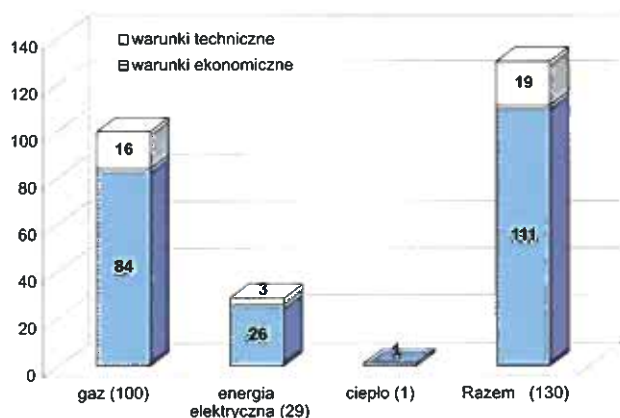
pokontrolne, które zostały przez przedsiębiorstwa zrealizowane w wyznaczonym terminie.

Odmowy przyłączenia do sieci

Nowelizacja ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, która weszła w życie z dniem 3 maja 2005 r., nałożyła na przedsiębiorstwa energetyczne obowiązek pisemnego powiadomienia Prezesa URE o odmowie zawarcia umowy o przyłączenie do sieci oraz upoważniła go do wnoszenia zastrzeżeń do zgłoszonych odmów (art. 7 ust. 1 i 9 ww. ustawy).

Do OT Lublin w 2005 r. wpłynęło od przedsiębiorstw energetycznych 130 zgłoszeń odmów zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, w tym 100 odmów przyłączenia do sieci gazowej, 29 do sieci elektroenergetycznej i 1 do sieci ciepłowniczej.

Rysunek D8. Zgłoszone odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci



a) odmowy przyłączenia do sieci gazowej

Na obszarze właściwości OT Lublin działają 2 spółki dystrybucyjne: Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., która zgłosiła Prezesowi URE 75 odmów przyłączenia do sieci, z tego 62 z powodu braku warunków ekonomicznych, a 13 z powodu braku warunków technicznych, oraz Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., która zgłosiła 24 odmowy: 2 z powodu braku warunków technicznych i 22 z powodu braku warunków ekonomicznych. Ponadto, OGP Gaz-System Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie zgłosił 1 odmowę z powodu braku warunków technicznych.

Do 31 grudnia wystosowano 15 zawiadomień o braku zastrzeżeń do zgłoszonych odmów. Wydano 26 decyzji o umorzeniu postępowania prowadzonego w sprawie zgłoszenia zastrzeżeń, w związku z dokonaną na wezwanie Prezesa URE przez przedsiębiorstwa energetyczne ponowną analizą efektywności ekonomicznej inwestycji, która wykazała istnienie warunków ekonomicznych przyłączenia podmiotów do sieci. W przypadku 17 podmiotów przedsiębiorstwa, po ukazaniu się Stanowiska Prezesa URE z dnia 1 września 2005 r., wycofały zgłoszone odmowy przed wszczęciem postępowania.

b) odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej

Spółki dystrybucyjne działające na obszarze OT Lublin zgłosiły 29 odmów przyłączenia do sieci, z czego w 26 przypadkach z powodu braku warunków ekonomicznych, a w 3 przypadkach z powodu braku warunków technicznych. W 17 sprawach wydano zawiadomienia o braku zastrzeżeń, jednakże po ukazaniu się Stanowiska Prezesa URE z dnia 30 grudnia 2005 r., wezwano przedsiębiorstwo do przeprowadzenia ponownej analizy odnośnie 16 wnioskodawców, którzy o tym fakcie także zostali powiadomieni.

c) odmowy przyłączenia do sieci ciepłowniczej

W okresie sprawozdawczym do oddziału wpłynęło 1 powiadomienie o odmowie przyłączenia do sieci ciepłowniczej. Po przeprowadzonym postępowaniu administracyjnym zawiadomiono strony o niezgłoszeniu przez Prezesa URE zastrzeżeń do odmowy przyłączenia do sieci ciepłowniczej z powodu braku warunków ekonomicznych.

Nakładanie kar pieniężnych

W 2005 r. przeprowadzono 1 postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej na podstawie art. 56 ustawy – Prawo energetyczne. Po przeprowadzeniu wyżej wymienionego postępowania wydano 1 decyzję w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za nieuzasadnione wstrzymanie dostaw ciepła. Wymierzona kara została przez przedsiębiorstwo uiszczona w terminie.

5.3. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z UOKiK

OT Lublin współpracował z UOKiK w ramach art. 23 ust. 1 pkt 7 ustawy – Prawo energetyczne. Współpraca polegała na udzielaniu niezbędnych informacji w zakresie interpretacji przepisów ustawy – Prawo energetyczne oraz wydanych do tej ustawy rozporządzeń wykonawczych. Utrzymywano również kontakty telefoniczne i udzielano informacji w bieżących sprawach prowadzonych przez UOKiK oraz Powiatowych Rzeczników Konsumentów.

b) współpraca z rzecznikami konsumentów

W związku ze skargami odbiorców na działalność przedsiębiorstw energetycznych, wpływającymi bezpośrednio do rzeczników konsumentów, na ich pisemną prośbę w 5 przypadkach udzielono odpowiedzi na pytania dotyczące: zasadności nakładania na odbiorców energii elektrycznej obowiązku przebudowy instalacji odbiorczej w związku z dokonaniem przez zakład energetyczny modernizacji sieci nn, sposobu prowadzenia rozliczeń za ciepło, obowiązków przedsiębiorstw energetycznych związanych z dotrzymywaniem parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej. W związku ze skargami do rzeczników konsumentów dotyczącymi niewykonania lub niewłaściwego wykonywania przez przedsiębiorstwa energetyczne ich obowiązków wynikających z ustawy – Prawo energetyczne, prowadzono postępowania wyjaśniające, wzywając przedsiębiorstwa do udzielenia stosownych informacji. O wynikach tych postępowań informowano rzeczników konsumentów.

- c) współpraca z odbiorcami, samorządami lokalnymi i innymi organami administracji publicznej

W 2005 r. w zakresie współpracy z jednostkami samorządu terytorialnego prowadzono głównie działalność informacyjną, która miała na celu wyjaśnienie problemów związanych z prowadzeniem przez te jednostki koncesjonowanej działalności gospodarczej. Ponadto, udzielano wyjaśnień i opinii dotyczących obowiązku posiadania koncesji, zatwierdzania taryf, jak również w innych sprawach dotyczących indywidualnych skarg odbiorców ciepła.

W związku z prowadzonymi postępowaniami w sprawie udzielenia koncesji na obrót paliwami ciekłymi współdziałano z innymi organami administracji publicznej, tj. z Powiatowymi i Wojewódzkimi Inspektoratami Nadzoru Budowlanego, Urzędem Dozoru Technicznego, Powiatowymi i Wojewódzkimi Komendami Straży Pożarnej, Państwową Inspekcją Handlową. Dzięki tej współpracy wyjaśniono szereg zagadnień formalnoprawnych, które dotyczyły głównie spełnienia przez podmioty ubiegające się o koncesję technicznych warunków prowadzenia tej działalności. W przypadku podejrzenia o prowadzenie działalności gospodarczej bez wymaganej koncesji, skierowano do Policji stosowne zawiadomienie. W 2 przypadkach, wobec zagrożenia ciągłości i niezawodności dostaw ciepła do odbiorców, informowano władze samorządowe o obowiązku realizacji zadań własnych gminy w zakresie zaopatrzenia w ciepło oraz planowania i organizacji tego zaopatrzenia. O faktach tych informowano także właściwych miejscowo wojewodów.

- d) działalność informacyjna

W zakresie działalności informacyjnej udzielano wyjaśnień indywidualnym odbiorcom ciepła, energii elektrycznej i gazu.

W odniesieniu do dostaw energii elektrycznej wpłynęło 7 zapytań. Zwracano się z prośbą o interpretację przede wszystkim przepisów dotyczących przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznej. Udzielano również odpowiedzi na temat zasadności pobierania przez przedsiębiorstwo energetyczne stałych i zmiennych opłat za usługi przesyłowe, możliwości składania reklamacji faktur, finansowania oświetlenia dróg należących do gminy.

Z zakresu ciepła wpłynęło 20 zapytań. Najwięcej z nich dotyczyło taryf dla ciepła (wprowadzania i obowiązywania taryf, sposobu prowadzenia rozliczeń), a także interpretacji postanowień umów sprzedaży ciepła (miejsca rozgraniczenia własności urządzeń i instalacji, wypowiedzania umów). Przedmiotem kierowanych do OT Lublin pytań były również warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej w zakresie ciepła oraz wynikające z wykonywania tej działalności obowiązki publicznoprawne. W zapytaniach poruszono ponadto problem dotyczący praktyk ograniczających konkurencję na rynku ciepła.

Działalność informacyjna wyrażała się także w formułowaniu opinii i udzielaniu odpowiedzi na pytania, pochodzące zarówno od przedsiębiorstw energetycznych, jak

i instytucji zajmujących się ochroną praw konsumentów, a także w udzielaniu odpowiedzi na pytania kierowane do oddziału przez redakcje lokalnych gazet.

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 279 gmin (odpowiednio 177 i 102 gminy).

Dyrektorem oddziału od 1 października 2002 r. jest dr inż. Leszek Szczygiel.

6.1. Lokalny rynek energii

Charakterystyka sektora energetycznego

Na terenie ww. województw działalność gospodarczą prowadzą 134 przedsiębiorstwa koncesjonowane posiadające 246 koncesji w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną, ciepłem i paliwami gazowymi oraz 967 przedsiębiorców posiadających 971 koncesji na obrót lub magazynowanie paliw ciekłych.

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

- Elektrownia Bełchatów SA o mocy zainstalowanej 4 440 MW i produkcji energii elektrycznej w 2005 r. w wysokości 27 425 981 MWh,
- Elektrownia Polaniec SA – Grupa Electrabel, której moc zainstalowana wynosi 1 800 MW, a wielkość produkcji energii była równa 4 533 115 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 poziom bezpieczeństwa energetycznego Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

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

- Zakład Energetyczny Łódź – Teren SA, który w 2005 r. sprzedał 4 172 190 MWh energii elektrycznej, a moc szczytowa wynosiła 759 MW,
- Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko – Kieleckiego SA, których sprzedaż wynosiła 4 062 329 MWh, a moc szczytowa była równa 822 MW,
- Łódzki Zakład Energetyczny SA o sprzedaży równej 2 677 936 MWh i mocy szczytowej wynoszącej 604 MW.

Łączna sprzedaż w tych zakładach energetycznych wynosiła 10 912 455 MWh, co stanowiło ok. 8% sprzedaży energii elektrycznej w Polsce.

Największymi producentami ciepła są:

- Zespół Elektrociepłowni w Łodzi SA, o mocy osiągalnej 2 338 MW_t i produkcji wynoszącej 16 654 542 GJ, produkujący ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną,

- Elektrownia Bełchatów SA, o mocy osiągalnej 375 MW, i produkcji 2 113 500 GJ,
- Elektrociepłownia Kielce SA, o mocy osiągalnej 300 MW, i produkcji 1 789 263 GJ,
- Elektrownia Polaniec SA – Grupa Electrabel, o mocy osiągalnej 130 MW, i produkcji 2 414 425 GJ.

Wielkość mocy cieplnej zainstalowanej w przedsiębiorstwach ciepłowniczych na terenie oddziału wynosi 6 525 MW, co stanowi ponad 9% mocy zainstalowanej w kraju. Zdecydowana większość przedsiębiorstw (ok. 70%) zajmowała się zarówno wytwarzaniem, jak i przesyłaniem ciepła.

Najwięksi dystrybutorzy ciepła (oprócz ZEC w Łodzi SA) to:

- Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Bełchatowie, które zamówiło 126,4 MW, i sprzedało 1 022 315 GJ,
- Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Kielcach, które zamówiło 245,9 MW, i sprzedało 1 725 111,4 GJ ciepła.

Przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem gazem zajmują się dwie spółki:

- Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Warszawie, Oddział „Gazownia Łódzka”, który w 2005 r. sprzedał 382 913 tys. m³ gazu 387 944 odbiorcom,
- Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Tarnowie, Oddział Zakład Gazowniczy w Kielcach, który sprzedał w tym samym okresie 239 018 tys. m³ gazu 123 209 odbiorcom.

Odbiorcy paliw i energii

Największymi odbiorcami energii elektrycznej na obszarze działania oddziału są odbiorcy przemysłowi, których zużycie kształtuje się na następującym poziomie: Kopalnia Węgla Brunatnego „Bełchatów” SA – 1 079 985,6 MWh, CELSA Huta Ostrowiec SA w Ostrowcu Świętokrzyskim – 652 098 MWh, Lafarge-Cement Polska SA Małogoszcz – 118 232,8 MWh.

Natomiast dominującymi odbiorcami ciepła są odbiorcy komunalni. Można tu wymienić m.in.: Pabianicką Spółdzielnię Mieszkaniową, Spółdzielnię Mieszkaniową „Teofilów” w Łodzi, Spółdzielnię Mieszkaniową „Pionier” w Kutnie.

Przeważającymi odbiorcami gazu na terenie województw łódzkiego i świętokrzyskiego są następujące zakłady: Ferroxcube Polska Sp. z o.o. w Skierniewicach – 6 905 021 m³, Okręgowa Spółdzielnia Mleczarska w Radomsku – 5 266 000 m³, Ceramika Końskie Zakład Biskwitu – 11 765 055 m³.

Wyżej wymienieni dostawcy i odbiorcy paliw i energii są uczestnikami lokalnego rynku energii i niektórzy z nich mają istotny wpływ na funkcjonowanie tego rynku poprzez możliwość korzystania z uprawnienia do dostępu stron trzecich do sieci, określanego w skrócie TPA (*Third Party Access*). Wdrażanie zasady TPA jest ważnym czynnikiem budowy i rozwoju rynku konkurencyjnego. Decyzje o korzystaniu z TPA, czyli uczestnictwie w rynku, od 1 lipca 2004 r. na podstawie Dyrektywy 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego podejmują wszyscy odbiorcy z wyjątkiem

gospodarstw domowych. W 2005 r. 205 390 odbiorców energii elektrycznej było uprawnionych do skorzystania z tej zasady, z czego tylko trzech skorzystało z przysługujących im uprawnień. Barierą wdrożenia w życie tej zasady jest brak stosownej wiedzy, wieloletnie przyzwyczajenia, obawy przed sprostaniem wyzwaniom przyszłości oraz trudności płatnicze odbiorców.

6.2. Działalność regulacyjna

Koncesjonowanie

Na podstawie § 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 lipca 2002 r. w sprawie szczegółowego zasięgu terytorialnego i właściwości rzeczowej oddziałów Urzędu Regulacji Energetyki (Dz. U. Nr 107, poz. 942) oraz upoważnienia udzielonego dyrektorowi oddziału przez Prezesa na podstawie art. 268a K.p.a., oddział prowadził postępowania administracyjne w zakresie dotyczącym udzielania koncesji, a także zmiany, cofnięcia lub wygaśnięcia koncesji na:

- wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucję i obrót ciepłem, a także wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła,
- dystrybucję i obrót paliwami gazowymi dla przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w rozmiarze określonym w art. 16 ust. 6 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne,
- dystrybucję oraz obrót energią elektryczną dla przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w rozmiarze określonym w art. 16 ust. 6 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne oraz przedsiębiorstw energetycznych wykonujących równocześnie działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła,
- obrót paliwami ciekłymi.

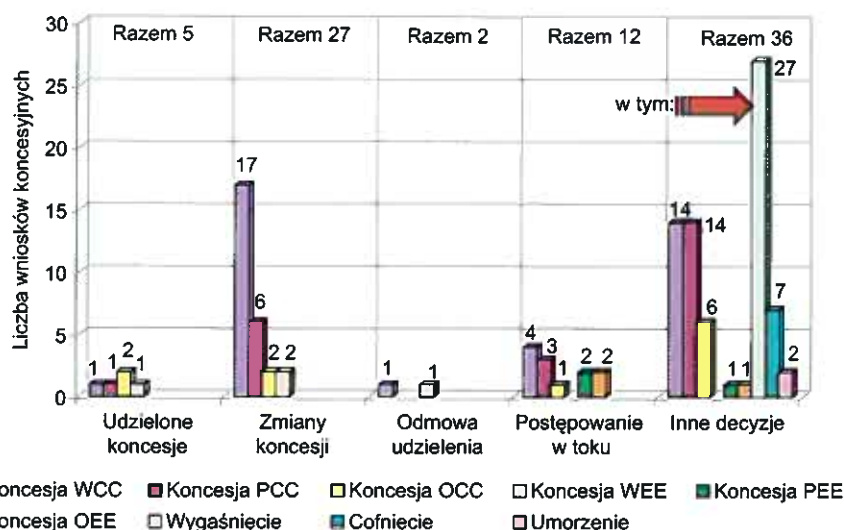
Z punktu widzenia działalności regulacyjnej Prezesa URE realizowanej przez oddział, koncesjonowanie było jednym z podstawowych środków prawnych służących zapewnieniu prawidłowej gospodarki paliwami i energią oraz ochrony interesów odbiorców.

W okresie sprawozdawczym oddział prowadził 240 postępowań w sprawach dotyczących koncesji, z których 174 zakończone zostało wydaniem następujących decyzji administracyjnych:

- udzielających koncesji – 97, w tym: w zakresie ciepła – 4, energii elektrycznej – 1, paliw ciekłych – 92,
- odmawiających udzielenia koncesji – 2,
- dotyczących zmian w udzielonych koncesjach – 29, w tym w zakresie ciepła – 25, energii elektrycznej – 2 i paliw ciekłych – 2,
- skutkujących zakończeniem działalności koncesjonowanej (cofnięcie, stwierdzenie wygaśnięcia decyzji) – 40,
- umarzających prowadzone postępowanie – 6.

W zakresie pozostałych postępowań: 16 wniosków pozostawiono bez rozpatrzenia, a w 9 przypadkach zwrócono wnioski w drodze postanowienia wobec nieuiszczenia kosztów postępowania. Na koniec 2005 r. 41 postępowań administracyjnych było w toku.

Rysunek D9. Przebieg procesu koncesjonowania (bez koncesjonowania obrotu paliwami ciekłymi) w 2005 r.

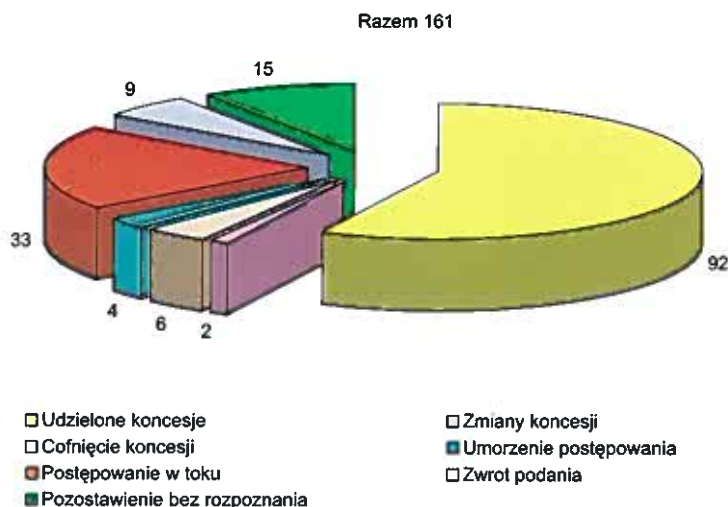


Prowadzone postępowania administracyjne w głównej mierze dotyczyły koncesjonowania paliw ciekłych oraz ciepła i były spowodowane dynamicznymi zmianami na detalicznym rynku paliw ciekłych. Należy również wskazać, iż ocena materiału dowodowego składanego w postępowaniach w zakresie koncesjonowania paliw ciekłych wskazuje na pozytywny trend uporządkowania dokumentacji technicznej i budowlanej. Natomiast w zakresie koncesjonowania działalności ciepłowniczej zmiany koncesji nadal były podyktowane modernizacją źródeł ciepła i sieci ciepłowniczych, które wynikały z działań mających na celu zwiększenie efektywności gospodarowania majątkiem ciepłowniczym. Przebieg procesu koncesjonowania w 2005 r. (bez koncesjonowania obrotu paliwami ciekłymi) przedstawia rysunek D9, natomiast sam proces koncesjonowania paliw ciekłych przedstawia rysunek D10.

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, energią elektryczną i paliwami gazowymi ustalają taryfy, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. W 2005 r. oddział rozpatrywał łącznie 77 wniosków taryfowych, z czego 56 w sprawie zatwierdzenia nowych taryf dla ciepła, 8 dotyczących korekt taryf dla ciepła, 6 wniosków w sprawie zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej, zarówno dla przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, jak i przedsiębiorstw prowadzących koncesjonowaną działalność w zakresie przesyłania i obrotu energią elektryczną, 1 wniosek w sprawie dokonania korekty taryfy dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu

Rysunek D10. Struktura rozstrzygnięć procesu koncesjonowania obrotu paliw ciekłych w 2005 r.



z wytwarzaniem ciepła, 1 wniosek w sprawie zatwierdzenia taryfy dla gazu oraz 5 wniosków w sprawie zatwierdzenia korekt taryf dla gazu.

Ogółem w okresie sprawozdawczym oddział zatwierdził 48 taryf dla ciepła, w 8 przypadkach umorzył postępowanie. W 2005 r. oddział rozpatrzył łącznie 8 wniosków o zatwierdzenie zmian w już zatwierdzonych taryfach dla ciepła. W 3 przypadkach wnioski dotyczyły zmiany okresu obowiązywania cen i stawek opłat (w 2 przypadkach wnioski dotyczyły skrócenia okresu obowiązywania cen i stawek opłat, a w 1 przypadku przedłużenia okresu obowiązywania cen i stawek opłat) i zostały rozpatrzone pozytywnie. Pozytywnie rozpatrzone zostały również wnioski 2 przedsiębiorstw energetycznych prowadzących koncesjonowaną działalność ciepłowniczą na terenie woj. łódzkiego, dotyczące zmian cen i stawek opłat z uwagi na wzrost ceny paliwa podstawowego – gazu ziemnego. W obu przypadkach zatwierdzono zmiany bazowych cen ciepła i mocy zamówionej przy jednoczesnym nie dokonywaniu zmian bazowych stawek opłat za usługi przesyłowe. W trakcie rozpatrywania znajdują się 2 wnioski o dokonanie zmian w obowiązujących taryfach złożone przez przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące koncesjonowaną działalność ciepłowniczą na terenie woj. świętokrzyskiego.

Zestawienie liczbowe na 31 grudnia 2005 r. przebiegu zatwierdzania wszystkich rodzajów taryf, wg województw i w rozbiciu na poszczególne rodzaje postępowań administracyjnych, przedstawiono na rysunku D11.

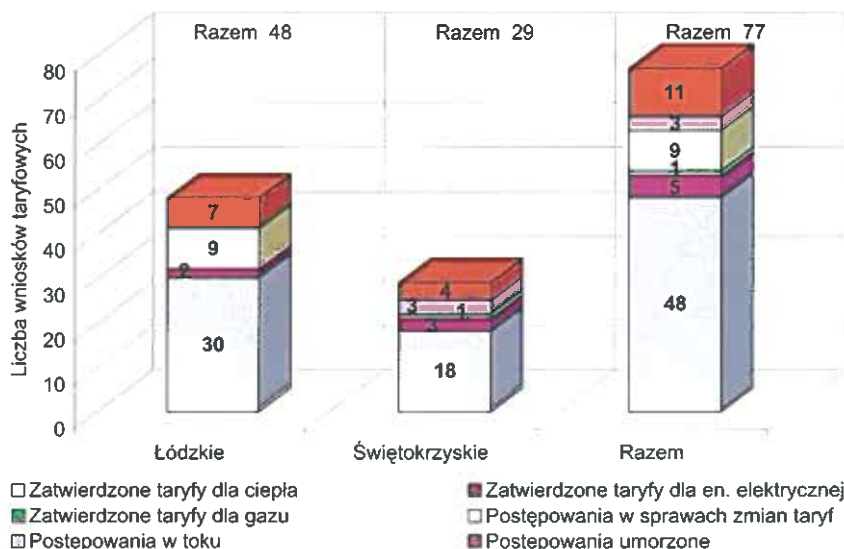
W 2005 r. nie odnotowano w procesie taryfikacji zmiany w strukturze paliw zużywanych do produkcji ciepła. Nadal do produkcji ponad 80% ciepła zużywany był miał węgla kamiennego, a udział gazu ziemnego i oleju wyniósł 16,83%. Produkcja ciepła z innych paliw, wśród taryf zatwierdzonych w oddziale w 2005 r., jest marginalna.

W 2005 r. średnia wskaźnikowa cena ciepła w zakresie wytwarzania w taryfach zatwierdzonych przez oddział wyniosła 27,33 zł/GJ, przy czym w taryfach przedsiębiorstw prowadzących działalność na terenie woj. łódzkiego wyniosła 28,03 zł/GJ i zawierała się w przedziale od 22,53 do 55,53 zł/GJ, zaś dla przedsiębiorstw z terenu woj. świętokrzyskiego wyniosła 26,37 zł/GJ i zawierała się w przedziale od 18,02 do 47,73 zł/GJ. Średnia cena ciepła w taryfach zatwierdzonych przez oddział w 2005 r. w stosunku do ostatnio stosowanych cen ciepła wzrosła w przedsiębiorstwach prowadzących działalność na terenie woj. łódzkiego o 4,79%. Natomiast w przedsiębiorstwach prowadzących działalność na terenie woj. świętokrzyskiego wzrosła o 2,48%.

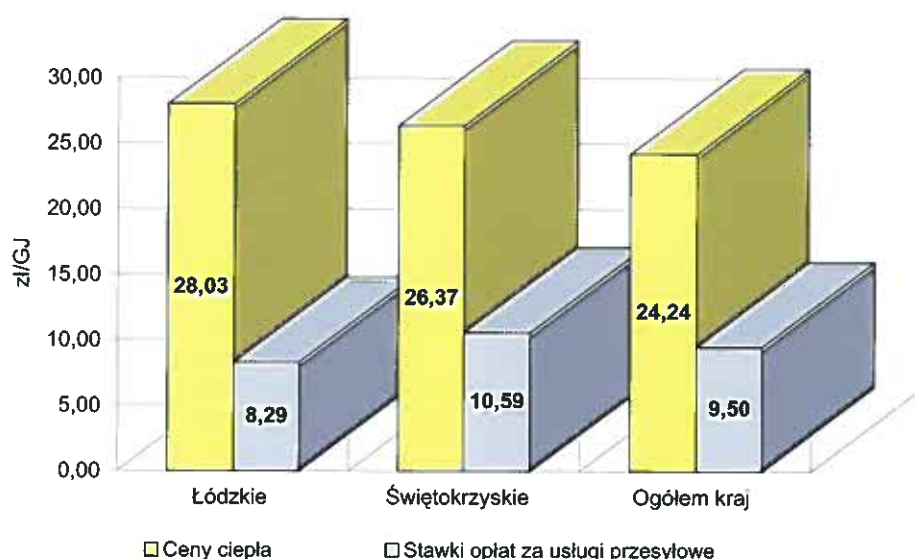
Najniższą jednoskładnikową cenę ciepła – 18,02 zł/GJ – zatwierdzono w oddziale w 2005 r. w taryfie Elektrociepłowni Starachowice Sp. z o.o., której ciepło wytwarzane w skojarzeniu z wytwarzaniem energii elektrycznej pochodzi z przetworzenia gazu ziemnego. Jednakże należy zaznaczyć, iż przedsiębiorstwo to wystąpiło w 2005 r. z wnioskiem o zatwierdzenie zmiany wspomnianej taryfy. Najwyższą jednoskładnikową cenę ciepła zatwierdzono w taryfie Gminy Żelów, prowadzącej działalność gospodarczą w formie komunalnego zakładu budżetowego pod nazwą Zakład Usług Komunalnych – 55,53 zł/GJ – która wytwarza ciepło w dwóch niewielkich kotłowniach opalanych olejem opalowym.

Średnia wskaźnikowa stawka opłaty za usługi przesyłowe w taryfach zatwierdzonych w 2005 r. w skali oddziału ukształtowała się na poziomie 9,19 zł/GJ. Natomiast średnie wskaźnikowe stawki opłat za usługi przesyłowe wynosiły w województwach łódzkim i świętokrzyskim odpowiednio: 8,29 zł/GJ i 10,59 zł/GJ. Najniższa średnia wskaźnikowa stawka opłaty za usługi przesyłowe została przez oddział w 2005 r. zatwierdzona w taryfie Zakładów Mebli Giętych „FAMEG” SA (3,33 zł/GJ), natomiast

Rysunek D11. Zestawienie liczbowe przebiegu zatwierdzania taryf dla ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych w 2005 r.



Rysunek D12. Średnie ceny ciepła i stawki opłat za usługi przesyłowe w taryfach w 2005 r.



najwyższa w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem – Przedsiębiorstwa Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. siedzibą we Włoszczowej (17,48 zł/GJ). Średnie wskaźnikowe ceny ciepła i stawki opłat za usługi przesyłowe zatwierdzone przez oddział w taryfach w 2005 r. w podziale na poszczególne województwa przedstawia rysunek D12.

Średni wskaźnik wzrostu cen i stawek opłat zawartych w taryfach zatwierdzonych w 2005 r. w oddziale ukształtował się na poziomie 4,32% i był o 6,14% wyższy od średniego wskaźnika wzrostu cen i stawek opłat w całym kraju (4,07%). Średni poziom wzrostu cen i stawek opłat w taryfach przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność na terenie woj. łódzkiego, zatwierdzonych w 2005 r. przez oddział, wyniósł 5,39%, a w woj. świętokrzyskim 2,51%.

Należy podkreślić, że ostateczne wzrosty opłat za ciepło w przypadku niemal wszystkich przedsiębiorstw energetycznych są niższe od proponowanych przez nie w pierwszych wersjach składanych wniosków o zatwierdzenie taryf dla ciepła. Żądania najwyższych podwyżek były zgłaszane przez przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające ciepło z gazu ziemnego i oleju opałowego. Było to spowodowane wzrostami cen gazu w taryfach dostawców gazu – spółek gazowych oraz sytuacją na rynku paliw ciekłych. Wysoki poziom wzrostu cen i stawek opłat – o 15,6% – dotyczył taryfy przedsiębiorstwa energetycznego, którego poprzednia taryfa zakładała średni spadek cen i stawek opłat dla odbiorców w wysokości 14,52%.

Niemniej, na tle lat poprzednich, różnica pomiędzy żadaną przez przedsiębiorstwa a ostatecznie zatwierdzoną w ich taryfach zmianą poziomu cen i stawek opłat była w 2005 r. wyraźnie niższa. Przeprowadzona w toku postępowania taryfowych weryfikacja kosztów przyjmowanych przez

przedsiębiorstwa do kalkulacji taryf, które zatwierdzono w oddziale w 2005 r., pozwoliła na zredukowanie symulowanych obciążeń odbiorców ciepła o łączną kwotę ok. 11,3 mln zł, co odpowiada rocznym wydatkom na ciepło ponoszonym przez odbiorców w średnim mieście powiatowym.

Wśród taryf zatwierdzonych w 2005 r. nie znalazły się taryfy z okresem obowiązywania dłuższym niż 24 miesiące. Zgodnie ze znowelizowanym brzmieniem art. 47 ustawy – Prawo energetyczne, obecnie przedsiębiorstwa energetyczne, przedkładając taryfy do zatwierdzenia Prezesowi URE, winny proponować okres ich obowiązywania. W 2005 r. żadne z przedsiębiorstw energetycznych, które wystąpiły z wnioskami o zatwierdzenie taryf, nie wniosło o ich zatwierdzenie na okres dłuższy niż 24 miesiące. W większości przypadków przedsiębiorstwa wnioskują o zatwierdzenie przedłożonych taryf na okres 12 miesięcy. Jedną z głównych przyczyn małej liczby wniosków o zatwierdzenie taryf na okresy wieloletnie jest niestabilność cen na rynku paliw. Spośród 4 przedsiębiorstw, które posiadały w 2005 r. taryfy wieloletnie zatwierdzone w latach wcześniejszych, tylko 1 skorzystało w 2005 r. z możliwości zmiany (podwyżki) cen i stawek opłat w oparciu o wyznaczony współczynnik X_t i wskaźnik RPI.

Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W związku ze zwolnieniem przez Prezesa URE z dniem 1 stycznia 2005 r. wytwórców energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu z ciepłem z obowiązku zatwierdzania taryf i jednocześnie umożliwienie zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej ze źródeł skojarzonych zasilanych paliwami gazowymi, do oddziału wpłynął tylko jeden wniosek o zatwierdzenie taryfy dla energii elektrycznej. Był to wniosek Elektrociepłowni „Starachowice” Sp. z o.o. Zatwierdzona cena energii elektrycznej wynosiła

190 zł/MWh, a sprzedaż energii elektrycznej – 226 511 MWh. W okresie sprawozdawczym do oddziału wpłynął także wniosek tego przedsiębiorstwa dotyczący korekty zatwierdzonej taryfy. Natomiast dla czterech przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji i obrotu oddział zatwierdził taryfy zgodnie z zakresem prowadzonej działalności.

Zatwierdzanie taryf dla paliw gazowych

W 2005 r. wpłynął do oddziału jeden wniosek o zatwierdzenie taryfy dla paliw gazowych. Wniosek ten dotyczył przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami gazowymi z woj. świętokrzyskiego i dotyczył zatwierdzenia trzeciej taryfy tego przedsiębiorstwa. Załączona do wniosku taryfa została zatwierdzona przez Prezesa URE. Ponadto, do oddziału wpłynęło 5 wniosków o korektę taryfy, z czego 4 dotyczyły pierwszej taryfy przedsiębiorstwa energetycznego z woj. łódzkiego prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami gazowymi. Rozpatrzono je pozytywnie, natomiast postępowanie w sprawie korekty i przedłużenia okresu stosowania II taryfy przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami gazowymi z woj. świętokrzyskiego, na wniosek przedsiębiorstwa umorzono. Korekty taryf związane były z zatwierdzonymi przez Prezesa URE nowymi, wyższymi cenami za gaz ziemny wysokometanowy dla Mazowieckiej i Karpackiej Spółki Gazownictwa.

Rozstrzyganie spraw spornych

W 2005 r. do oddziału wpłynęło 181 spraw, w tym: 96 spraw w zakresie energii elektrycznej, 47 spraw w zakresie ciepła i 38 spraw w zakresie gazu. W ramach tej liczby spraw 4 postępowania administracyjne zakończono wydaniem decyzji administracyjnych (3 decyzje dotyczyły energii elektrycznej: 2 sprawy w zakresie wstrzymania dostawy energii elektrycznej i 1 sprawa w zakresie odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej; 1 decyzja dotyczyła ciepła – w zakresie wstrzymania dostawy ciepła). W toku pozostało 5 postępowania administracyjnych dotyczących energii elektrycznej, 28 dotyczących przyłączenia do sieci gazowej, a w 1 sprawie zwrócono podanie wobec nieuiszczenia przez wnioskodawcę opłaty skarbowej w terminie ustawowym. Ponadto, w związku z wnioskami złożonymi jeszcze w 2004 r., wydano 2 decyzje administracyjne w zakresie ciepła i 7 decyzji administracyjnych w zakresie energii elektrycznej. Spośród ww. decyzji administracyjnych wydanych ogółem (na podstawie wniosków pozostałych z 2004 r. i złożonych w 2005 r.) orzeczono merytorycznie:

- 3 decyzjami, że wstrzymanie dostawy energii elektrycznej było uzasadnione,
- 2 decyzjami, że wstrzymanie dostawy energii elektrycznej było nieuzasadnione,
- 1 decyzją, że na podmiocie nie ciąży obowiązek przyłączenia do sieci ciepłowniczej

i wydano 7 decyzji umarzających prowadzone postępowania administracyjne, w tym: 1 decyzję umarzającą postępowanie w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła, 1 decyzję umarzającą postępowanie w sprawie wstrzymania dostawy ciepła, 3 decyzje umarzające postępowania w sprawach odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej energii elektrycznej, 1 decyzję umarzającą postępowanie w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, 1 decyzję umarzającą postępowanie w sprawie wstrzymania dostawy energii elektrycznej. Nie wszystkie z wydanych decyzji są prawomocne, bowiem w 2 sprawach strony wniosły odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – SOKiK.

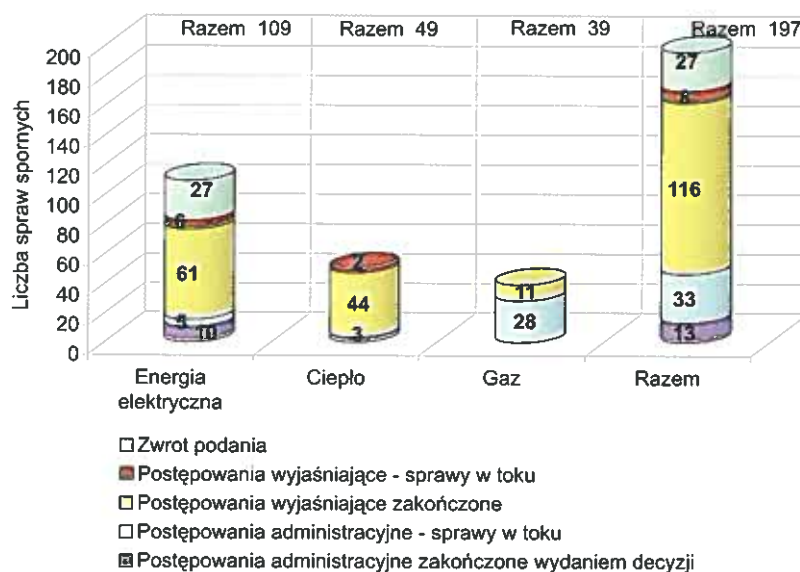
W ramach spornych postępowań administracyjnych wydano w trybie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne 2 postanowienia, w tym:

- 1 postanowienie uwzględniające wniosek o nakazanie podjęcia i kontynuowania dostawy energii elektrycznej do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu,
- 1 postanowienie o odmowie uwzględnienia wniosku o nakazanie podjęcia i kontynuowania dostawy ciepła do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu.

Sprawy wyjaśniające (143 postępowania) stanowiły 79% ogólnej liczby rozpatrywanych spraw z 2005 r. Każdorazowo strony postępowań wyjaśniających były informowane pisemnie o procedurze postępowania oraz o obowiązującym porządku prawnym i przysługujących im na tym tle uprawnieniach. W zakresie energii elektrycznej zakończono 81 postępowań wyjaśniających (6 spraw pozostaje w toku), w zakresie ciepła zakończono 44 postępowania wyjaśniające (2 sprawy pozostają w toku), w zakresie gazu zakończono 10 postępowań wyjaśniających. W wielu przypadkach podjęto działania zmierzające do wyeliminowania rzeczywistych i potencjalnych nieprawidłowości. Ponadto, w związku z wnioskami złożonymi jeszcze w 2004 r., załatwiono w ramach postępowań wyjaśniających 6 spraw w zakresie energii elektrycznej i 1 sprawę w zakresie gazu. Na podkreślenie zasługuje fakt, że aż w 26 przypadkach zwrócono podania – w trybie art. 66 § 3 K.p.a. – podmiotom wnoszącym je do Prezesa URE wobec braku kompetencji tego organu do załatwienia poruszanych spraw (przede wszystkim były to sprawy z zakresu prawa cywilnego, w tym nielegalnego pobierania energii elektrycznej bez wstrzymania dostawy energii przez przedsiębiorstwa energetyczne). Stanowiło to 14% ogółu spraw wniesionych w 2005 r. Szczegółową strukturę rozpatrywania skarg i wniosków oraz sposoby ich załatwienia przedstawiono na rysunkach D13 i D14.

Należy podkreślić, że nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne, która weszła w życie 3 maja 2005 r., upoważniła Prezesa URE do wnoszenia zastrzeżeń do odmów przyłączenia do sieci przez przedsiębiorstwa energetyczne z powodu braku warunków ekonomicznych. Przestanką wprowadzenia tej regulacji prawnej była ochrona interesu potencjalnych odbiorców przed monopolistycznymi praktykami przedsiębiorstw energetycznych w zakresie przyłączeń do sieci. Uwzględniając powyższą regulację, oddział prowadził na podstawie

Rysunek D13. Struktura rozpatrywania sporów, skarg i wniosków w 2005 r.



art. 7 ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne 359 postępowań administracyjnych, które miały na celu zweryfikowanie zasadności odmów zgłoszonych przez przedsiębiorstwa gazownicze, tj. Mazowiecką Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział Gazownia Łódzka i Karpacką Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. W 52 sprawach przedsiębiorstwa energetyczne w toku prowadzonych postępowań zmieniły stanowisko w sprawie odmowy i wydały odbiorcom warunki przyłączenia do sieci gazowej wg stawek opłat zawartych w taryfie, co skutkowało umorzeniem prowadzonych postępowań. W 220 sprawach oddział nie zgłosił zastrzeżeń do odmów przyłączenia do sieci gazowej, w 28 przypadkach uwzględniono wnioski podmiotów ubiegających się o przyłączenie i dalej prowadzono postępowania na podstawie art. 8 ust. 1 i 7 ust. 9 ustawy

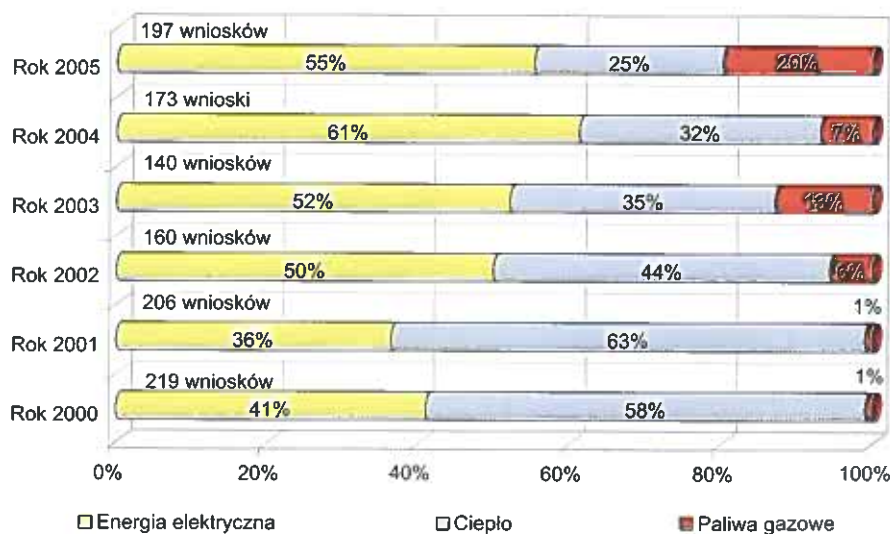
– Prawo energetyczne. W toku znajduje się 87 spraw. W okresie sprawozdawczym do oddziału nie wpłynęły żadne informacje od przedsiębiorstw energetycznych o odmowach przyłączenia do sieci elektroenergetycznych i ciepłowniczych. Oddział nie prowadził także na wniosek stron postępowań administracyjnych dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do tych sieci, sformułowanych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy

– Prawo energetyczne.

6.3. Pozostała działalność oddziału

Wykonanie ustawowego obowiązku współpracy z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym przedsiębiorstw energetycznych odbywało się przede wszystkim przy okazji prowadzonych

Rysunek D14. Udział nośników energetycznych w strukturze rozpatrywania sporów w latach 2000-2005



postępowań wyjaśniających oraz administracyjnych. Ponadto, pracownicy oddziału wyjaśniali podczas spotkań w siedzibie oddziału, jak i telefonicznie, Powiatowym Rzecznikom Konsumentów kwestie wynikłe z pytań i skarg kierowanych do nich przez odbiorców energii.

W okresie sprawozdawczym w ramach współpracy z organami zarządzającymi miast i gmin odbyły się 3 spotkania z władzami samorządowymi. Podczas spotkań poruszane były aktualne problemy związane z zaopatrzeniem mieszkańców w ciepło oraz problemy związane z projektowaniem gazociągów i przyłączy gazowych. W trakcie spotkań omawiano możliwości realizacji przez gminę własnej polityki energetycznej i korzyści wynikające z posiadania założeń do gminnych planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.

7. Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu

Działalność regulacyjna oddziału prowadzona jest na terenie województw: dolnośląskiego i opolskiego, podzielonych administracyjnie odpowiednio na 169 i 71 gmin.

Niezmienne od kilku lat zatrudnienie wynosi 15 osób mających wyższe wykształcenie, po studiach technicznych, ekonomicznych i prawnych.

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

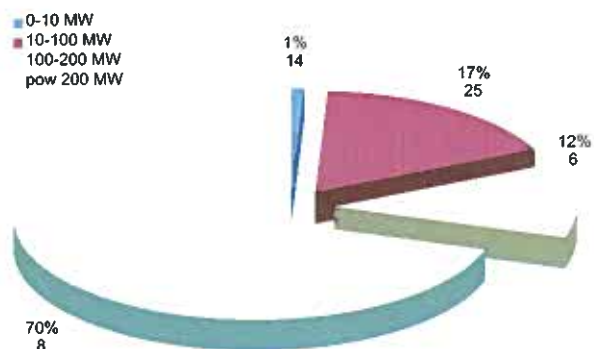
7.1. Lokalny rynek energii

Charakterystyka sektora energetycznego

W okresie sprawozdawczym działalność koncesjonowaną w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji oraz obrotu ciepłem prowadziło 61 przedsiębiorstw. W okresie tym 11 przedsiębiorstwom wygaszono koncesje w związku z nowelizacją Prawa energetycznego, natomiast jeden koncesjonariusz rozpoczął działalność. Zainstalowana moc cieplna w 53 przedsiębiorstwach wytwórczych wynosiła 6 565,0 MW_e, z tego w przedsiębiorstwach woj. dolnośląskiego 4 042,3 MW_e, a woj. opolskiego 2 522,7 MW_e.

Ponad 70% zainstalowanej mocy w przedsiębiorstwach koncesjonowanych przypada na 8 wytwórców ciepła.

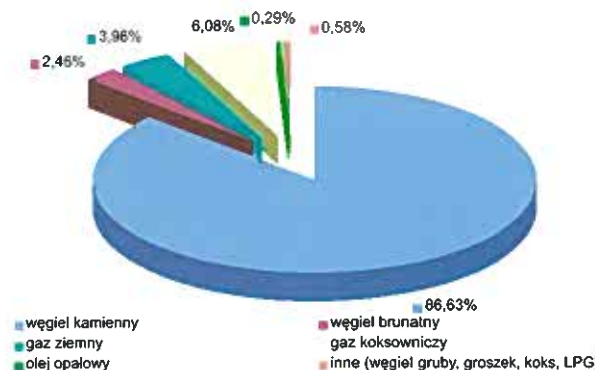
Rysunek D15. Struktura przedsiębiorstw ciepłowniczych wytwórczych w 2005 r. wg zainstalowanej mocy



Przedsiębiorstwa ciepłownicze działają głównie jako spółki z o.o. (38) i spółki akcyjne (15). Pozostałe to zakłady budżetowe (5), spółdzielnia mieszkaniowa (1), przedsiębiorstwo państwowe (1) i spółka jawna (1).

Podstawowym paliwem w przedsiębiorstwach wytwórczych jest węgiel kamienny. Zainstalowana moc źródeł ciepła, dla których miał węgiel kamienny stanowi podstawowe paliwo, wynosi 86,63%.

Rysunek D16. Struktura źródeł ciepła w 2005 r. w zależności od rodzaju paliwa podstawowego



Do nowatorskich technologii stosowanych w wytwarzaniu ciepła zaliczyć należy:

- 1) spalanie słomy – w Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej Lubań Sp. z o.o.,
- 2) współspalanie mieszaniny granulatu gumy, pozyskiwanego ze zużytych opon samochodowych i mialu węgla kamiennego – w Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej SA z siedzibą w Wałbrzychu.

Ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną wytwarzane jest w 13 przedsiębiorstwach koncesjonowanych, z których największym jest Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA SA, gdzie sprzedaż ciepła w 2005 r. wyniosła 9,04 mln GJ, a energii elektrycznej 1,30 mln MWh.

Z 61 koncesjonariuszy zdecydowana większość, bo 53 przedsiębiorstw, prowadzi działalność w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła. Jedynie 8 przedsiębiorstw zajmuje się tylko przesyłaniem i dystrybucją ciepła.

Największymi producentami energii elektrycznej pozostają Elektrownia „Opole” SA i Elektrownia „Turów” SA, wchodzące w skład holdingu BOT Górnictwo i Energetyka SA.

W zakresie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej wiodącą rolę pełni Koncern EnergiaPro SA, którego sprzedaż energii dla odbiorców finalnych w 2005 r. wyniosła 11 566 GWh. Koncern w 2005 r. zakupił 296 782 MWh energii elektrycznej z obcych źródeł odnawialnych, w tym 121 320 MWh zakupiono na rynku systemowym. Produkcja energii we własnych odnawialnych źródłach (elektrownie wodne) wyniosła 96 678 MWh. Z dniem

1 października 2005 r. wszystkie własne elektrownie wodne Koncernu zostały wniesione do spółki Jeleniogórskie Elektrownie Wodne. Łącznie ze źródeł odnawialnych pozyskano 393 460 MWh, co stanowi 3,4% całkowitej ilości energii elektrycznej sprzedanej przez Koncern. Ze źródeł pracujących w skojarzeniu zakupiono 1 587 272 MWh energii elektrycznej, co stanowi 13,7% całkowitej ilości energii elektrycznej sprzedanej w 2005 r.

Koncern podejmuje działania w zakresie poprawy bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej poprzez:

- 1) wprowadzanie nowoczesnych urządzeń i mniej zawodnych technologii (np. wymiana wyłączników małoolejowych SN na wyłączniki próżniowe), rozbudowę sieci SN w zakresie zdalnego sterowania łączników napowietrznych i wewnątrzowych,
- 2) poprawę stanu technicznego urządzeń odpowiedzialnych za łączność (np. budowa traktów światłowodowych, węzłów telekomunikacyjnych i telesterowania).

EnergiaPro rozwija również współpracę międzynarodową na liniach 110 kV, co dodatkowo zabezpiecza możliwości podania napięcia ze strony partnerów zagranicznych w przypadku konieczności odbudowy systemu.

Dystrybucją oraz obrotem paliwami gazowymi zajmują się głównie dwie spółki: Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (teren woj. dolnośląskiego) oraz Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (teren woj. opolskiego).

Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. realizuje zadania związane z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego w zakresie dostaw paliw gazowych m.in. poprzez:

- prowadzenie prac remontowych mających na celu wymianę najstarszych i najbardziej zawodnych elementów systemu dystrybucyjnego (np. gazociągów żeliwnych),
- rozbudowę systemu dystrybucyjnego z uwzględnieniem zasady łączenia stref dystrybucyjnych między sobą w celu zapewnienia dostaw gazu z różnych kierunków.

Dostawcy i odbiorcy paliw i energii

Największymi dostawcami ciepła do mieszkań oraz obiektów użyteczności publicznej były: MPEC Wrocław SA (obecnie Fortum Wrocław SA), Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA, WPEC w Legnicy SA, PEC Sp. z o.o. w Jeleniej Górze oraz PEC SA w Wałbrzychu.

Największymi dostawcami ciepła do przedsiębiorstw przemysłowych pozostają: „Energetyka” Sp. z o.o.

w Lubinie i PE „Energetyka-Rokita” Sp. z o.o. w Brzegu Dolnym.

Głównymi odbiorcami gazu ziemnego są nadal: Zakłady Azotowe „Kędzierzyn” SA – 392 mln m³/rok (gaz ziemny wysokometanowy GZ 50) i KGHM Polska Miedź SA – 125 mln m³/rok (gaz ziemny zaazotowany GZ 41,5).

Najwięcej energii elektrycznej od Koncernu EnergiaPro kupują: KGHM Polska Miedź SA, ZA „Kędzierzyn” SA, PKP Energetyka Sp. z o.o., Kopalnia Węgla Brunatnego „Turów” SA i ZCh „Rokita” SA.

Prawo do korzystania z usług przesyłowych energii elektrycznej na terenie działalności oddziału posiada 720 odbiorców. Z prawa tego korzysta 7 odbiorców.

7.2. Działalność regulacyjna

Koncesjonowanie

W okresie sprawozdawczym na terenie oddziału działalność prowadziło 806 przedsiębiorców posiadających łącznie 928 koncesji. Poniższy rysunek obrazuje liczbę posiadanych koncesji z podziałem na woj. dolnośląskie i opolskie.

Ogółem w 2005 r. do oddziału wpłynęło 146 wniosków w sprawach koncesyjnych, z czego 74 wnioski dotyczyły ciepła, gazu i energii elektrycznej, a 72 wnioski dotyczyły obrotu paliwami ciekłymi. Wydano 90 decyzji w sprawach dotyczących ciepła, gazu i energii elektrycznej, w tym 10 decyzji dot. spraw wszczętych w 2004 r. W sprawach dotyczących obrotu paliwami ciekłymi wydano 38 decyzji, natomiast 15 spraw zakończono przez pozostawienie bez rozpoznania lub rozpatrzenia.

Rysunek D17. Liczba ważnych koncesji w obszarze działania oddziału

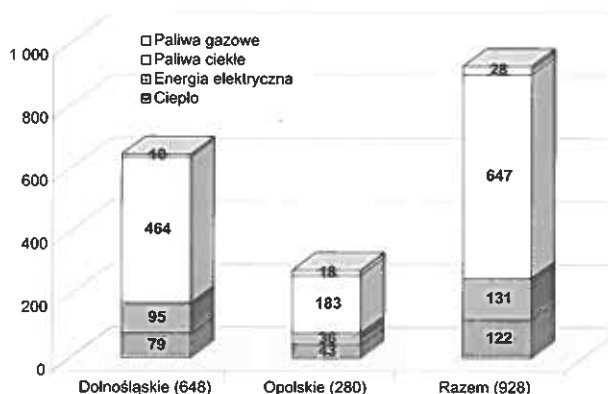


Tabela D9. Liczba przedsiębiorców posiadających koncesje i siedzibę na terenie działalności oddziału

Województwo	Ciepło		Energia elektryczna		Paliwa ciekłe		Paliwa gazowe		Ogółem	
	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005
dolnośląskie	51	41	71	77	6	5	6	5	519	578
opolskie	21	20	23	24	6	7	6	8	197	228
Razem	72	61	94	101	12	13	12	13	716	806

Znaczna liczba wniosków przedsiębiorstw ciepłowniczych (11 przedsiębiorców) dotyczyła wygaśnięć koncesji (20 koncesji) z powodu zmiany art. 32 ustawy – Prawo energetyczne. Wnioski o dokonanie zmian w koncesjach wynikały głównie z konieczności dostosowania zapisów w koncesji do aktualnego stanu organizacyjno-prawnego koncesjonariusza, zmian przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności ciepłowniczej w wyniku przejęcia lub przekazania majątku, wyłączenia lub modernizacji źródeł ciepła lub sieci ciepłowniczych. Pomimo spadku liczby przedsiębiorstw ciepłowniczych, moc cieplna koncesjonowanych przedsiębiorstw utrzymuje się na zbliżonym poziomie.

Zatwierdzanie taryf dla ciepła

W 2005 r. w oddziale zatwierdzono 36 taryf dla ciepła, z czego 22 przedsiębiorstwom mającym siedzibę w woj. dolnośląskim i 14 w woj. opolskim.

Zakończono 14 postępowań administracyjnych w sprawie zmian taryf dla ciepła, które dotyczyły zmiany terminu ich obowiązywania (11) lub wynikały ze zmian koncesji (3).

W 4 przypadkach Prezes URE ustalił w postępowaniu administracyjnym współczynniki korekcyjne (art. 23 ust. 2 pkt 3a – ustawy Prawo energetyczne). W jednym przypadku przedsiębiorstwo odwołało się od tej decyzji, mimo że w taryfie dostosowało ceny i stawki opłat do poziomu wynikającego z tych współczynników.

W taryfach dla ciepła zatwierdzonych w 2005 r. za nieuzasadnione uznano koszty w wysokości ok. 26,6 mln zł, co stanowi ok. 3,87% ogółu kosztów i o tyle (w przybliżeniu) zredukowano obciążenia odbiorców w stosunku do obciążeń, jakie wynikały z cen i stawek opłat zaproponowanych przez przedsiębiorstwa. Weryfikacja dotyczyła głównie kosztów: paliwa, strat ciepła, restrukturyzacji przedsiębiorstwa, ogólnych. Wyniki tej weryfikacji oznaczają, że opłaty za ciepło dla odbiorców będą niższe o ok. 4% od planowanych przez przedsiębiorstwa.

Najniższe ceny ciepła są w źródłach, w których paliwem podstawowym jest miał węgla kamiennego. Średnie ceny ciepła wytwarzanego w tych źródłach wynosiły 24,11 zł/GJ w woj. dolnośląskim (14 źródeł) oraz 24,91 zł/GJ w woj. opolskim (9 źródeł).

Najwyższe średnie ceny ciepła dotyczyły źródeł opartych na gazie i oleju opałowym i wyniosły w woj. dolnośląskim i opolskim odpowiednio: 68,12 zł/GJ

i 59,97 zł/GJ (olej lekki) oraz 43,06 zł/GJ i 43,42 zł/GJ (gaz).

Średnia jednoskładnikowa stawka opłaty za usługi przesyłowe wyniosła w woj. dolnośląskim 12,25 zł/GJ, a w woj. opolskim 12,31 zł/GJ. Najwyższe średnie stawki opłat w woj. dolnośląskim zatwierdzono dla MPEC Wrocław (13,47 zł/GJ) i Fortum DZT Wałbrzych (13,23 zł/GJ), a w woj. opolskim dla ECO w Opolu (13,60 zł/GJ) i MZEC w Kędzierzynie-Koźlu (13,76 zł/GJ).

Struktura własnościowa przedsiębiorstw a opłaty za ciepło

W strukturze własnościowej przedsiębiorstw taryfowanych w 2005 r. wystąpiły w stosunku do 2004 r. istotne zmiany. Fortum Heat Polska Sp. z o.o. nabył akcje MPEC Wrocław SA, które uprawniają go do wykonywania ponad 75% głosów na Walnym Zgromadzeniu Akcjonariuszy. Zmiany właścicielskie miały miejsce również w „Ciepłownictwie” Nowa Ruda, gdzie 100% udziałów przejęła PHO „K-W” H. i B. Tarnówka Sp.j. WPEC w Legnicy SA przejął do eksploatacji większą część majątku ciepłowniczego od MPEC „Termal” SA w Lubinie. Natomiast z ECO SA w Opolu wydzieliło się BPEC Brzeg Sp. z o.o. Utworzono także nową spółkę z o.o. GZP Energia Ciepła w Glucholazach, która podejmie działalność ciepłowniczą w miejsce Glucholaskich Zakładów Papierniczych.

Nadal najczęstszą formą własności tych przedsiębiorstw pozostają spółki akcyjne i spółki z o.o. z kapitałem prywatno-gminnym lub prywatno-państwowym.

Wnioskowany średni wzrost opłat wszystkich przedsiębiorstw, którym zatwierdzono w 2005 r. taryfy dla ciepła, wyniósł 7,23%, a zaakceptowany przez Prezesa URE wzrost wyniósł 3,17%.

Tabela D10 przedstawia proponowany przez przedsiębiorstwa wzrost opłat za ciepło oraz wzrost opłat zaakceptowany w procesie taryfikacji, z uwzględnieniem formy prawnej wnioskodawcy.

Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W 2005 r. zatwierdzono w oddziale 3 taryfy dla energii elektrycznej dla przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją oraz obrotem energii elektrycznej (2 dla przedsiębiorstw z woj. dolnośląskiego i 1 z woj. opolskiego). Ustalone i zatwierdzone ceny i stawki opłat są konkurencyjne w stosunku do cen i stawek opłat za energię elektryczną stosowanych przez sąsiednie przedsiębiorstwa dystrybucyjne.

Tabela D10. Forma prawna przedsiębiorstw taryfowanych w 2005 r.

Forma prawna	Liczba przedsiębiorstw	Wzrost opłat wnioskowany [%]	Wzrost opłat zaakceptowany [%]
Spółka z o.o.	19	8,91	4,65
Spółka akcyjna	11	6,63	2,85
Spółdzielnia mieszkaniowa	1	0,00	0,00
Spółka jawna	1	3,93	3,93
Zakład budżetowy	4	12,34	5,05

Zatwierdzanie taryf dla paliw gazowych

W okresie sprawozdawczym rozpatrzono 6 wniosków taryfowych. Dla Zakładu Energetyki „Blachownia” Sp. z o.o. w Kędzierzynie Koźlu Prezes URE zatwierdził taryfę dla gazu koksowniczego, a dla ZPiUT „A. Brzozowski” Sp. z o.o. w Opolu zatwierdzono dwukrotnie zmianę taryfy w związku ze wzrostem kosztów zakupu gazu wysokometanowego w PGNiG SA. W pozostałych przypadkach trzykrotnie wydano decyzję przedłużającą termin obowiązywania dotychczasowej taryfy.

Rozstrzyganie spraw spornych

W 2005 r. oddział prowadził 19 postępowań administracyjnych w sprawach spornych, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Jedno postępowanie nie zostało dotychczas zakończone, od 5 decyzji strony wniosły odwołanie do SOKiK, pozostałe decyzje są prawomocne.

Dziesięć postępowań dotyczyło rozstrzygnięcia sporów w sprawie odmowy przyłączenia do sieci, w tym 1 do sieci ciepłowniczej, 2 do sieci gazowej i 7 do sieci elektroenergetycznej. Jedno postępowanie prowadzono w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła, natomiast pozostałe w sprawie zasadności wstrzymania dostaw energii elektrycznej do obiektów.

Wydano 6 decyzji rozstrzygających sprawy sporne oraz 1 postanowienie nakazujące podjęcie dostaw energii elektrycznej do odbiorcy do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu. W 2 przypadkach stwierdzono, że wstrzymanie dostaw energii elektrycznej do należącego do odbiorcy obiektu nie było uzasadnione, natomiast w 3 stwierdzono prawo przedsiębiorstwa energetycznego do wstrzymania dostaw energii elektrycznej. Ponadto, w jednej ze spraw stwierdzono, że przedsiębiorstwo energetyczne nie odmawia przyłączenia do sieci elektroenergetycznej na warunkach wynikających z taryfy dla energii elektrycznej tego przedsiębiorstwa.

Od 3 decyzji Prezesa URE w sprawie nieuzasadnione go wstrzymania dostaw energii elektrycznej strony wniosły odwołanie do SOKiK.

W 12 przypadkach postępowania w sprawie rozstrzygnięcia sporu zakończyły się umorzeniem. W 9 sprawach, wskutek mediacji oddziału, strony doszły do porozumienia i wniosły o umorzenie prowadzonych postępowań. Natomiast w 3 przypadkach postępowanie zostało umorzone w trybie art. 105 § 1 K.p.a. z uwagi na stwierdzenie w trakcie postępowania, że przedmiot sporu nie należy do właściwości rzeczowej Prezesa URE. Od 2 decyzji o umorzeniu postępowania strony wniosły odwołanie do SOKiK.

W 2005 r. do oddziału wniesiono 95 skarg dotyczących działalności przedsiębiorstw energetycznych oraz wniosków o wyjaśnienie wątpliwości związanych ze stosowaniem Prawa energetycznego. Zainteresowanym po przeprowadzeniu postępowania wyjaśniającego lub bezpośrednio w oparciu o posiadaną wiedzę i przepisy prawa energetycznego udzielono stosownych wyjaśnień.

Skargi pochodziły głównie od osób fizycznych, które występowały do Prezesa URE bezpośrednio lub za pośrednictwem Rzeczników Konsumentów.

Skargi dotyczyły m.in. obowiązku posiadania koncesji, rozliczeń za dostarczane paliwa lub energię, a także niedotrzymywania przez przedsiębiorstwa energetyczne standardów jakościowych dostarczanych paliw i energii. Ponadto, podobnie jak w roku poprzednim, duża grupa skarg zawierała zarzuty odbiorców w sprawie postępowania przedsiębiorstw związanego ze stwierdzeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej oraz zarzuty dot. niedotrzymywania określonych w umowach o przyłączenie terminów realizacji przyłączeń. W 2005 r. wpłynęła także specyficzna skarga kilku spółdzielni mieszkaniowych dotycząca rozliczeń za energię elektryczną dostarczaną na potrzeby oświetlenia ulicznego oraz kwestii związanych z kosztami eksploatacji i konserwacji punktów świetlnych.

W 17 przypadkach uznano, że Prezes URE nie jest właściwy do rozstrzygnięcia w sprawie zarzutów podniesionych w skargach i w związku z powyższym na podstawie art. 66 § 3 K.p.a. w formie postanowienia zwrócono podania wnoszącym bądź na podstawie art. 65 § 1 K.p.a. postanowieniem przekazano podania do organu właściwego. Od dwóch postanowień o zwróceniu podania wniesiono zażalenia do SOKiK.

Zażalenie na postanowienie Prezesa URE w sprawie zwrotu wniosku o rozstrzygnięcie sporu pomiędzy przedsiębiorstwem zajmującym się dystrybucją energii elektrycznej a spółdzielnią mieszkaniową, dotyczącego umowy o eksploatację urządzeń oświetlenia ulicznego na terenie spółdzielni, zostało oddalone postanowieniem SOKiK z dnia 16 grudnia 2005 r. sygn. akt XVII Amz 51/05. Natomiast postanowienie Prezesa URE o niewłaściwości do rozstrzygnięcia sporu dotyczącego rozliczeń za dostarczone ciepło pomiędzy dostawcą ciepła a odbiorcą ciepła na terenie spółdzielni mieszkaniowej zostało uchylone postanowieniem SOKiK z dnia 27 czerwca 2005 r. sygn. akt XVII Amz 12/05. Jednakże wskutek zażalenia Prezesa URE na powyższe postanowienie SOKiK, Sąd Apelacyjny w Warszawie postanowieniem z dnia 4 listopada 2005 r. sygn. akt VI ACz 1603/05 stwierdził, że SOKiK niesłusznie uchylił postanowienie Prezesa URE. Należało bowiem umowę zawartą przez odbiorcę i dostawcę ciepła ocenić jako umowę rozliczenia kosztów zakupu ciepła dostarczonego do zasobów mieszkalnych spółdzielni mieszkaniowej, której członkiem jest odbiorca, a nie jako umowę sprzedaży ciepła, pomimo że została ona zawarta bezpośrednio przez dostawcę ciepła i pomimo przyjętej nazwy umowy sprzedaży ciepła.

Odmowy przyłączenia do sieci

Nowym przedmiotem działalności regulacyjnej w oddziale były prowadzone od maja 2005 r. postępowania w sprawie odmowy zawarcia umów przyłączenia obiektów do sieci przez przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw lub energii.

Od tego czasu prowadzono 245 postępowań wskutek otrzymanych od przedsiębiorstw zawiadomień o braku ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci.

Do końca 2005 r. przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych zawiadomiły o 235 przypadkach odmów zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. Zdecydowaną większość zawiadomień nadesłała Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (DSG). W 33 przypadkach, wskutek prowadzonego postępowania, po powtórным przeanalizowaniu wniosków DSG wydała warunki przyłączenia do sieci wraz z propozycją umowy o przyłączenie. 48 postępowań zostało zakończonych zawiadomieniem stron o niezgłoszeniu zastrzeżeń, a pozostałe sprawy są w toku.

W większości przypadków odmowy dotyczyły przyłączenia budynków jednorodzinnych i usługowych. W przypadkach odmowy przyłączenia do sieci gazowej obiekty odbiorców nie były ujęte w założeniach do planu zaopatrzenia gminy w paliwa gazowe, ponadto plany rozwoju spółek gazowniczych nie przewidywały inwestycji w rejonach, w których wnioskodawcy ubiegają się o przyłączenie. We wszystkich sprawach spółki gazownicze, posługując się analizą ekonomiczną, stwierdziły brak ekonomicznych warunków przyłączenia. W przypadku 72 odmów koszty inwestycji przekraczały 100 tys. zł, w tym w 17 sprawach przekraczały 1 mln zł. Wystąpił jeden przypadek odmowy przyłączenia do sieci gazowej ze względów ekonomicznych, gdzie koszt inwestycji oszacowano na ponad 8 mln zł.

W przypadku dużych inwestycji (osiedla domków, apartamentowce) odmowy z braku ekonomicznych warunków przyłączenia wiązały się głównie ze zbyt dużym ryzykiem inwestycyjnym uwzględnionym przy analizie ekonomicznej przyłączenia. Spółka gazownicza w krótkim okresie musiałaby sfinansować kapitałochłonną inwestycję w sytuacji, gdy inwestor, który nie będzie odbiorcą, nie przedstawił żadnych gwarancji, że osiedle mieszkaniowe zostanie zrealizowane i zasiedlone w planowanym terminie.

W jednym z przypadków dotyczących odmowy przyłączenia do sieci projektowanego osiedla mieszkaniowego, DSG mając jednak na celu umożliwienie realizacji projektowanej inwestycji zaproponowała kompromisowe rozwiązanie, polegające na wybudowaniu sieci gazowej przez inwestora i następnie przejęciu jej w odpłatne użytkowanie przez spółkę gazowniczą, a po zakończeniu budowy osiedla i podpisaniu umów sprzedaży gazu z odbiorcami odkupienie sieci gazowej przez DSG. Przeniesienie na inwestora początkowego ryzyka związanego ze sfinansowaniem inwestycji umożliwiło szybkie rozpoczęcie procesu inwestycyjnego i gwarantuje inwestorowi w razie pomyślnego zakończenia budowy i zasiedlenia osiedla zwrot całości poniesionych kosztów budowy sieci gazowej.

W przypadku energii elektrycznej spółka dystrybucyjna zawiadomiła o 59 przypadkach odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej z przyczyn ekonomicznych oraz techniczno-ekonomicznych.

Główne czynniki powodujące odmowę przyłączenia to:

- brak aktualnego planu zagospodarowania przestrzennego gminy obejmującego teren wnioskodawcy, uniemożliwiający oszacowanie przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na tym obszarze,
- brak planu zaopatrzenia gminy w energię elektryczną,
- brak w planie rozwoju spółki dystrybucyjnej zadań inwestycyjnych w obszarze, na który składane były wnioski o wydanie warunków przyłączenia do sieci,
- wysokie nakłady inwestycyjne realizacji przyłączenia, których przewidywany zwrot przekracza 25 lat.

W okresie sprawozdawczym rozpoczęto także 2 postępowania w sprawie odmowy przyłączenia obiektów do sieci ciepłowniczej.

Nakładanie kar pieniężnych

W 2005 r. prowadzono jedno postępowanie administracyjne w sprawie nałożenia kary pieniężnej, które zakończono decyzją nakładającą karę na przedsiębiorstwo. Postępowanie dotyczyło stosowania cen i stawek opłat za ciepło bez przestrzegania obowiązku przedstawienia ich do zatwierdzenia Prezesowi URE, czym naruszono art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne. Kara została uiszczona.

7.3. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z samorządami lokalnymi

W toku prowadzenia spraw koncesyjnych do lokalnych urzędów kierowane są pisma o wyrażenie opinii na temat zasadności planowanych inwestycji i modernizacji urządzeń ciepłowniczych.

W oddziale działa stały Zespół konsultacyjny do spraw konsumenckich w zakresie prawa energetycznego oraz Zespół do spraw konsultowania zagadnień związanych z planowaniem infrastruktury energetycznej w gminach.

b) współpraca z rzecznikami konsumentów

W okresie sprawozdawczym prowadzono postępowania administracyjne wyjaśniające w sprawach nadesłanych przez powiatowych lub miejskich rzeczników konsumentów, dotyczące w szczególności rozliczeń za dostarczone paliwa i energię.

c) kontakty bezpośrednie z klientami

W okresie sprawozdawczym odbyło się 58 bezpośrednich spotkań pracowników oddziału z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych w sprawach związanych z zatwierdzaniem taryf i udzielaniem koncesji oraz 20 spotkań z klientami, których celem była potrzeba wyjaśnienia prawidłowości rozliczania opłat za pobrane ciepło, zagrożeń wstrzymania dostaw energii elektrycznej oraz opłat za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej i gazowej. Wszystkim zainteresowanym udzielono niezbędnych wyjaśnień i porad.

8. Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach

Południowy Oddział Terenowy URE z siedzibą w Katowicach swoim zasięgiem terytorialnym obejmuje obszar woj. śląskiego.

Według stanu na 31 grudnia 2005 r., w oddziale zatrudnionych było 17 pracowników, wszyscy z wykształceniem wyższym, w tym: 3 ekonomistów, 3 prawników, 10 osób z wykształceniem technicznym i 1 osoba z wykształceniem filologicznym. W porównaniu do 2004 r. liczba pracowników nie zmieniła się.

Funkcję dyrektora oddziału od 17 listopada 2000 r. pełni Dorota Kozioł, którą w okresie 1 stycznia – 6 listopada 2005 r. zastępowała Monika Gawlik.

8.1. Lokalny rynek energii

Charakterystyka sektora energetycznego

Na koniec 2005 r. na terenie woj. śląskiego działało 1 170 koncesjonariuszy, którym udzielono łącznie 1 376 koncesji. Strukturę koncesjonowanych przedsiębiorstw branży energetycznej na obszarze województwa przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela D11. Struktura koncesjonowanych przedsiębiorstw

Sektor	Liczba koncesjonariuszy	Liczba koncesji
ciepłownictwo	83	175
elektroenergetyka	109	166
gazownictwo	22	38
paliwa ciekłe	956	997
Razem	1 170	1 376

a) ciepłownictwo

W 2005 r., w stosunku do roku poprzedniego, nastąpił spadek liczby przedsiębiorstw posiadających koncesje na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia w ciepło (wytworzenie, przesyłanie i dystrybucja oraz obrót ciepłem). Liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw sektora ciepłowniczego spadła o 26 – ze 109 do 83, w tym na wniosek 21 koncesjonariuszy stwierdzono wygaśnięcie decyzji o udzieleniu im koncesji, w związku z nowym brzmieniem art. 32 ust. 1 i ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, nadanym ustawą z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska⁶⁾, która weszła w życie 3 maja 2005 r. Na wniosek 2 dotychczasowych koncesjonariuszy, którzy zaprzestali w sposób trwały prowadzenia energetycznej działalności gospodarczej cofnięto udzielone im koncesje. Ponadto, trzy przedsiębiorstwa energetyczne zostały włączone w struktury innych przedsiębiorstw, co spowodowało wygaśnięcie udzielonych im koncesji z dniem wykreślenia tych przedsiębiorstw z właściwego rejestru.

b) elektroenergetyka

W porównaniu ze stanem z poprzedniego roku, w sektorze elektroenergetycznym w 2005 r. nie zaszły istotne zmiany w zakresie liczby przedsiębiorstw działających na terenie woj. śląskiego, jak i przedmiotu ich działania oraz udziału w rynku energii. Na terenie województwa działalność prowadzą przede wszystkim 2 duże spółki dystrybucyjne: Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny SA z siedzibą w Gliwicach oraz Enion SA z siedzibą w Krakowie.

c) gazownictwo

W stosunku do stanu z 2004 r. liczba koncesjonariuszy w sektorze gazowniczym zwiększyła się o 3 przedsiębiorców z uwagi na zmiany organizacyjno-prawne w przedsiębiorstwach, ale wiodącą rolę pełni nadal Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Zabrze.

d) paliwa ciekłe

Liczba podmiotów koncesjonowanych w sektorze paliw ciekłych wzrosła o 164, głównie z powodu rozwoju tego rynku i powstawania nowych podmiotów prowadzących działalność w zakresie zaopatrzenia w paliwa ciekłe.

Odbiorcy paliw i energii

W strukturze sprzedaży paliw i energii przez przedsiębiorstwa energetyczne, podobnie jak w 2004 r., wyraźnie zarysowuje się znaczenie odbiorców komunalnych jako stanowiących najliczniejszą grupę. Pod względem zużywanej ilości energii, zwłaszcza elektrycznej, do największych należą jednak odbiorcy przemysłowi, przede wszystkim kopalnie i huty (np. Mittal Steel Poland SA z siedzibą w Katowicach, CMC Zawiercie SA z siedzibą w Zawierciu, Katowicki Holding Węglowy SA z siedzibą w Katowicach, Kompania Węglowa SA z siedzibą w Katowicach). Wskutek zmian, jakie w ciągu ostatnich lat dokonały się na Śląsku, nastąpiło obniżenie sprzedaży energii elektrycznej, ciepła oraz gazu.

Odnosząc się do energii elektrycznej należy wskazać, że na terenie woj. śląskiego w dalszym ciągu występują odbiorcy zasilani z sieci elektroenergetycznych należących do zakładów przemysłowych, często upadających lub znajdujących się w złej kondycji finansowej. W większości są to sieci niskiego napięcia, zasilające w energię zlokalizowane w bezpośrednim sąsiedztwie tych zakładów budynki mieszkalne lub obiekty, w których prowadzona jest drobna działalność gospodarcza. Nadal trwa zapoczątkowany przed laty proces porządkowania kwestii wyżej opisanego sposobu zasilania, zarówno pod względem technicznym, jak i prawnym. W wielu przypadkach odbiorcy zasilani dotychczas z sieci podmiotów, dla których dystrybucja energii elektrycznej nie należy do podstawowej działalności, przejmowani są przez spółki dystrybucyjne, co oznacza znaczną poprawę jakości świadczonych usług.

Jeżeli chodzi o rynek ciepła, to – inaczej niż w przypadku energii elektrycznej – odbiorcy przemysłowi mają niewielki udział w sprzedaży. Funkcjonują oni głównie

6) Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552.

w obrębie dużych zakładów przemysłowych, zużywając ciepło nie dla celów technologicznych, lecz przede wszystkim dla celów grzewczych. Prowadzące działalność gospodarczą przedsiębiorstwa ciepłownicze zaspokajają zatem głównie potrzeby socjalno-bytowe odbiorców, w tym spółdzielni, wspólnot mieszkaniowych, zarządów budynków komunalnych i odbiorców indywidualnych. Podobnie jak w latach poprzednich, do największych odbiorców ciepła można zaliczyć spółdzielnie mieszkaniowe.

Największy dostawca paliwa gazowego na Śląsku zaopatruje w paliwo gazowe zarówno odbiorców w przemyśle ciężkim (grupy taryfowe W-8 i W-9, sieci gazowe o ciśnieniu powyżej 0,5 MPa), jak i stanowiących najliczniejszą grupę odbiorców w gospodarstwach domowych (odbiorcy zakwalifikowani do grup taryfowych W-1 i W-2, zużywający gaz dla celów przygotowania posiłków i podgrzewania wody, oraz odbiorcy grupy taryfowej W-3, pobierający gaz dla celów grzewczych).

8.2. Działalność regulacyjna

Koncesjonowanie

Rok 2005 był kolejnym, w którym w oddziale rozpatrywano sprawy związane z koncesjonowaniem przedsiębiorstw energetycznych w zakresie ciepła.

W związku z wejściem w życie z dniem 12 maja 2005 r. nowego regulaminu organizacyjnego urzędu, rozszerzono właściwość rzeczową oddziałów terenowych w zakresie koncesjonowania przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność związaną z zaopatrzeniem w paliwa ciekłe, paliwa gazowe, a także w energię elektryczną. Poniżej zamieszczono statystykę zakończonych w 2005 r. postępowań koncesyjnych.

W okresie sprawozdawczym wydano razem 181 decyzji koncesyjnych.

W tym okresie udzielono 47 koncesji, z czego 45 na obrót paliwami ciekłymi. W 2005 r. na wniosek strony wydano 62 decyzje zmieniające koncesje, w tym aż 52 dotyczyły koncesji na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia w ciepło, a przede wszystkim obejmowały zmianę przedmiotu i zakresu działalności gospodarczej, zmianę nazwy, formy prawnej przedsiębiorcy i zmianę warunków prowadzenia działalności objętej koncesją.

W związku z zaprzestaniem prowadzenia działalności gospodarczej objętej koncesją, cofniętych zostało 8 koncesji, przy czym w przypadku 3 przedsiębiorców zaprzestanie dotyczyło tylko jednej z prowadzonych działalności, tj. obrotu ciepłem.

Wspomniana wcześniej nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne spowodowała wystąpienie przez 23 przed-

Tabela D12. Statystyka postępowań koncesyjnych w 2005 r.

Decyzje udzielające koncesję, w tym:	47
na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych	1
na obrót paliwami gazowymi	1
na obrót paliwami ciekłymi	45
Decyzje zmieniające koncesję, w tym:	62
na wytwarzanie ciepła	29
na przesyłanie i dystrybucję ciepła	20
na obrót ciepłem	3
dot. wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła	1
na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej	1
na obrót energii elektrycznej	1
na wytwarzanie paliwa gazowego	1
na przesyłanie i dystrybucję paliwa gazowego	2
na obrót paliwami gazowymi	2
na obrót paliwami ciekłymi	2
Decyzje cofające koncesję, w tym:	8
na wytwarzanie ciepła	3
na przesyłanie i dystrybucję ciepła	1
na obrót ciepłem	3
na obrót paliwami ciekłymi	1
Decyzje stwierdzające wygaśnięcie decyzji o udzieleniu koncesji, w tym:	42
na wytwarzanie ciepła	14
na przesyłanie i dystrybucję ciepła	18
na obrót ciepłem	9
na wytwarzanie paliw gazowych	1
Decyzje umarzające postępowanie administracyjne w sprawie udzielenia, zmiany koncesji lub stwierdzenia wygaśnięcia decyzji o udzieleniu koncesji	20
Decyzje odmawiające udzielenia lub zmiany koncesji	2
Postępowania administracyjne w sprawie udzielenia lub zmiany koncesji, w których pozostawiono wniosek bez rozpoznania lub zwrócono stronie	21

siębiorców z wnioskami o stwierdzenie wygaśnięcia decyzji o udzieleniu koncesji na wykonywaną działalność gospodarczą. Po ich rozpatrzeniu wydano 42 decyzje, w których przychyłono się do przedłożonych wniosków, natomiast w przypadku jednego przedsiębiorcy, wnioskującego o stwierdzenie wygaśnięcia decyzji o udzieleniu koncesji na wytwarzanie ciepła, postępowanie administracyjne zakończyło się umorzeniem.

Z 20 umorzonych postępowań administracyjnych, 4 postępowania umorzono, ponieważ działalność prowadzona przez tych przedsiębiorców nie wymagała uzyskania koncesji.

Wśród wniosków zwróconych lub pozostawionych bez rozpoznania zdecydowaną większość stanowią te, które złożyli przedsiębiorcy w sprawie udzielenia koncesji na obrót paliwami ciekłymi.

Zatwierdzanie taryf dla ciepła

Na 31 grudnia 2005 r. wszystkie spośród 83 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, których siedziba znajduje się na terenie woj. śląskiego, miały już zatwierdzoną przynajmniej jedną taryfę dla ciepła.

W 2005 r. w oddziale zostało wydanych 45 decyzji zatwierdzających taryfę dla ciepła, z czego 5 przedsiębiorstwom zatwierdzono taryfę po raz drugi, 3 – po raz trzeci, 11 – po raz czwarty, 13 – po raz piąty, 11 – po raz szósty, a 2 – po raz siódmy.

W 2005 r. zatwierdzono 11 taryf na okres dłuższy niż 24 miesiące, co stanowiło 24,4% całkowitej liczby zatwierdzonych taryf. Termin stosowania tych taryf ustalono do: 2007 r. (7 taryf) i 2008 r. (4). Wśród wskazanych 11 taryf: 8 będzie stosowanych w okresie dłuższym niż 2 lata, ale nie dłuższym jak 3 lata, z kolei 3 taryfy będą stosowane w okresie dłuższym niż 3 lata i nie dłuższym niż 4 lata.

Przychody ogółem przedsiębiorstw woj. śląskiego poddanych regulacji w 2005 r., planowane dla pierwszego roku stosowania taryf, to kwota 854,3 mln zł, 39% z tej kwoty to przychody z przesyłania i dystrybucji ciepła. W wyniku podjętych działań regulacyjnych w trakcie przeprowadzonych postępowań taryfowych, łączna kwota, o którą zostały zredukowane roczne (planowane na pierwszy rok obowiązywania taryf dla ciepła) obciążenia odbiorców w stosunku do obciążeń, jakie wynikałyby z cen i stawek opłat zaproponowanych przez przedsiębiorstwa w pierwszych wersjach wniosków taryfowych, wyniosła w skali woj. śląskiego 19,967 mln zł.

W 2005 r. ceny i stawki opłat w zatwierdzonych taryfach wzrosły średnio o 4,0% w stosunku do cen i stawek opłat ostatnio stosowanych przez przedsiębiorstwa ustalające te taryfy. Na 45 przedsiębiorstw woj. śląskiego, którym w 2005 r. zatwierdzono taryfy, wzrost średnich cen i stawek opłat zanotowało 39 przedsiębiorstw (86,7%), w przypadku 5 przedsiębiorstw (11,1%) nastąpił spadek, a 1 przedsiębiorstwo nie zmieniło średnich cen i stawek opłat.

Średnia wskaźnikowa cena ciepła dla pierwszego roku stosowania taryfy dla przedsiębiorstw woj. śląskie-

go objętych regulacją w 2005 r. wyniosła 23,11 zł/GJ, natomiast średnia wskaźnikowa stawka opłaty za usługi przesyłowe – 10,32 zł/GJ. W okresie sprawozdawczym średnia wskaźnikowa cena wytwarzanego ciepła wzrosła o 3,5% (z poziomu 22,32 zł/GJ) w stosunku do średniej wskaźnikowej ceny w roku ubiegłym, natomiast średnia wskaźnikowa stawka opłaty za usługi przesyłowe wzrosła o 4,6% (ze stawki 9,87 zł/GJ).

Zróżnicowanie średnich wskaźnikowych cen i stawek opłat kształtowało się w granicach: dla wytwarzania ciepła – od 8,66 do 49,98 zł/GJ (przedsiębiorstwo wytwarzające ciepło głównie z wykorzystaniem jako paliwa oleju opałowego lekkiego – w taryfie cena wzrosła o 12,0%, lecz była wynikiem niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego wzrostów cen paliw – oleju opałowego lekkiego i gazu ziemnego, jakie miały miejsce w 2005 r.) oraz dla przesyłania i dystrybucji ciepła – od 0,84 do 14,00 zł/GJ (przedsiębiorstwo ponoszące znaczne koszty związane z eksploatacją jednego z najbardziej rozległych systemów ciepłowniczych w kraju, zlokalizowanego głównie na obszarach eksploatowanych przez górnictwo węgla kamiennego, przy czym większość ciepła sprzedawana jest za pośrednictwem węzłów cieplnych i zewnętrznych instalacji odbiorczych – w taryfie stawka wzrosła o 1,0%).

Wśród przedsiębiorstw, którym w 2005 r. zatwierdzono taryfy dla ciepła, dominują spółki z o.o. (stanowią 49,0% wymienionych przedsiębiorstw). Kolejne miejsca zajmują spółki akcyjne (40,0%) oraz spółdzielnie mieszkaniowe (4,4%) i jednostki samorządu terytorialnego (4,4%). Na terenie woj. śląskiego pozostało tylko jedno przedsiębiorstwo energetyczne działające w formie przedsiębiorstwa państwowego.

W 2005 r. wydano 6 decyzji odmawiających zatwierdzenia taryfy dla ciepła, przy czym jednemu przedsiębiorstwu dwukrotnie odmawiano zatwierdzenia taryfy. Żadne z przedsiębiorstw nie skorzystało z możliwości odwołania do sądu od decyzji odmawiającej zatwierdzenia taryf dla ciepła. Trzy przedsiębiorstwa, spośród których odmówiono zatwierdzenia taryfy dla ciepła, złożyły ponownie wnioski o zatwierdzenie taryfy, przedstawiając taryfę opracowaną zgodnie z obowiązującymi przepisami. Jednemu z nich zatwierdzono taryfę dla ciepła, a w stosunku do 2 przedsiębiorstw nadal toczą się postępowania administracyjne. Jedno z przedsiębiorstw, którym odmówiono zatwierdzenia taryfy dla ciepła, nie złożyło jeszcze ponownego wniosku o zatwierdzenie taryfy, albowiem odmowa zatwierdzenia taryfy dla ciepła nastąpiła w końcu grudnia 2005 r. Na wniosek przedsiębiorstwa, któremu dwukrotnie odmawiano zatwierdzenia taryfy dla ciepła, stwierdzono wygaśnięcie decyzji o udzieleniu koncesji na wytwarzanie ciepła oraz na przesyłanie i dystrybucję ciepła, co w efekcie spowodowało, że nie ma ono obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia.

Wydano także 5 decyzji umarzających postępowania w sprawie zatwierdzenia taryfy dla ciepła.

W okresie sprawozdawczym prowadzono 14 postępowań administracyjnych w sprawie zmiany taryfy

dla ciepła. W 6 przypadkach wydano decyzje zatwierdzające zmiany taryfy (w tym w 4 przypadkach zmiany dotyczyły terminu obowiązywania taryfy, jedna – wzrostu cen, a jedna wynikała ze zmiany koncesji przedsiębiorstwa). Nie odnotowano przypadku odmowy zatwierdzenia zmiany taryfy dla ciepła. W 5 przypadkach postępowanie o zatwierdzenie zmiany taryfy dla ciepła zakończyło się umorzeniem prowadzonego postępowania. Trzy postępowania są nadal prowadzone.

Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

Rok 2005 był szóstym z kolei, w którym oddział prowadził postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej. Do właściwości rzeczowej oddziałów terenowych należy m.in. zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej przedsiębiorstw energetycznym, których projekty planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną nie podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE⁷⁾, a także przedsiębiorstwom, które wytwarzają energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (jeśli nie obowiązuje w tym zakresie zwolnienie z obowiązku zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej). Na tej podstawie zatwierdzono 9 taryf dla energii elektrycznej na 29 przedsiębiorstw pozostających we właściwości rzeczowej oddziału (13 przedsiębiorstw jeszcze przed wprowadzeniem nowego regulaminu organizacyjnego urzędu przedłożyło taryfę do zatwierdzenia w Departamencie Taryf, 3 uzyskały pozytywną decyzję w oddziale w 2004 r., w przypadku 2 przedsiębiorstw sprawy o zatwierdzenie taryfy były w toku na 31 grudnia 2005 r., 1 przedsiębiorstwo przedłożyło wniosek taryfowy w 2006 r., a 1 przedsiębiorstwo nie przedłożyło dotychczas taryfy do zatwierdzenia – obecnie trwa postępowanie wyjaśniające).

Opłaty ponoszone przez odbiorców, na skutek wprowadzenia nowych taryf, wzrosły średnio o 2,8% (w poszczególnych przedsiębiorstwach było to od -1,8 do 16,2%). Jednakże w znakomitej większości (7 na 9 podmiotów) średnie ceny są niższe od średnich cen energii elektrycznej, stosowanych w spółkach dystrybucyjnych działających na obszarze wspomnianych przedsiębiorstw.

W procesie taryfowania nie skorzystano z uprawnienia do ustalenia maksymalnego udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania i dystrybucji dla poszczególnych grup odbiorców w taryfach dla energii elektrycznej, gdyż nie wymagała tego ochrona interesów odbiorców.

Ponadto, w 2005 r. rozpatrzono pozytywnie 3 wnioski przedsiębiorstw energetycznych o przedłużenie terminu obowiązywania taryfy dla energii elektrycznej oraz

1 zmianę taryfy wynikającą z zaprzestania wytwarzania energii elektrycznej przeznaczonej do sprzedaży odbiorcom. Zmiana ta obejmuje nowy sposób kalkulacji cen i stawek opłat – w oparciu o koszty przeniesione obrotu oraz przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej kupowanej w elektroenergetycznej spółce dystrybucyjnej oraz w oparciu o koszty własne.

Zatwierdzanie taryf dla paliw gazowych

Do właściwości rzeczowej oddziałów terenowych należy m.in. zatwierdzanie taryf dla paliw gazowych przedsiębiorstw energetycznym, których projekty planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe nie podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE⁸⁾. W 2005 r. na 14 przedsiębiorstw, które obejmuje właściwość rzeczowa oddziału, prowadzących działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia w paliwa gazowe, rozpatrzono pozytywnie 8 wniosków przedsiębiorstw energetycznych o zatwierdzenie taryfy dla paliw gazowych (1 przedsiębiorstwo jeszcze przed wprowadzeniem nowego regulaminu organizacyjnego urzędu przedłożyło taryfę do zatwierdzenia w Departamencie Taryf, 1 uzyskało pozytywną decyzję w oddziale jeszcze w 2004 r., w przypadku 1 przedsiębiorstwa sprawa jest obecnie w toku, a 3 przedsiębiorstwa nie przedłożyły dotychczas taryf dla paliw gazowych do zatwierdzenia – obecnie trwa postępowanie wyjaśniające). Odbiorcami gazu wskazanych przedsiębiorstw są inne przedsiębiorstwa przemysłowe. Siedem przedsiębiorstw przedłożyło do zatwierdzenia taryfy dla gazu ziemnego wysokometanowego, zakupywanego od spółki dystrybucyjnej bądź od PGNiG, natomiast jedno z przedsiębiorstw przedłożyło taryfę dla gazu ziemnego (stanowiącego mieszaninę gazu ziemnego wysokometanowego – zakupywanego od PGNiG i gazu z odmetanowania kopalń – dostarczanego przez Kompanię Węglową SA).

Opłaty ponoszone przez odbiorców, na skutek wprowadzenia nowych taryf, wzrosły średnio o 6,6% (w poszczególnych przedsiębiorstwach było to od 0,0 do 13,3%). U połowy tych przedsiębiorstw średnie ceny są niższe od średnich cen paliw gazowych stosowanych w spółce dystrybucyjnej działającej na obszarze wspomnianych przedsiębiorstw.

W procesie taryfowania nie skorzystano z uprawnienia do ustalenia maksymalnego udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania i dystrybucji dla poszczególnych grup odbiorców w taryfach dla paliw gazowych, gdyż nie wymagała tego ochrona interesów odbiorców.

W 2005 r. rozpatrzono także 10 wniosków o zatwierdzenie zmiany taryfy dla paliw gazowych ze względu na zmiany cen dostawców oraz 2 wnioski w sprawie przedłużenia terminu obowiązywania taryf.

7) Chodzi o przedsiębiorstwa, które wykonują działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej dla mniej niż 100 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie mniej niż 50 GWh tej energii.

8) Chodzi o przedsiębiorstwa, które wykonują działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji paliw gazowych dla mniej niż 50 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie mniej niż 50 mln m³ tych paliw.

Zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia

W 2005 r., w związku z art. 49 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, wznowione było jedno postępowanie administracyjne w sprawie zwolnienia przedsiębiorstwa energetycznego z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Zakresem tego postępowania objęta była działalność przedsiębiorstwa energetycznego polegająca na wytwarzaniu oraz dystrybucji energii elektrycznej.

Rozstrzygnięcie spraw spornych

W 2005 r. wpłynęły 34 wnioski o rozstrzygnięcie spraw spornych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Wydano 4 decyzje rozstrzygające dotyczące energii elektrycznej i 1 decyzję rozstrzygającą dotyczącą ciepła. W 16 przypadkach postępowanie umorzono, natomiast 4 wnioski zwrócono, a 3 pozostawiono bez rozpoznania. Kwestie sporne, które były przedmiotem zakończonych postępowań administracyjnych, dotyczyły odmowy zawarcia (zmiany) umowy sprzedaży energii cieplnej (8 decyzji), nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania energii elektrycznej (7 decyzji), odmowy zawarcia (zmiany) umowy sprzedaży energii elektrycznej (3 decyzje), odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej (1 decyzja), odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci ciepłowniczej (1 decyzja) i odmowy zawarcia umowy o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej (1 decyzja).

W toku postępowań, na wniosek strony, wydano 5 postanowień nakazujących przedsiębiorstwu energetycznemu podjęcie dostaw energii elektrycznej i 1 postanowienie nakazujące przedsiębiorstwu energetycznemu kontynuowanie dostaw ciepła.

W okresie sprawozdawczym 12 postępowań administracyjnych w sprawach spornych było zawieszonych, z czego 6 – z urzędu.

W ramach działań regulacyjnych rynku ciepłowniczego, elektroenergetycznego oraz gazowniczego rozpatrzono 52 skargi na działalność przedsiębiorstw energetycznych, z czego 40 skarg dot. energii elektrycznej, 8 – ciepła, 3 – paliwa gazowego i 1 – paliwa ciekłego.

Najczęstszymi zagadnieniami poruszonymi w ww. skargach były kwestie związane z nielegalnym poborem energii elektrycznej (w szczególności przez działanie na układ pomiarowo-rozliczeniowy polem magnetycznym o dużej gęstości – magnes neodymowy), wysokością cen i stawek opłat ustalonych w taryfach przez przedsiębiorstwa energetyczne (wzajemne rozliczenia pomiędzy dostawcami i odbiorcami za dostarczoną energię elektryczną i ciepło oraz paliwo gazowe), wstrzymaniem dostaw energii elektrycznej, realizacją umów sprzedaży ciepła i energii elektrycznej oraz standardami jakościowymi obsługi odbiorców oraz parametrami technicznymi energii.

Przy wyjaśnianiu skarg zwracano się do przedsiębiorstw energetycznych o udzielenie informacji. Na podstawie odpowiedzi przedsiębiorstw energetycznych oraz regulacji prawnych przedstawiano stanowisko skarżącym.

W dwóch przypadkach postanowieniem zwrócono pisma z pouczeniem, że organem właściwym w sprawie jest sąd powszechny.

Do oddziału wpływały także pisma przesyłane do wiadomości urzędu bądź pisma z prośbą o udzielenie wyjaśnień w zakresie poruszanych zagadnień. W wielu przypadkach, mimo braku wyraźnego żądania podjęcia działań, oddział zwracał się do przedsiębiorstwa energetycznego o wyjaśnienie zaistniałej sytuacji.

Odmowy przyłączenia do sieci

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne po zmianach, które weszły w życie z dniem 3 maja 2005 r., upoważniła Prezesa URE do wnoszenia zastrzeżeń do odmów przyłączenia do sieci przez przedsiębiorstwa energetyczne z powodu braku warunków ekonomicznych.

W 2005 r. prowadzono 14 postępowań dotyczących zgłoszenia zastrzeżeń do odmowy przyłączenia do sieci: 10 dotyczyło odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, 3 – do sieci gazowej, 1 – do sieci ciepłowniczej. Wśród odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej przeważały odmowy przyłączenia obiektów związanych w działalnością gospodarczą (m.in. prowadzenie ośrodka jeździeckiego, uprawa pieczarek, działalność usługowa), 1 odmowa dotyczyła budynku jednorodzinnego i również 1 – ogródków działkowych. Z kolei wszystkie odmowy przyłączenia do sieci gazowej i sieci ciepłowniczej dotyczyły budynków jednorodzinnych. Spośród 14 postępowań 6 dotyczyło odmów wydanych osobom prawnym, a 8 – osobom fizycznym.

W trzech z powyższych postępowań (2 odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej i 1 do sieci ciepłowniczej) nie zgłoszono zastrzeżeń do odmowy przyłączenia do wymienionych sieci. Na koniec 2005 r. pozostałe postępowania były w toku.

W trakcie żadnego z wszczętych w 2005 r. postępowań w sprawie zgłoszenia zastrzeżeń nie złożono wniosku o rozstrzygnięcie sporów dotyczących odmów zawarcia umowy o przyłączenie do sieci.

Nakładanie kar pieniężnych

W 2005 r. prowadzono 19 postępowań administracyjnych o wymierzenie kar pieniężnych, z czego wydano 18 decyzji administracyjnych nakładających na przedsiębiorstwa energetyczne kary na łączną kwotę 57 242,13 zł. W stosunku do 1 przedsiębiorstwa nie zostało zakończone postępowanie administracyjne.

Nieprawidłowości, za które wymierzono kary, dotyczyły: stosowania taryfy bez przestrzegania obowiązku jej przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia (12 decyzji), nieprzestrzegania obowiązków wynikających z koncesji (3 decyzje), zatrudnianie osób bez wymaganych ustawą kwalifikacji (2 decyzje), odmowa udzielenia informacji, o których mowa w art. 28 ustawy – Prawo energetyczne (1 decyzja).

W jednym przypadku na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego wydano decyzję o rozłożeniu na raty kary pieniężnej wymierzonej temu przedsiębiorstwu.

8.3. Pozostała działalność oddziału

W 2005 r., podobnie jak i w latach poprzednich, oddział nawiązywał kontakty z wojewodami, zarządami województw, organami wykonawczymi gmin. Głównym ich celem było zasygnalizowanie problemów, które dostrzegano na bieżąco w trakcie prowadzonych w oddziale postępowań.

W ramach prowadzonych postępowań administracyjnych ustalono, że na terenie woj. śląskiego, gdzie położonych jest 167 gmin, pozytywnie zaopiniowane projekty założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe posiadają 72 gminy, co stanowi 43,1% ich łącznej liczby⁹⁾.

W ubiegłym roku kontynuowano również współpracę z mediami oraz z powiatowymi rzecznikami konsumentów. Udzielano także odpowiedzi i wyjaśnień na pytania zgłaszane telefonicznie. Ponadto, w siedzibie oddziału pracownicy odbyli 55 spotkań z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych. Celem spotkań było omówienie spraw związanych z problemami merytorycznymi dotyczącymi postępowania taryfowego oraz koncesyjnego. W okresie sprawozdawczym odbyły się także 43 bezpośrednie spotkania z odbiorcami.

9. Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie

Zasięg terytorialny oddziału obejmuje obszar województw małopolskiego i podkarpackiego, podzielony administracyjnie odpowiednio na 182 i 159 gmin.

Według stanu na 31 grudnia 2005 r., w oddziale zatrudnionych było 16 osób, w tym: 7 inżynierów, 6 ekonomistów, 2 prawników oraz jedna osoba z wykształceniem średnim.

Pracą oddziału do 6 listopada 2005 r. kierowała Dorota Kozioł, oddelegowana z Południowego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Katowicach. Od 7 listopada 2005 r. pracą oddziału kieruje Zbigniew Bejma.

9.1. Lokalny rynek energii

Charakterystyka sektora energetycznego

W 2005 r. na terenie województw małopolskiego i podkarpackiego funkcjonowało 1 178 przedsiębiorstw energetycznych, posiadających co najmniej jedną koncesję.

Łącznie przedsiębiorstwa te posiadały 1 356 koncesji, których zestawienie w zależności od rodzaju prowadzonej

koncesjonowanej działalności gospodarczej przedstawia tabela D13.

Głównymi dostawcami energii elektrycznej dla potrzeb mieszkańców i zakładów przemysłowych są spółki dystrybucyjne, w tym w woj. małopolskim – ENION SA z siedzibą w Krakowie: Oddział w Krakowie – Zakład Energetyczny Kraków SA i Oddział w Tarnowie – Zakład Energetyczny Tarnów SA (który obsługuje na terenie swojego działania ok. 2 311 tys. odbiorców energii elektrycznej, przy rocznej dostawie ok. 16 827 tys. MWh energii elektrycznej), a w woj. podkarpackim – Rzeszowski Zakład Energetyczny SA z siedzibą w Rzeszowie (obsługujący na obszarze działania ok. 660 tys. odbiorców, przy wielkości sprzedaży ok. 3 635 tys. MWh energii elektrycznej).

Zaopatrzenie w paliwo gazowe prowadzone jest głównie przez 2 spółki dystrybucyjne, w tym największym dostawcą zabezpieczającym potrzeby większości odbiorców jest Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Tarnowie, ze sprzedażą gazu ziemnego w wysokości ok. 1 166 000 tys. m³. Największym odbiorcą na obszarze działania woj. małopolskiego jest Huta Szkła Gospodarczego „Tarnów” SA z rocznym zużyciem gazu ziemnego ok. 12 322 tys. m³, natomiast w woj. podkarpackim największym odbiorcą są Krośnieńskie Huty Szkła „Krosno” SA – Techniczna z rocznym zużyciem ok. 39 754 tys. m³. Drugim dużym dostawcą jest Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (GSG Sp. z o.o.) z siedzibą w Zabrze, dostarczająca paliwa gazowe dla odbiorców zachodniej części woj. małopolskiego, którzy stanowią około 9% ogólnej liczby odbiorców GSG Sp. z o.o. przy rocznej sprzedaży gazu ziemnego ok. 112 000 tys. m³.

W zakresie działalności związanej z wytwarzaniem ciepła, jego przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem na terenie województw małopolskiego i podkarpackiego na koniec 2005 r. funkcjonowało 81 koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych. Na terenie działania oddziału funkcjonuje 6 elektrociepłowni, w których wytwarza się w skojarzeniu energię elektryczną i ciepło.

Najwięksi producenci energii elektrycznej i ciepła na terenie oddziału to Elektrociepłownia „Kraków” SA (sprzedaż ciepła – 8 206 tys. GJ, sprzedaż energii elektrycznej – 1 600 tys. MWh), Elektrownia „Skawina” SA (sprzedaż ciepła – 2 566 tys. GJ, sprzedaż energii elektrycznej – 2 180 tys. MWh) i Elektrownia „Stalowa Wola” SA (sprzedaż ciepła – 1 890 tys. GJ, sprzedaż energii elektrycznej – 224 tys. MWh) oraz Energetyka Dwory Sp. z o.o.

Tabela D13. Ilość koncesji w poszczególnych rodzajach działalności

Województwo	Zakres działalności koncesjonowanej				
	ciepłownictwo	elektroenergetyka	gazownictwo	paliwa ciekłe	razem
małopolskie	87	79	16	595	777
podkarpackie	93	63	10	413	579
Ogółem	180	142	26	1 008	1 356

Źródło: Południowo-Wschodni OT URE

9) Dane z oficjalnej strony Urzędu Marszałkowskiego.

w Oświęcimiu (sprzedaż ciepła – 3 100 tys. GJ, sprzedaż energii elektrycznej – 145 tys. MWh).

Największym przedsiębiorstwem energetycznym eksploatującym odnawialne źródło ciepła, wykorzystującym wody geotermalne, jest „Geotermia Podhalańska SA” z siedzibą w Bańskiej Niżnej.

Odbiorcy paliw i energii

Odbiorcami energii elektrycznej na terenie działania oddziału są przedsiębiorstwa przemysłowe oraz gospodarstwa domowe. Do największych odbiorców przemysłowych zaliczają się: Mittal Steel Poland SA Oddział w Krakowie, Zakłady Górniczo-Hutnicze „Bolesław” SA w Bukownie, Zakłady Azotowe w Tarnowie – Mościcach, „Enesta” Sp. z o.o. w Stalowej Woli, „Euro-Energetyka” Sp. z o.o. w Mielcu, Krośnieńskie Huty Szkła „Krosno” SA w Krośnie.

Największą liczbę odbiorców energii elektrycznej na terenie woj. małopolskiego obsługuje Zakład Energetyczny Kraków SA (ok. 820 tys.), a na terenie woj. podkarpackiego – Rzeszowski Zakład Energetyczny SA (ok. 660 tys.).

Z zasady TPA na obszarze obsługiwanym przez ENION SA (cały obszar działania spółki) korzystało 46 odbiorców, którzy stanowili 16,3% w strukturze sprzedaży energii, a na obszarze działania objętym przez Rzeszowski Zakład Energetyczny SA – 5 odbiorców, czyli 0,91% ogólnej sprzedaży.

Wśród największych odbiorców gazu ziemnego znajdują się następujące przedsiębiorstwa: MPEC Tarnów SA w Tarnowie, „Leier” – Tarnowskie Zakłady Ceramiki Budowlanej SA w Tarnowie, Zakłady Chemiczne „Alwerinia” SA, Krośnieńskie Huty Szkła „Krosno” SA w Krośnie, Firma Oponiarska w Dębicy, „Krono-Wood” Sp. z o.o., „Kimberly-Clark” SA.

Największą liczbę odbiorców gazu obsługuje Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (KSG Sp. z o.o.) z siedzibą w Tarnowie, która dostarcza go do ok. 980 tys. klientów. Aktualnie obszar działania KSG Sp. z o.o. zalicza się do najbardziej zgazyfikowanych rejonów Polski. Obecnie na całym terenie działania spółki nie występują odbiorcy gazu ziemnego korzystający z zasady TPA.

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się działalnością gospodarczą w zakresie dostaw ciepła zaspokajają głównie potrzeby mieszkańców spółdzielni mieszkaniowych, wspólnot mieszkaniowych, budynków komunalnych i odbiorców indywidualnych.

9.2. Działalność regulacyjna

Koncesjonowanie

W 2005 r. w oddziale wydano 209 decyzji administracyjnych dotyczących udzielenia, zmiany, cofnięcia i wygaśnięcia koncesji, względnie umarzających postępowania w tych sprawach (łącznie 148 przedsiębiorstwom energetycznym). W stosunku do 2004 r., w którym wydano 149 decyzji administracyjnych dotyczących ww. zakresów działalności gospodarczej, jest to liczba większa o 40%.

Przyczyną tak dużego wzrostu liczby wydanych decyzji administracyjnych były zmiany organizacyjno-prawne, jakie wystąpiły w 2005 r. (zmiana regulaminu organizacyjnego URE, a co za tym idzie – rozszerzenie kompetencji posiadanych przez oddział w zakresie działań regulacyjnych oraz zmiana ustawy – Prawo energetyczne w zakresie koncesjonowanej działalności gospodarczej).

Na wniosek stron zostały wydane 74 decyzje administracyjne w sprawie udzielenia koncesji, które obejmowały: 1 decyzję w zakresie wytwarzania ciepła i 2 – w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła; 1 – dotyczącą wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła; 1 – w zakresie dystrybucji paliw gazowych i 1 – w zakresie obrotu paliwami gazowymi oraz 68 decyzji dotyczących obrotu paliwami ciekłymi.

Wydawanie koncesji na obrót paliwami ciekłymi stanowiło kontynuację zadania nałożonego na oddział w 2004 r., obejmującego udzielanie koncesji na obrót paliwami ciekłymi dla gazu płynnego w zakresie gazu propan-butan w butlach oraz autogazu LPG. Od 12 maja 2005 r., w związku ze wspomnianą powyżej zmianą regulaminu organizacyjnego URE, oddział przejął także zadania w zakresie udzielania koncesji na obrót pozostałymi paliwami ciekłymi (benzyny, oleje napędowe, oleje opałowe). Specyfika branży powoduje, że liczba podmiotów ubiegających się o udzielenie koncesji na obrót paliwami ciekłymi systematycznie rośnie, a z uwagi na dynamikę zmian zachodzących na rynku paliw ciekłych ulega ciągłym modyfikacjom. Pojawiła się też pewna grupa przedsiębiorców zainteresowanych uzyskaniem koncesji na obrót paliwami ciekłymi w zakresie tzw. czystego obrotu. Działalność w zakresie koncesjonowanego obrotu paliwami ciekłymi wykonują z reguły osoby fizyczne prowadzące działalność gospodarczą i spółki cywilne oraz spółki z o.o., rzadziej są to spółki jawne. Zasadniczymi problemami pojawiającymi się w trakcie wydawania koncesji na obrót paliwami ciekłymi były trudności przedsiębiorstw w uzyskaniu wymaganych dokumentów, a także sprzeczności i niejasności w składanych przez nie oświadczeniach i informacjach, niewłaściwy sposób dokumentowania finansowych możliwości prowadzenia działalności gospodarczej oraz utrudnienia w skutecznym doręczeniu korespondencji, szczególnie wobec osób fizycznych, które zaprzestawały działalności gospodarczej lub nie odbierały adresowanych do nich przesyłek.

W 2005 r. wydano ponadto 68 decyzji zmieniających udzielone koncesje (łącznie 39 przedsiębiorstwom energetycznym), z czego 31 decyzji dotyczyło wytwarzania ciepła, 27 – przesyłania i dystrybucji ciepła i 2 – obrotu ciepłem; 1 decyzja dotyczyła koncesji na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych i 1 – obrotu paliwami gazowymi; 3 decyzje zmieniały koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej, 1 – koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej i 2 – koncesje na obrót energią elektryczną. Wszystkie zmiany zostały dokonane na wniosek stron, w związku ze zmianą formy prawnej lub nazwy przedsiębiorstwa, zmianą rodzaju lub liczby kotłowni, liczby sieci, mocy lub definicji źródła.

Część zmian wynikała z faktu, iż ustawą z dnia 2 lipca 2004 r. – Przepisy wprowadzające ustawę o swobodzie działalności gospodarczej¹⁰⁾ został znolizowany art. 37 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, poprzez dodanie w tym ustępie punktu 7 stanowiącego, że koncesja powinna określać numer w rejestrze przedsiębiorców albo ewidencji działalności gospodarczej oraz numer identyfikacji podatkowej NIP. Celem tych zmian było dostosowanie zapisu koncesji do aktualnego stanu organizacyjno-prawnego koncesjonariusza.

Ustawą z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska¹¹⁾, która weszła w życie z dniem 3 maja 2005 r., została wprowadzona zmiana m.in. art. 32 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z tą nowelizacją zmienił się m.in. zakres działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu ciepła, przesyłaniu i dystrybucji ciepła oraz obrocie ciepłem, której prowadzenie wymaga posiadania koncesji. Nie mają obowiązku posiadania koncesji m.in. przedsiębiorcy, którzy prowadzą działalność gospodarczą w źródłach ciepła o łącznej mocy nieprzekraczającej 5 MW, a także, gdy wielkość mocy zamówionej przez odbiorców nie przekracza 5 MW.

Zmiana ta spowodowała, że z wnioskami o stwierdzenie wygaśnięcia koncesji w 2005 r. do Prezesa URE wystąpiło 17 przedsiębiorstw energetycznych, którym zostały wydane 33 decyzje stwierdzające wygaszenie posiadanych koncesji. Przedsiębiorstwa te nie zaprzestały wykonywania działalności gospodarczej polegającej na zaopatrzeniu odbiorców w ciepło; będą nadal ją wykonywać, jednak w wymiarze nie wymagającym posiadania koncesji.

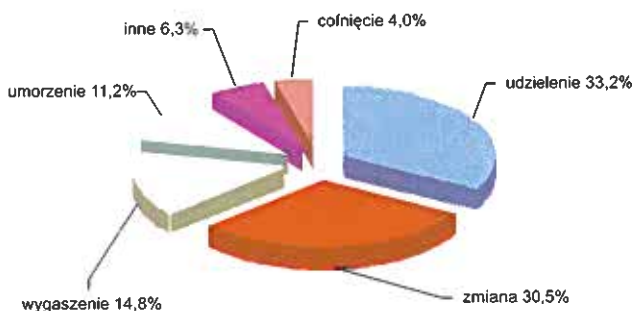
W 2005 r., w związku z zaprzestaniem prowadzenia działalności gospodarczej, na wniosek stron zostało cofniętych 9 koncesji wydanych 8 przedsiębiorstwom energetycznym, w tym 5 koncesji na wytwarzanie ciepła oraz 4 koncesje na obrót paliwami ciekłymi.

Ponadto, 25 postępowań koncesyjnych zakończyło się wydaniem decyzji umarzających postępowanie, z czego 8 dotyczyło obrotu paliwami ciekłymi, 9 – wytwarzania ciepła, a 8 – przesyłania i dystrybucji ciepła.

W 2005 r. w oddziale – poza wyżej wymienionymi postępowaniami administracyjnymi, które zakończyły się wydaniem stosownych decyzji administracyjnych – 14 wniosków złożonych przez przedsiębiorstwa energetyczne zostało załatwionych poprzez: wydanie 1 postanowienia o zawieszeniu postępowania na podstawie art. 98 § 1 K.p.a.; zwrot 1 podania na podstawie art. 261 § 1 i 2 K.p.a.; pozostawienie bez rozpoznania 3 wniosków dotyczących udzielenia koncesji na obrót paliwami ciekłymi na podstawie art. 50 pkt 1 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej; pozostawienie bez rozpoznania 5 wniosków na podstawie art. 64 § 2 K.p.a.; przekazanie 4 wniosków do innych komórek organizacyjnych URE

w celu załatwienia zgodnie z posiadanymi kompetencjami. Strukturę zakończonych spraw koncesyjnych przedstawiono na rysunku D18.

Rysunek D18. Struktura zakończonych spraw w OT Kraków w 2005 r.



Zatwierdzanie taryf dla ciepła

W myśl 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 2005 r. oddział prowadził 54 postępowania o zatwierdzenie taryf dla ciepła, z których 34 postępowania zakończyły się zatwierdzeniem taryf dla ciepła, wydano 11 decyzji odmawiających zatwierdzenia taryf dla ciepła, 1 wniosek pozostawiono bez rozpoznania, 8 postępowań umorzono (rysunek D19), ponadto prowadzono 33 postępowania o zatwierdzenie zmiany decyzji zatwierdzającej taryfy, co łącznie daje 87 postępowań administracyjnych.

Z 99 koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność w zakresie zaopatrzenia w ciepło (stan na 31 grudnia 2004 r.), posiadających siedzibę na terenie działania oddziału, 19 przedsiębiorstw wystąpiło o wygaśnięcie koncesji na wytwarzanie oraz przesyłanie i dystrybucję ciepła, co w konsekwencji daje 81 przedsiębiorstw koncesjonowanych (stan na 31 grudnia 2005 r.).

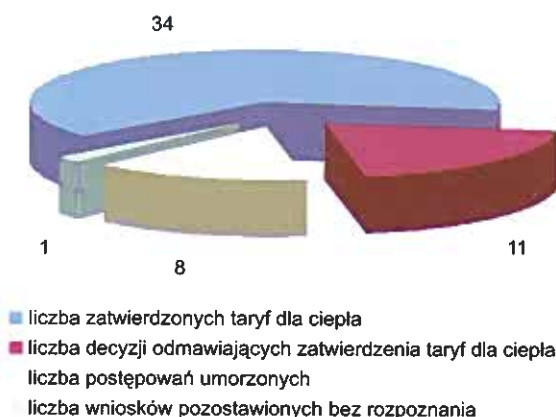
Łącznie w 2005 r. w ramach działalności ciepłowniczej zatwierdzono 34 taryfy, w tym: 1 pierwszą, 3 drugie, 6 trzecich, 13 czwartych, 9 piątych oraz 2 szóste (rysunek D20). W trzech przypadkach, uznając działalność przedsiębiorstw za ustabilizowaną, terminy obowiązywania taryf ustalono na okres powyżej 24 miesięcy (przy czym należy nadmienić, że pomimo regulacji prawnej pozwalającej zatwierdzić taryfę na okres dłuższy niż 24 miesiące, niewiele przedsiębiorstw wyrażało chęć skorzystania z takiej możliwości).

Na 33 wnioski o zmianę decyzji zatwierdzającej taryfę wydano: 21 decyzji dotyczących przedłużenia okresu obowiązywania taryfy, 2 – wynikające ze zmian koncesyjnych, 7 – umarzających, w 2 przypadkach odmówiono zmiany taryfy a w 1 przypadku wniosek pozostawiono

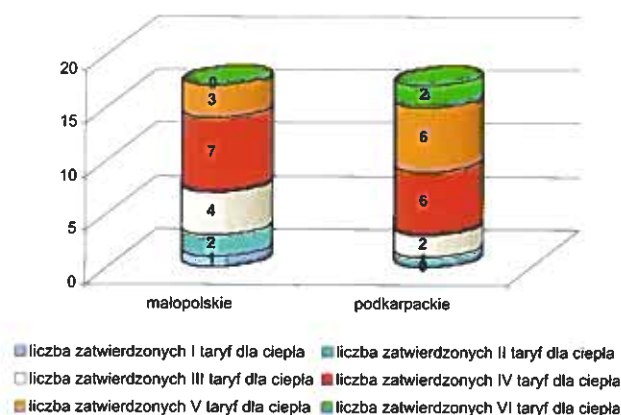
10) Dz. U. z 2004 r. Nr 173, poz. 1808.

11) Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 522.

Rysunek D19. Zestawienie liczbowe przebiegu zatwierdzania taryf dla ciepła w 2005 r.



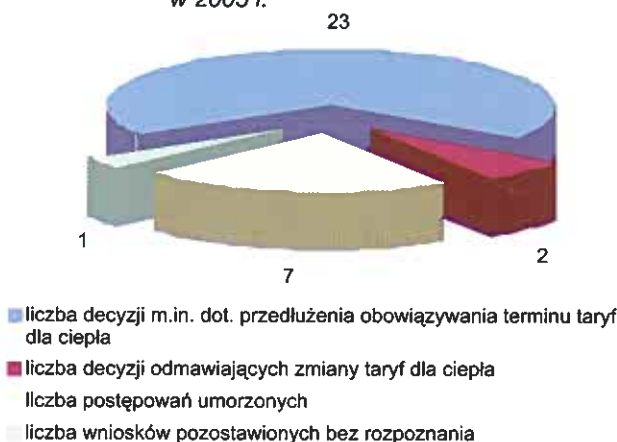
Rysunek D20. Zestawienie liczbowe zatwierdzonych taryf dla ciepła w 2005 r.



bez rozpoznania (rysunek D21). Na koniec 2005 r. w toku pozostało 19 postępowań w sprawie zatwierdzenia taryfy dla ciepła oraz 2 postępowania w sprawie zmiany decyzji zatwierdzającej taryfę dla ciepła. Jest to związane z terminami składania wniosków przez przedsiębiorstwa (czwarty kwartał roku), wynikającymi z upływu okresu obowiązywania poprzednich taryf.

Zestawienie średnich cen i stawek opłat oraz wysokość średnioważonej zmiany obciążenia odbiorców, wynikających z taryf dla ciepła zatwierdzonych w 2005 r., ujęto w tabeli D14.

Rysunek D21. Zestawienie liczbowe wniosków o zmianę decyzji zatwierdzającej taryfę w 2005 r.



Średnia cena wytwarzania ciepła wynikająca z zatwierdzonych w 2005 r. taryf dla ciepła wyniosła 24,81 zł/GJ, w tym dla woj. małopolskiego 20,04 zł/GJ, dla woj. podkarpackiego 31,00 zł/GJ. Średni wzrost cen wytwarzania ciepła w odniesieniu do cen ostatnio stosowanych wyniósł 4,29% (w tym dla woj. małopolskiego 4,55%, dla woj. podkarpackiego 4,04%). Uwzględniając rodzaj stosowanego przez przedsiębiorstwa energetyczne paliwa, największy wzrost cen nastąpił w źródłach opalanych olejem opalowym ciężkim (o 17,32%). W źródłach opalanych węglem kamiennym, przy sprzedaży 7 133 366 GJ (80,81% całkowitej sprzedaży ciepła w 2005 r.) nastąpił wzrost o 3,93%.

Średnia stawka opłaty za usługi przesyłowe wynikająca z zatwierdzonych w 2005 r. taryf dla ciepła wyniosła 7,69 zł/GJ, w tym dla woj. małopolskiego 6,37 zł/GJ, dla woj. podkarpackiego 10,06 zł/GJ. Średni wzrost stawek opłat za usługi przesyłowe w odniesieniu do stawek opłat ostatnio stosowanych wyniósł 8,01% (w tym dla woj. małopolskiego 9,08%, dla woj. podkarpackiego 7,14%). Zestawienie cen i stawek opłat w podziale na woj. małopolskie i podkarpackie w latach 2001-2005 przedstawiono na rysunkach D22 i D23.

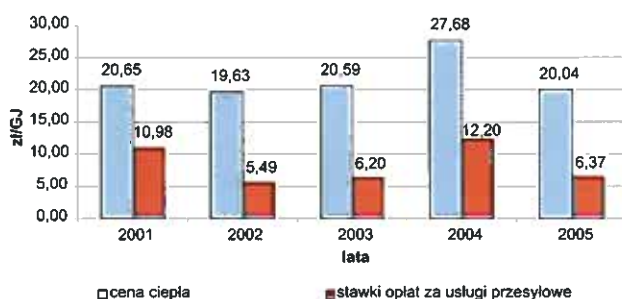
Przedstawione dane mają jedynie charakter statystyczny i nie mogą służyć do porównań z danymi wyznaczonymi na podstawie taryf zatwierdzonych w poprzednich okresach regulacji, które dotyczyły innych przedsiębiorstw energetycznych o odmiennej strukturze i zakresie działalności.

Tabela D14. Zestawienie średnich cen i stawek opłat oraz średnioważone zmiany obciążenia odbiorców, wynikające z taryf zatwierdzonych w 2005 r.

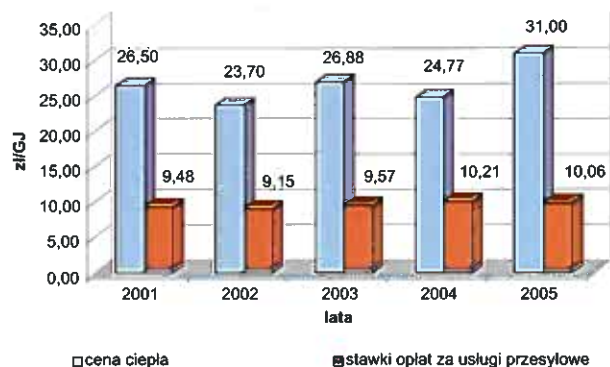
Województwo	Cena ciepła [zł/GJ]	Zmiana ceny ciepła [%]	Stawka opłat za usługi przesyłowe [zł/GJ]	Zmiana stawki opłaty za przesył [%]
małopolskie	20,04	+ 4,55	6,37	+ 9,08
podkarpackie	31,00	+ 4,04	10,06	+ 7,14

Źródło: Południowo-Wschodni OT URE

Rysunek D22. Średnie ceny i stawki opłat wynikające z taryf zatwierdzonych w latach 2001-2005 dla woj. małopolskiego



Rysunek D23. Średnie ceny i stawki opłat wynikające z taryf zatwierdzonych w latach 2001-2005 dla woj. podkarpackiego



Na 12 taryf zatwierdzonych dla wytwórców ciepła w 2005 r. w woj. małopolskim:

- *najniższe ceny ciepła* są stosowane przez:
 - Energetykę Dwory Sp. z o.o. Oświęcim – dla źródeł opalanych miałem węgla kamiennego (15,95 zł/GJ),
 - Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „Termowad” Sp. z o.o. Wadowice – dla źródeł opalanych gazem ziemnym (39,64 zł/GJ),
- *najwyższe ceny ciepła* są stosowane przez:
 - Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Andrychów – dla źródeł opalanych miałem węgla kamiennego (31,32 zł/GJ),
 - BTB Polska Sp. z o.o. Kraków – dla źródeł opalanych gazem ziemnym (52,09 zł/GJ).

Natomiast w woj. podkarpackim na 14 taryf zatwierdzonych dla wytwórców ciepła:

- *najniższe ceny ciepła* są stosowane przez:
 - Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. Dębica – dla źródeł opalanych miałem węgla kamiennego (23,40 zł/GJ),
 - Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. Tarnobrzeg – dla źródeł opalanych gazem ziemnym (29,53 zł/GJ),

- *najwyższe ceny ciepła* są stosowane przez:
 - Przedsiębiorstwo Termicznej Utylizacji Odpadów RA-TAR Sp. z o.o. Tarnobrzeg – dla źródeł opalanych miałem węgla kamiennego (41,90 zł/GJ),
 - Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. Jasło – dla źródeł opalanych gazem ziemnym (52,49 zł/GJ).

W efekcie działań regulacyjnych dokonano weryfikacji planowanych kosztów przedstawianych przez przedsiębiorstwa jako uzasadnione dla ustalonych w taryfach cen i stawek opłat, w wyniku czego obniżono obciążenie odbiorców opłatami za ciepło na kwotę 10,9 mln zł, tj. średnio o 3,78%, wobec planowanych ok. 288,33 mln zł.

Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W zakresie zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej przedsiębiorstw energetycznych prowadzono 20 postępowań administracyjnych. Wydano 6 decyzji zatwierdzających taryfy dla energii elektrycznej, 1 decyzję odmawiającą zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej, 8 postępowań umorzono oraz wydano 1 decyzję dotyczącą przedłużenia okresu obowiązywania taryfy dla energii elektrycznej. W toku pozostały 4 postępowania o zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej.

Zatwierdzanie taryf dla paliw gazowych

W 2005 r. w oddziale rozpatrywano 6 postępowań o zatwierdzenie taryf dla paliw gazowych, w tym wydano 3 decyzje zatwierdzające taryfy dla paliw gazowych, 2 decyzje dotyczące zmiany taryf dla paliw gazowych, 1 postępowanie umorzono. Ponadto, wydano 3 decyzje dotyczące przedłużenia okresu obowiązywania taryf dla paliw gazowych. Jedno postępowanie wszczęte w 2005 r. o zatwierdzenie taryfy dla paliw gazowych pozostało w toku.

Rozstrzyganie spraw spornych

W 2005 r. prowadzono 21 postępowań administracyjnych w sprawach spornych, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w tym w 7 przypadkach postępowania zostały zawieszone (jedno z nich zawieszono jeszcze w 2001 r.), a w 9 wydano decyzje administracyjne rozstrzygające zaistniałe spory (3 decyzje dotyczące ciepła, 5 – energii elektrycznej, 1 – paliw gazowych). W okresie sprawozdawczym nie zakończono 5 spraw.

W toku postępowań, na wniosek strony, wydano na mocy art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne 4 postanowienia nakazujące przedsiębiorstwu energetycznemu podjęcie i kontynuowanie dostaw energii elektrycznej.

Największa grupa zakończonych postępowań administracyjnych (5) dotyczyła podsektora elektroenergetycznego. Dotyczyły one wstrzymania dostaw (3) oraz odmowy zawarcia umowy sprzedaży (1) i zmiany umowy sprzedaży (1). W rozpatrywaniu tego ostatniego rodzaju sporu uwzględniono najnowsze stanowisko SOKiK zawarte w orzeczeniu z dnia 24 marca 2005 r., sygn. akt XVII Ame 14/04, z którego wynika, że *art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego umożliwia ukształtowanie w drodze decyzji administracyjnej warunków umowy jeszcze nie zawartej,*

wobec nie dojścia stron tej umowy do porozumienia. Oznacza to, że Prezes URE nie może orzekać w sprawach dotyczących już zawartych umów. Wobec powyższego, jedno postępowanie zostało umorzone po stwierdzeniu, że strony nadal łączy umowa sprzedaży.

Skargi i wnioski dotyczące działalności przedsiębiorstw energetycznych

W ramach działań regulacyjnych rynku ciepłowniczego, elektroenergetycznego oraz gazowniczego rozpatrzono 53 skargi na działalność przedsiębiorstw energetycznych, z czego 8 skarg dotyczyło ciepła, 40 – energii elektrycznej i 5 – paliw gazowych. W dwóch przypadkach postanowieniem zwrócono stronom wnioski z pouczeniem, że w sprawie organem właściwym jest sąd powszechny. Od jednego postanowienia strona złożyła zażalenie, które zostało odrzucone przez SOKiK. Natomiast jedną skargę przekazano do rozpatrzenia zgodnie z właściwością do innego oddziału terenowego.

W okresie sprawozdawczym do oddziału wpłynęło znacznie mniej skarg, których rozpatrywanie nie należy do kompetencji Prezesa URE. Jest to częściowo wynikiem działań pracowników oddziału na rzecz przybliżania informacji dotyczących różnych zagadnień regulowanych przez ustawę – Prawo energetyczne, w tym także dotyczących granic kompetencji Prezesa URE. Z kolei zwiększyła się liczba skarg dotyczących niewłaściwego naliczania opłat za nielegalny pobór energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców.

W ramach udzielania odbiorcom informacji o ich prawach, odpowiadano na 10 pytań dotyczących ciepła, na 8 pytań dotyczących energii elektrycznej i na 3 pytania dotyczące paliw gazowych. Ponadto, udzielano odbiorcom informacji na temat taryf (21 przypadków). W 2 przypadkach zwrócono wnioski postanowieniem.

Generalnie, podobnie jak w latach ubiegłych, do najczęściej powtarzających się tematów skarg oraz zapytań kierowanych do oddziału należały zagadnienia dotyczące wysokości cen i stawek opłat ustalonych w taryfach przez przedsiębiorstwa energetyczne, wykonywania postanowień zawartych umów, wzajemnych rozliczeń pomiędzy dostawcami i odbiorcami za dostarczoną energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło, własności urządzeń energetycznych i sposobu dokonywania rozliczeń przez spółdzielnie mieszkaniowe lub administratorów budynków za dostarczane ciepło do lokali w budynkach wielolokalowych.

Odmowy przyłączenia do sieci

W wyniku nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, która weszła w życie z dniem 3 maja 2005 r., Prezes URE uzyskał w tym zakresie nowe kompetencje polegające na prawie wnoszenia zastrzeżeń do odmów zawarcia przez przedsiębiorstwa energetyczne umów o przyłączenie do sieci. W efekcie pociągnęło to za sobą konieczność ustalenia przejrzystych reguł w zakresie oceny ekonomicznej przyłączania do sieci nowych odbiorców. Analiza przedmiotowej problematyki znalazła swój wyraz w Stanowisku Prezesa URE z dnia 1 września 2005 r. w sprawie

postępowania w przypadku odmów przyłączenia do sieci gazowych z powodu braku warunków ekonomicznych (stosowanie art. 7 ust. 9 w związku z art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne) oraz w Stanowisku Prezesa URE z dnia 30 grudnia 2005 r. w sprawie postępowania w przypadku odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznych z powodu braku warunków ekonomicznych (stosowanie art. 7 ust. 9 w związku z art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne).

W okresie sprawozdawczym w oddziale prowadzono 59 spraw w zakresie odmowy przyłączenia do sieci gazowej, 4 odnośnie sieci ciepłowniczej i 1 dotyczące sieci elektroenergetycznej. Przypadki te dotyczyły głównie przyłączenia należących do osób fizycznych domów jednorodzinnych oraz obiektów położonych na działkach rekreacyjnych. Niemniej jednak, nie zgłoszono w 2005 r. w żadnym z tych przypadków zastrzeżeń, gdyż analiza ekonomiczna planowanych inwestycji wykazała ich nieefektywność, co uzasadnia odmowę z braku ekonomicznych warunków przyłączenia. W efekcie, w 2005 r. zawiadomieniem o niezgłaszaniu zastrzeżeń zakończono 4 sprawy dotyczące ciepła, 1 – energii elektrycznej i 56 – gazu.

Nakładanie kar pieniężnych

W 2005 r. prowadzono 9 postępowań administracyjnych w sprawie wymierzenia kary pieniężnej. W 7 przypadkach postępowanie zakończono orzekając nałożenie kar na przedsiębiorstwa energetyczne na łączną kwotę 88 500 zł. W 5 przypadkach decyzje dotyczyły przewinienia określonego w art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne, natomiast w 4 przypadkach odnosiły się do przewinień związanych z nieprzestrzeganiem warunków udzielonych koncesji (art. 56 ust. 1 pkt 12), w tym w 2 przypadkach wydano decyzję o umorzeniu postępowania.

Wobec wystąpienia przez przedsiębiorstwo energetyczne z wnioskiem o rozłożenie na raty kar nałożonych decyzjami z 2004 r. na łączną kwotę 25 000 zł, w 2005 r. wydano 2 decyzje rozkładające kary na raty na okres roku. Przedsiębiorstwo, którego one dotyczyły, uiszcza karę zgodnie z harmonogramem spłat (ostatnia wpłata miała nastąpić 31 stycznia 2006 r.).

9.3. Pozostała działalność oddziału

W okresie sprawozdawczym oddział realizował zadania Prezesa URE w zakresie współpracy z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym przedsiębiorstw energetycznych. Powyższe odbywało się poprzez wymianę informacji z delegaturą UOKiK w Krakowie oraz składanie informacji na Policji o przypadkach stanowiących wykroczenie z art. 60¹ Kodeksu wykroczeń (9 zgłoszeń), tj. prowadzenie działalności gospodarczej bez wymaganej koncesji.

Ponadto, w siedzibie oddziału pracownicy odbyli 33 spotkania z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych. Ich celem było omówienie spraw związanych z problemami merytorycznymi dotyczącymi postępowania taryfowego oraz koncesyjnego. W okresie sprawozdawczym odbywały się także bezpośrednie spotkania z inte-

E. Inne zadania Prezesa URE

1. Koncesjonowanie paliw ciekłych

Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne organem właściwym w sprawach dotyczących udzielania i cofania koncesji w zakresie paliw ciekłych jest Prezes URE. Koncesjonowanie paliw ciekłych obejmuje koncesjonowanie wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, magazynowania oraz obrotu tymi paliwami. Koncesjonowanie wytwarzania oraz magazynowania paliw ciekłych od dnia wejścia w życie ustawy – Prawo energetyczne nie ulegało znaczącym zmianom. Zupełnie odmiennie kwestia ta wyglądała w odniesieniu do obrotu paliwami ciekłymi. Uregulowania prawne dotyczące tego rodzaju działalności gospodarczej podlegały daleko idącym zmianom, poczynając od koncesjonowania jedynie działalności hurtowej, po koncesjonowanie obecnie wszelkiego obrotu tymi paliwami. Jedyne wyłączenie spod zakresu koncesjonowania dotyczy prowadzenia obrotu gazem płynnym w niewielkiej skali, a więc jeśli obrót ten nie przekracza równowartości 10 000 euro rocznie.

Wytwarzanie paliw ciekłych

Koncesjonowanie wytwarzania paliw ciekłych polegało w większości na udzielaniu koncesji na wytwarzanie oleju napędowego, w tym oleju napędowego, w którym zawartość biokomponentów przekraczała 5%, oleju opałowego i gazu płynnego. Zgodnie z ustawą z dnia 2 października 2003 r. o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych¹⁾, paliwa, w których zawartość biokomponentów przekracza 5%, są uznawane za biopaliwa ciekłe. Przedsiębiorcy, którzy uzyskali koncesję na wytwarzanie takiego oleju napędowego, nie rozpoczęli działalności, ponieważ w 2005 r. nie zostało wydane rozporządzenie określające wymagania jakościowe, jakie miałyby to paliwo spełniać.

Łącznie udzielono 9 koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych, w tym 2 koncesje na wytwarzanie paliw ciekłych z zawartością powyżej 5% biokomponentów, 3 koncesje na wytwarzanie paliw ciekłych z zawartością poniżej 5% biokomponentów, 3 koncesje na wytwarzanie oleju opałowego i 1 koncesję na wytwarzanie gazu płynnego.

Magazynowanie paliw ciekłych

W 2005 r. Prezes URE udzielił 3 koncesje na magazynowanie paliw ciekłych. Wnioski o ich udzielenie pochodziły od przedsiębiorców z infrastrukturą techniczną przejętą od podmiotów, które zrezygnowały z tego rodzaju działalności.

Obrót paliwami ciekłymi

Koncesjonowanie działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi to proces nad wyraz

dynamiczny. Mogłoby się wydawać, że po 2004 r., kiedy to po wejściu w życie ustawy z dnia 23 stycznia 2004 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych²⁾, wnioski o udzielenie koncesji złożyło ponad 6,5 tys. przedsiębiorców, w 2005 r. liczba wniosków o udzielenie koncesji znacznie zmalała. Jednakże w 2005 r. wpłynęły wnioski od 1 000 przedsiębiorców. Część z nich została złożona w wyniku kontroli inspektorów Inspekcji Handlowej lub urzędu skarbowego, a w niektórych przypadkach również w wyniku działań Policji, związanych z prowadzonymi śledztwami dotyczącymi przedsiębiorców podejrzewanych o udział w nielegalnym obrocie paliwami ciekłymi, przy czym przedsiębiorcy ci twierdzili, że nie wiedzieli wcześniej o ciąży na nich obowiązku posiadania koncesji. Wniosek o udzielenie koncesji zaczęli również składać przedsiębiorcy, którzy wykonywali obrót butlami z gazem propan-butan lub samym butanem i w 2004 r. uzyskali przychód powyżej 10 000 euro, co wiąże się z obowiązkiem posiadania koncesji. Jednakże większość wniosków stanowiły wnioski bądź od przedsiębiorców nowo powstałych, bądź też takich, którzy wykonują już działalność gospodarczą, ale którzy dopiero zamierzają rozpocząć wykonywanie działalności polegającej na obrocie paliwami ciekłymi.

Większość z postępowań w sprawie udzielenia koncesji na obrót paliwami ciekłymi kończyła się udzieleniem koncesji. W pozostałych przypadkach następowała odmowa udzielenia koncesji, gdy przedsiębiorca nie spełniał warunków określonych ustawą – Prawo energetyczne, umorzenie postępowania, gdy przedsiębiorca zrezygnował z wykonywania działalności koncesjonowanej, lub też wniosek przedsiębiorcy pozostawiany był bez rozpatrzenia zgodnie z postanowieniami ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, gdy wnioskodawca nie uzupełnił wymaganych dokumentów. Najczęstszą przyczyną odmów udzielenia koncesji to brak posiadania lub możliwości posiadania przez przedsiębiorcę środków finansowych umożliwiających prawidłowe wykonywanie działalności gospodarczej. W 2005 r. kontynuowano także rozpatrzenia wniosków, które wpłynęły w 2004 r.

W 2005 r. Prezes URE udzielił 1 771 koncesji na obrót paliwami ciekłymi, odmówił udzielenia koncesji na obrót paliwami ciekłymi 77 przedsiębiorcom, umorzył 117 postępowań administracyjnych, a 480 wniosków zostało pozostawionych bez rozpatrzenia.

Łącznie na 31 grudnia 2005 r. Prezes URE udzielił 8 740 koncesji na obrót paliwami ciekłymi, natomiast 8 063 przedsiębiorców posiadało ważne koncesje.

Zmiany koncesji

Liczba wniosków o zmianę koncesji na wytwarzanie, magazynowanie lub obrót paliwami ciekłymi dorównuje

1) Dz. U. z 2003 r. Nr 199, poz. 1934 z późn. zm.

2) Dz. U. z 2004 r. Nr 34, poz. 293 z późn. zm.

liczbie wniosków o nowe koncesje. Przyczyną zmiany koncesji najczęściej jest zmiana siedziby, zmiana składu osobowego spółek osobowych lub formy prawnej ze spółki cywilnej na spółkę jawną, zmiana firmy (nazwy) przedsiębiorcy oraz rozszerzenie działalności o nowy rodzaj paliwa. Rzadziej występują wnioski o zmianę koncesji spowodowane prywatyzacją przedsiębiorcy, sprzedażą przedsiębiorstwa lub wniesieniem go aportem do spółki prawa handlowego.

Ze względu na fakt, że po wejściu w życie ustawy o swobodzie działalności gospodarczej w koncesji powinien zostać umieszczony numer identyfikacji podatkowej (NIP), w każdym przypadku złożenia wniosku przez przedsiębiorcę o zmianę koncesji jest on proszony o rozważenie możliwości uzupełnienia wniosku o dokonanie zamiany numeru REGON na numer NIP. Wszyscy przedsiębiorcy, którym zaproponowano powyższe uzupełnienie wniosku, wzięli na to zgodę.

W niektórych przypadkach wydawane są decyzje o odmowie zmiany koncesji bądź też wnioski o zmianę koncesji pozostawione są bez rozpatrzenia. Najczęstszą przyczyną odmowy zmiany koncesji, podobnie jak to miało miejsce w przypadku odmowy udzielenia koncesji, był brak posiadania lub możliwości posiadania przez przedsiębiorcę środków finansowych pozwalających prawidłowo wykonywać działalność gospodarczą w zakresie, w jakim wnioskował o zmianę koncesji. W 2005 r. rozpatrzono 365 wniosków o zmianę decyzji koncesyjnej.

Cofnięcia i wygaśnięcia koncesji

Cofnięcie koncesji następowało:

- a) na wniosek przedsiębiorcy, gdy zaprzestał on wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej,
- b) gdy przedsiębiorca nie uiszcza opłat koncesyjnych, do wnoszenia których jest zobowiązany przepisami prawa,
- c) gdy przedsiębiorca w sposób rażący naruszył warunki wykonywania działalności gospodarczej.

Przykładem rażącego naruszenia warunków koncesyjnych jest przepompowywanie gazu propan-butan w butli 11 kg do zbiorników zainstalowanych na stacjach auto-gazu lub też wprowadzenie do obrotu, w dużej skali, paliwa o jakości niezgodnie z obowiązującymi przepisami.

Cofnięcie koncesji jest najdotkliwszą sankcją, jaka może spotkać przedsiębiorcę. Jednakże w uzasadnionych przypadkach sankcja ta powinna i była stosowana tak, aby działania przedsiębiorców niezgodne z przepisami prawa nie stwarzały zagrożenia dla ludzi czy środowiska oraz nie spowodowały strat w działalności innych przedsiębiorców oraz odbiorców paliw ciekłych. W 2005 r. Prezes URE cofnął 66 koncesji.

Zgodnie z art. 42 ustawy – Prawo energetyczne koncesja udzielona przedsiębiorstwu energetycznemu na podstawie ustawy wygasa przed upływem czasu, na jaki została wydana, z dniem wykreślenia tego przedsiębiorstwa z właściwego rejestru lub ewidencji.

Wnioski o wygaśnięcie koncesji to rzadkość. Nawet jeżeli przedsiębiorca został wykreślony z właściwego

rejestru lub ewidencji, to i tak wnosi o cofnięcie, a nie o wygaśnięcie koncesji. Dlatego też za każdym razem niezbędne jest ustalenie, czy rzeczywiście przedsiębiorca został wykreślony z właściwego rejestru lub ewidencji czy też zaprzestał działalności koncesjonowanej. Po ustaleniu powyższych faktów możliwe jest podjęcie właściwej decyzji. W 2005 r. podjęto 4 decyzje, w których orzeczono o wygaśnięciu koncesji.

Współpraca z Głównym Inspektorem Inspekcji Handlowej, Policją, urzędami skarbowymi, celnymi etc.

Przewidziane przepisami prawa działania, które mogą być podejmowane przez Prezesa URE (a opisane powyżej), są jednak uzależnione od posiadanych informacji o określonych naruszeniach. Jednocześnie należy zauważyć, że informacje te są pozyskiwane od innych organów i instytucji państwowych, które są ustawowo uprawnione do podejmowania swego rodzaju działań „operacyjnych”, tj. działań bezpośrednio na stacjach paliw. Do takich organów należą Państwowa Inspekcja Pracy, urzędy skarbowe, urzędy celne, Policja oraz Inspekcja Handlowa. Należy wskazać, że największym zaangażowaniem, jeśli chodzi o przekazywanie tych danych, wykazuje się Inspekcja Handlowa, natomiast od innych wyżej wymienionych organów trudniej jest pozyskać stosowne informacje.

Często także organy ujawniające fakt prowadzenia działalności bez wymaganej koncesji przekazują takie informacje do Prezesa URE, choć działanie takie stanowi wykroczenie i nie podlega kognicji tego organu. W takich przypadkach działania powinna podejmować Policja, przygotowując wniosek o ukaranie do Sądu Grodzkiego.

Główny Inspektor Inspekcji Handlowej wzorem lat ubiegłych przysyłał Prezesowi URE informacje o przedsiębiorcach, którzy zostali skontrolowani, a u których stwierdzono, że wprowadzali do obrotu paliwo o niskiej jakości. Informacje te stały się podstawą do wymierzenia kar pieniężnych przedsiębiorcom naruszającym warunki zawarte w koncesji oraz wszczęcia postępowań w sprawie cofnięcia koncesji. W oparciu o te informacje odmówiono również udzielenia koncesji 6 przedsiębiorcom oraz wznowiono 5 postępowań w sprawie udzielenia koncesji, gdyż informacje te napłynęły po udzieleniu koncesji, natomiast naruszenia nastąpiły przed dniem jej udzielenia. Ponadto, na ich podstawie zostało wszczętych 77 postępowań wyjaśniających mających na celu ustalenie, czy naruszenia dokonane przez przedsiębiorców kwalifikują się do wymierzenia im kary pieniężnej czy też wydania decyzji o cofnięciu koncesji.

W 2005 r. zaistniała na skalę dotychczas niespotykaną współpraca Prezesa URE z Policją, Centralnym Biurem Śledczym, urzędami skarbowymi, urzędami celnymi, prokuraturami oraz Agencją Bezpieczeństwa Wewnętrznego, polegająca na przysyłaniu informacji na temat przedsiębiorców, którzy znaleźli się w zakresie zainteresowania tych organów. W tym czasie wpłynęły do Urzędu 204 pisma. Regułą stanowiło, że jedno pismo dotyczyło kilku

lub kilkunastu przedsiębiorców. W większości przypadków prośby o udzielenie odpowiedzi dotyczyły informacji, czy dany przedsiębiorca występował o udzielenie koncesji oraz czy uzyskał koncesję. Udzielanie odpowiedzi organom kontrolującym wiązało się także z dołączaniem kopii akt postępowania koncesyjnego. Współpraca ta miała jednak charakter jednostronnym, gdyż tylko w jednostkowych przypadkach organy państwowe informowały Prezesa URE o sposobie zakończenia swoich postępowań.

Na podkreślenie zasługuje także fakt, że dokumenty, które były przysyłane przez organy i instytucje państwowe, nie zawierały informacji o winie przedsiębiorcy, a jedynie sygnalizowały, że nastąpiło naruszenie przepisów prawa. W zupełnie nielicznych przypadkach Prezes URE dysponował materiałem dowodowym stwierdzającym winę przedsiębiorcy w postaci wyroku karnego. Postępowania karne były często w takich przypadkach umarzane, a wykształconą przez prokuratury i sądy praktyką jest nie informowanie Prezesa URE o ich prowadzeniu i wynikach. Wprawdzie postępowanie administracyjne jest niekonkurencyjne w odniesieniu do postępowania karnego i rozstrzygnięcia w obu tych postępowaniach mogą, zgodnie z przyjętym orzecnictwem, zapadać niezależnie od siebie, to jednak tego rodzaju informacje znacznie uprościłyby i przyspieszyły postępowania administracyjne, a niejednokrotnie mogłyby stanowić asumpt do ich podjęcia.

W postępowaniu administracyjnym przed Prezesem URE w sprawie wymierzenia kary pieniężnej nie jest konieczne udowodnienie winy przedsiębiorcy, a jedynie udowodnienie naruszenia warunków koncesyjnych, jednakże stopień zawinienia ma wpływ na wysokość kary pieniężnej, a zatem odgrywa niebagatelną rolę. Należy także zważyć, że brak informacji o winie przedsiębiorcy pozwala mu przedłużać toczące się postępowanie. Wynika to z faktu, że przedsiębiorcy kwestionują w ogóle zasadność prowadzonego przez Prezesa URE postępowania i żądają zawieszenia postępowania do czasu rozstrzygnięcia sprawy przez sąd lub jego umorzenia ze względu na umorzenie postępowania sądowego.

Skuteczne prowadzenie przez Prezesa URE postępowań jest możliwe tylko przy ścisłej współpracy wielu organów i służb państwowych i tylko takie działanie może przyczynić się do eliminowania z rynku nieuczciwych przedsiębiorców. Dlatego też Prezes URE zaangażował się we współpracę z tymi organami. Przedstawiciele Urzędu na seminariach szkoleniowych organizowanych np. przez Wyższą Szkołę Policji w Szczytnie pod wspólnym tytułem „Współdziałanie organów ścigania i instytucji państwowych w zakresie ochrony interesów ekonomicznych i finansowych RP i UE w związku z obrotem paliwami ciekłymi”, wielokrotnie przedstawiali zasady koncesjonowania działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi oraz napotykanne problemy podczas wszczynania i prowadzenia sankcyjnych postępowań administracyjnych. Podkreślali oni także wagę informacji, które powinny być przekazywane przez organy

ścigania, bowiem tylko ścisła współpraca wielu organów i instytucji państwowych pozwala na podejmowanie działań adekwatnych do zachowań przedsiębiorców wprowadzających do obrotu paliwa o niskiej jakości lub paliwa, za które nie został odprowadzony podatek akcyzowy.

Ponadto Prezes URE wyrażał pogląd, że w ustawie – Prawo energetyczne wprowadzić należy rozwiązania, które pozwalałyby na podejmowanie działań adekwatnych do sprzecznych z prawem zachowań przedsiębiorców. Istniejące regulacje prawne dotyczące m.in. udzielania, czy cofania koncesji odwołujące się do ustawy o swobodzie działalności gospodarczej nie są skuteczne w stosunku do przedsiębiorców, którzy z pełną świadomością łamią przepisy prawa. Regulacje prawne zawarte w ustawie – Prawo energetyczne dotyczące koncesjonowania innych działalności energetycznych okazały się niewystarczające w odniesieniu do obrotu paliwami ciekłymi. Należałoby zatem uszczegółowić przepisy dotyczące sektora paliw ciekłych, mając jednak na uwadze, że działania takie mogą stwarzać wrażenie, iż Państwo wprowadza kolejne bariery administracyjne, ograniczające możliwość wejścia nowych podmiotów na rynek. Uszczegółowienie to powinno przede wszystkim dotyczyć zakresu warunków jakie musi spełnić przedsiębiorca, aby koncesję otrzymać oraz sposobu i zakresu wykonywanej działalności, a także sytuacji, w których koncesja jest cofana. Biorąc bowiem pod uwagę skalę zjawiska „patologizacji” obrotu paliwami ciekłymi można dojść do przekonania, że obecnie obowiązujące przepisy prawa są jednak zbyt liberalne.

2. Wspieranie ekologicznych i skojarzonych źródeł wytwarzania

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne³⁾ od początku swego obowiązywania zawierała regulacje mające na celu promowanie i wspieranie wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych i skojarzonych źródłach energii. Rozwój tego rodzaju energetyki jest możliwy jedynie przy odpowiednim wsparciu państwa. Specyfiką tej promocji było jednak to, że nie oparto jej na systemie przyznawania przez państwo ulg i zachęt, a na ustawowym nałożeniu obowiązku zakupu (lub wytworzenia) energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych i skojarzonych. Ponieważ realizacja tego obowiązku generowała dodatkowe koszty u podmiotów zobowiązanych, ale to z kolei powodowało niechęć do jego wypełnienia, ustawodawca wprowadził także odpowiedni system kar pieniężnych nakładanych przez Prezesa URE na podmioty nie wywiązujące się z tego obowiązku.

Przepisy, które weszły w życie i obowiązywały w 2005 r., pozwoliły na szersze wsparcie odnawialnych źródeł energii. Istotnym krokiem mającym na celu wspieranie rozwoju źródeł odnawialnych było wprowadzenie ustawą z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska⁴⁾

3) Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 z późn. zm.

4) Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552.

praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych. Zapisy tej ustawy zostały przygotowane w oparciu o nabyte doświadczenia związane z funkcjonowaniem krajowego systemu świadectw pochodzenia oraz doświadczeń krajów członkowskich Unii Europejskiej. Wszystkie zmiany miały na celu efektywne i sprawne promowanie odnawialnych źródeł przy założeniu, że podstawą tego wsparcia jest obowiązek zakupu świadectw pochodzenia lub uiszczenie opłaty zastępczej.

Regulacje zawarte w ww. ustawie wprowadziły nie tylko zupełnie nowy system wypełniania i rozliczania obowiązku zakupu, ale także zmiany w systemie wydawania i umarzania świadectw pochodzenia.

Najważniejszą oraz najistotniejszą konsekwencją rozwiązań przyjętych ustawą z 4 marca 2005 r., było rozdzielanie przychodów ze sprzedaży energii wyprodukowanej w źródłach odnawialnych na dwa strumienie:

- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej fizycznej, które zapewniają bezpośrednie, gwarantowane dochody źródeł odnawialnych (wytwórca otrzymuje płatność za sprzedaną energię po cenie energii konwencjonalnej),
- przychody ze sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (wytwórca otrzymuje płatność z chwilą nabycia przez podmiot zainteresowany praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia zapisanych na koncie wytwórcy prowadzonym przez TGE).

2.1. Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia

Rok 2005 był pierwszym pełnym rokiem funkcjonowania systemu wydawania i umarzania świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych. Biorąc jednak pod uwagę zmieniający się w ciągu roku stan prawny, należy odrębnie przedstawić dwa zasadniczo różniące się okresy, tj. okres pierwszy do 30 września 2005 r. oraz okres drugi rozpoczynający się 1 października 2005 r.

W okresie od 1 stycznia do 30 września 2005 r. obowiązywały zapisy art. 9e ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne⁵⁾, w myśl których wytwórca energii elektrycznej lub przedsiębiorstwo zajmujące się jej obrotem, jeśli nie sprzedawało energii odbiorcom końcowym, było zobowiązane przekazywać wydane przez Prezesa URE świadectwa pochodzenia w ślad za sprzedaną energią elektryczną.

Składającym wniosek o umorzenie świadectwa pochodzenia był więc wyłącznie podmiot, do którego sieci energia elektryczna pochodząca ze źródła odnawialnego została wprowadzona, a następnie sprzedana do odbiorcy końcowego przyłączonego do jego sieci. Świadectwa pochodzenia umarzane były przez Prezesa URE w drodze

decyzji. Na podstawie obowiązujących do 30 września 2005 r. przepisów Prezes URE wydał 3 971 świadectw pochodzenia dotyczących energii elektrycznej wytworzonej w 2005 r. na wolumen energii 3 177 604,968 MWh, z czego do 30 września 2005 r. w drodze decyzji umorzył 2 728 świadectw pochodzenia na wolumen energii 1 983 044,271 MWh.

1 października 2005 r. nastąpiła bardzo istotna zmiana dotycząca sposobu realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, a tym samym i systemu wydawania i umarzania świadectw pochodzenia. Z tym dniem rozszerzony został również zakres obowiązków Prezesa URE o współpracę z Towarową Giełdą Energii (TGE). Zgodnie z zapisami zmienionego art. 9 ust. 9 ustawy z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska⁶⁾, na podmiot prowadzący giełdę towarową, w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, nałożony został obowiązek prowadzenia rejestru świadectw pochodzenia oraz wydawania dokumentu potwierdzającego prawa majątkowe wynikające z wydawanych przez Prezesa URE świadectw pochodzenia. Poza wydawaniem i umarzaniem świadectw pochodzenia, Prezes URE został zobowiązany do każdorazowego przekazywania na TGE informacji o wydanych i umorzonych świadectwach pochodzenia. Przez włączenie TGE do wspomnianego systemu, posiadaczem praw majątkowych wynikających z wydanych przez Prezesa URE świadectw pochodzenia mógł stać się każdy podmiot uczestniczący w TGE, bez konieczności nabycia energii elektrycznej, której potwierdzeniem wytworzenia było świadectwo pochodzenia. Dodatkowo, do wniosku o umorzenie świadectwa pochodzenia przedsiębiorstwo energetyczne było zobowiązane załączyć dokument stwierdzający przysługujące mu prawa majątkowe, wydany przez TGE. Na podstawie obowiązujących od 1 października 2005 r. przepisów Prezes URE od 1 października do 31 grudnia 2005 r. wydał jeszcze 858 świadectw pochodzenia dotyczących energii elektrycznej wytworzonej w trzech pierwszych kwartałach 2005 r., z czego w drodze decyzji umorzył 92 świadectwa na wolumen energii 80 927,019 MWh.

Dodatkowymi zachętami i preferencjami, które powinny się przyczynić do rozwoju odnawialnych źródeł energii, są:

- obniżenie o 50% kosztów przyłączenia do sieci takich źródeł,
- wprowadzenie regulacji umożliwiających zastosowanie odmiennego sposobu bilansowania systemu elektroenergetycznego dla elektrowni wiatrowych,
- obowiązek zapewnienia przez operatora systemu elektroenergetycznego pierwszeństwa w świadczeniu usług przesyłowych energii wytworzonej w źródłach odnawialnych.

5) Wprowadzone ustawą z dnia 2 kwietnia 2004 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska.

6) Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 662.

2.2. Kontrola realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych

W 2005 r. Prezes URE przeprowadził kontrolę w zakresie przestrzegania w 2004 r. obowiązku zakupu energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych. Zgodnie z obowiązującym w 2004 r. art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną i sprzedające ją do odbiorców końcowych było zobowiązane, na warunkach określonych w rozporządzeniu wydanym na podstawie art. 9a ust. 4 tej ustawy, do zakupu lub wytworzenia energii elektrycznej w źródłach odnawialnych przyłączonych do wspólnej sieci oraz jej odsprzedaży bezpośrednio lub pośrednio odbiorcom dokonującym zakupu energii elektrycznej na własne potrzeby. Zgodnie z § 6 pkt 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 30 maja 2003 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła⁷⁾, w 2004 r. udział ten powinien wynieść nie mniej niż 2,85%.

Kontrolą objęto 291 podmiotów zobowiązanych ustawowo do zakupu lub wytworzenia energii elektrycznej w źródłach odnawialnych. Po dokonaniu analizy i oceny zgromadzonych informacji, Prezes URE w stosunku do 33 z kontrolowanych przedsiębiorstw wszczął postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z ujawnieniem nieprawidłowości polegających na nieprzestrzeganiu obowiązku określonego w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Ponadto, zostało wszczętych 17 postępowań administracyjnych w związku z naruszeniem art. 28 tej ustawy poprzez nieudzielanie odpowiedzi na pismo Prezesa URE w sprawie udzielenia informacji na temat wywiązania się przez te podmioty z ww. obowiązku. Wśród podmiotów, wobec których zostało wszczęte postępowanie administracyjne, znajdowały się 4 podmioty, które nie podjęły zawiadomienia o wszczęciu postępowania, m.in. ze względu na likwidację prowadzonej działalności gospodarczej.

Ponadto, po przeprowadzeniu analizy zgromadzonych w trakcie postępowań administracyjnych materiałów dowodowych, Prezes URE podjął decyzję o nałożeniu kary pieniężnej na 7 przedsiębiorstw energetycznych, w których stwierdzono rażące naruszenie zapisów art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Kary zostały wymierzone także 2 przedsiębiorstwom, które naruszyły art. 28 ustawy – Prawo energetyczne, poprzez nieudzielanie odpowiedzi na pismo Prezesa URE.

Po analizie dokumentów i wyjaśnień nadesłanych przez pozostałe przedsiębiorstwa, którym wszczęto postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, Prezes URE postanowił umorzyć 29 wszczętych postępowań administracyjnych w przypadku tych podmiotów, które wykazały, że nie były w 2004 r. objęte

obowiązkiem określonym w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (nie prowadziły działalności polegającej na obrocie energią elektryczną lub nie sprzedawały energii do odbiorców końcowych) lub które wykazały, że osiągnęły wskaźnik wskazany w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 30 maja 2003 r. Prezes URE odstąpił od wymierzania kary pieniężnej w przypadku 8 podmiotów, które udokumentowały starania na rzecz wypełnienia ciążącego na nich obowiązku, ponadto udział zakupionej przez te podmioty energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych był bliski wymaganego rozporządzeniem Ministra Gospodarki i Polityki Społecznej z dnia 30 maja 2003 r. Przed podjęciem tych decyzji Prezes URE ustalił również, że niewywiązanie się z obowiązku nie nastąpiło z winy tych podmiotów, a spowodowane było wyłącznie brakiem możliwości jego realizacji.

2.3. Wstępna ocena realizacji obowiązku w 2005 r.

W 2005 r. nastąpiły istotne zmiany w zapisach ustawy – Prawo energetyczne dotyczące zasad rozliczania określonego w art. 9a ust. 1 tej ustawy obowiązku zakupu wytworzonej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych. Obowiązkiem tym objęte zostały wszystkie podmioty prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie lub wytwarzaniu energii elektrycznej i sprzedające ją do odbiorców dokonujących jej zakupu na potrzeby własne, czyli do odbiorców końcowych. W związku z ww. zmianą, zakres kontroli Prezes URE będzie obejmował łącznie ok. 900 przedsiębiorstw energetycznych, co stanowi trzykrotny wzrost liczby kontrolowanych podmiotów w odniesieniu do lat poprzednich.

Ustawą z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska⁸⁾ dokonana została również zmiana zasad realizacji obowiązku określonego w art. 9a ust. 1 ustawy, który za 2005 r. będzie się opierał na uzyskanych i przedstawionych do umorzenia Prezesowi URE świadectwach pochodzenia albo uiszczonych opłacie zastępczej. Rozliczenie realizacji przez przedsiębiorstwa energetyczne w 2005 r. obowiązku zakupu energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych będzie możliwe do przeprowadzenia dopiero po 31 marca 2006 r., gdyż zgodnie z zapisami:

- art. 9a ust. 5 ustawy – opłatę zastępczą za rok poprzedni należy uiścić do 31 marca każdego roku,
- art. 9e ust. 14 ustawy – przy rozliczeniu wykonania obowiązku w roku poprzednim uwzględnione jest świadectwo pochodzenia umorzone do 31 marca danego roku kalendarzowego.

Prezes URE, przy kontroli wywiązania się przedsiębiorstw energetycznych w 2005 r. z obowiązku, o którym mowa w art. 9a ustawy – Prawo energetyczne, będzie również częściowo uznawał wypełnienie obowiązku przedsiębiorstwom, które dokonały zakupu energii

7) Dz. U. z 2003 r. Nr 104, poz. 971.

8) Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552.

według zatwierdzonych taryf, do wysokości, w jakiej te przedsiębiorstwa zostały obciążone kosztami jej zakupu. Wiąże się to z tym, że każda jednostka energii elektrycznej zakupiona w ramach obrotu regulowanego była obciążona kosztami wypełnienia obowiązku. Na mogącą powstać różnię między wymaganym w 2005 r. udziałem ilości energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych w całkowitej ilości energii elektrycznej sprzedanej do odbiorców końcowych (stanowiącym 3,1%) a poziomem obciążenia odbiorcy taryfowego kosztami wypełnienia obowiązku, przedsiębiorstwo energetyczne będzie zobowiązane uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia lub wnieść opłatę zastępczą.

Jak więc wynika z powyższych regulacji, rozliczenie przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku określonego w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne za 2005 r. będzie zadaniem bardzo złożonym.

2.4. Kontrola realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła

W 2005 r. Prezes URE przeprowadził kontrolę wypełnienia obowiązku zakupu energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła za 2004 r. Zgodnie z art. 9a ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne i rozporządzeniem Ministra Gospodarki i Polityki Społecznej z dnia 30 maja 2003 r. *w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła*⁹⁾ w 2004 r., przedsiębiorstwa energetyczne będące jednocześnie operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego powinny osiągnąć 12,4% udział ilościowy zakupionej energii elektrycznej ze skojarzonych źródeł energii przyłączonych do wspólnej sieci lub wytworzonej we własnych skojarzonych źródłach energii i zużytej na własne potrzeby lub dostarczonej odbiorcom, z wyłączeniem odbiorców będących operatorami systemu dystrybucyjnego lub przesyłowego elektroenergetycznego, w rocznej ilości energii elektrycznej dostarczonej tym odbiorcom.

W 2005 r. Prezes URE przeprowadził kontrolę wypełnienia ww. obowiązku, którą objętych zostało 14 podmiotów będących operatorami systemu elektroenergetycznego. Po przeprowadzeniu szczegółowej analizy zakresu wypełnienia obowiązku stwierdzono, że 5 podmiotów wykazało się wskazanym wyżej udziałem ilościowym zakupionej energii elektrycznej ze skojarzonych źródeł energii. W odniesieniu do 9 podmiotów, względem których ustalono, że nie wypełniły nałożonego na nie obowiązku, zostały wszczęte postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, które do końca 2005 r. nie zostały ostatecznie zakończone. Załączone przez kontrolowane przedsiębiorstwa dokumenty wyraźnie

wskazywały na brak w 2004 r. wystarczającej do pokrycia potrzeb zobowiązanych przedsiębiorstw energetycznych ilości energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. Przeprowadzona dokładna analiza zakupów dokonanych przez kontrolowane podmioty wykazała, że osiągnęły one średnio 10,92% wskaźnik udziału ilościowego zakupionej energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. Ze zgromadzonych danych wynika również, że nie wszystkie zobowiązane przedsiębiorstwa osiągnęły wskaźnik określony w § 10 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki i Polityki Społecznej z dnia 30 maja 2003 r. *w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła*, czego przyczyną była m.in. niska podaż takiej energii na rynku. Według posiadanych przez Prezesa URE danych, wskazany wyżej średni wskaźnik wypełnienia obowiązku odpowiada dostępnej na rynku ilości energii pochodzącej ze źródeł skojarzonych.

Istotnym dokumentem dotyczącym energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, który wszedł w życie z dniem 1 stycznia 2005 r. jest rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 9 grudnia 2004 r. *w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła* (Dz. U. z 2004 r. Nr 267, poz. 2657). Zapisy tego rozporządzenia wprowadziły istotną zmianę co do obowiązkowego ilościowego udziału w 2005 r. energii elektrycznej wytworzonej w skojarzonych źródłach energii. Zgodnie z § 5 pkt 1 tego rozporządzenia udział ten w 2005 r. powinien wynieść co najmniej 13,7% (w rozporządzeniu Ministra Gospodarki i Polityki Społecznej z dnia 30 maja 2003 r., obowiązującym do 31 grudnia 2004 r., udział ten był określony na poziomie 15%). Obniżenie tego progu wynika z faktu, że do ilości energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytworzeniem ciepła, która może zostać zaliczona do wypełnienia obowiązku, nie wlicza się energii elektrycznej pochodzącej z kontraktów długoterminowych.

3. Rozstrzyganie sporów

W 2005 r. rozpatrzono 4 wnioski o rozstrzygnięcie sporów między przedsiębiorstwami energetycznymi, z czego Prezes URE wydał dwie decyzje rozstrzygające spór i dwie decyzje umarzające postępowanie na wniosek stron ze względu na uzgodnienie stanowisk.

Ponadto, w grudniu 2005 r. wszczęte zostało postępowanie administracyjne o rozstrzygnięcie sporu między Operatorem Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. a Pomorską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o. w sprawie warunków umowy o przyłączenie dystrybucyjnej sieci gazowej miasta Żukowo. Zdaniem wnoszącego o rozstrzygnięcie sporu, tj. Spółki Pomorskiej, warunki umowy o przyłączenie bezzasadnie rozszerzają zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia o stację redukcyjną i nawalanie gazu.

9) Dz. U. z 2003 r. Nr 104, poz. 971.

Tabela E1. Rozstrzygnięcie sporów w 2005 r.

Strony sporu	Problem sporu	Sposób rozstrzygnięcia
ENION SA i GZE SA	Ustalenie warunków umowy o świadczenie usług przesyłowych. Podstawową kwestię sporną stanowił sposób rozliczania kosztów przesyłania energii tranzytowanej między stronami.	Prezes URE swoją decyzją ustalił treść umowy, w tym spornego załącznika nr 2 dotyczącego metodologii ustalenia należności za usługę przesyłową energii elektrycznej. Żadna ze stron nie wniosła odwołania.
Nowoczesne Produkty Aluminiowe Skawina Sp. z o.o. i ENION SA	Ustalenie treści umowy o przyłączenie i zasadności pobrania opłaty za przyłączenie.	Prezes URE decyzją o rozstrzygnięciu sporu ustalił, że NPA ma wnieść połowę opłaty za przyłączenie. Od decyzji odwołały się obie strony postępowania.
CNPEP RADWAR SA i STOEN SA	Uzależnienie przez STOEN SA zmiany grupy taryfowej przez RADWAR SA (z B23 na B21) od wprowadzenia do umowy współczynnika zwiększającego opłatę za moc umowną.	W wyniku prowadzonego postępowania strony dokonały uzgodnienia stanowisk i wniosły o umorzenie postępowania.
ZE Łódź Teren SA i ENION SA	Zapisy umowy przesyłowej odnośnie wielkości mocy umownych na połączeniach liniami 110 kV sieci dystrybucyjnej obu podmiotów.	Strony uzgodniły stanowisko i wniosły o umorzenie postępowania.

W 2005 r. były także prowadzone trzy postępowania administracyjne o rozstrzygnięcie sporu na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Dwa z nich zakończyły się rozstrzygnięciami merytorycznymi. Natomiast trzecie postępowanie toczy się nadal, a jego zakończenie przewidziane jest w lutym 2006 r.

Pierwsze postępowanie (wszczęte i zakończone w kwietniu 2005 r.) dotyczyło ustalenia warunków świadczenia usług przesyłowych¹⁰⁾ energii elektrycznej. Odbiorca, chcąc skorzystać z przysługującego mu prawa zmiany sprzedawcy energii, wypowiedział spółce dystrybucyjnej umowę zawierającą zarówno postanowienia dotyczące usługi przesyłania¹¹⁾, jak i sprzedaży energii. Jednocześnie zażądał zawarcia umowy, na podstawie której usługa przesyłania¹²⁾ miała być nadal świadczona przez spółkę dystrybucyjną na warunkach określonych przez strony.

W decyzji administracyjnej kończącej postępowanie zostało orzeczone zawarcie umowy o świadczenie usług przesyłowych¹³⁾ i jednocześnie zostały ustalone sporne postanowienia umowy dotyczące sposobu rozliczeń z tytułu sprzedaży/zakupu energii bilansującej, tj. energii odchylenia rzeczywistego poboru od zgłoszonego grafiku planu zapotrzebowania, których strony nie uzgodniły w toku postępowania.

Zgodnie z orzecznym w decyzji sposobem rozliczeń, przy obliczaniu opłaty za energię kierunek odchylenia

odbiorcy w stosunku do spółki jest porównywany z kierunkiem odchylenia spółki na rynku bilansującym, gdyż nie w każdej godzinie okresu rozliczeniowego kierunki te są jednakowe. Odbiorca nie jest bowiem jedynym podmiotem przyłączonym do sieci spółki. Jeżeli kierunki odchylenia są różne, tj. spółka jest w danej godzinie przekontraktowana, a odbiorca niedokontraktowany lub spółka jest niedokontraktowana, a odbiorca przekontraktowany, to w każdym przypadku odchylenie odbiorcy zmniejszy całkowite odchylenie spółki i tym samym zmniejszy koszty bilansowania ponoszone przez spółkę na rynku bilansującym. Niesłuszne byłoby wobec tego obciążanie przez spółkę odbiorcy cenami rozchylonymi w każdym wypadku, ponieważ spółka uzyskiwałaby z tego tytułu nieuzasadnione korzyści. Zatem rozliczanie odbiorcy, gdy kierunki odchylenia są przeciwne, po jednolitej cenie rozliczeniowej, jest rozwiązaniem kompromisowym. Rozliczenie po cenach rozchylonych w przypadku, gdy kierunki odchylenia odbiorcy i spółki są zgodne, jest rozwiązaniem korzystnym dla spółki.

Od decyzji spółka dystrybucyjna odwołała się do Sądu Okręgowego w Warszawie – SOKiK. Odwołanie, które wpłynęło po upływie terminu do jego wniesienia, wraz z odpowiedzią zostało przekazane do SOKiK. Po odrzuceniu przez sąd odwołania z powodu uchybienia terminu, strona złożyła wniosek o przywrócenie terminu, jednak wniosek ten nie został uwzględniony. Zatem decyzja Prezesa URE w tej sprawie uprawomocniła się.

Kolejne postępowanie (zakończone w grudniu 2005 r.) dotyczyło odmowy zawarcia umowy o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej. W tym przypadku także odbiorca, aby zmienić sprzedawcę energii, wypowiedział spółce dystrybucyjnej umowę zawierającą zarówno postanowienia dot. usługi przesyłania, jak i sprzedaży energii.

10) Obecnie – usługa dystrybucji: ustawa o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska, która weszła w życie 3 maja 2005 r.

11) Patrz przypis 10.

12) Patrz przypis 10.

13) Patrz przypis 10.

Usługa dystrybucji energii miała być świadczona przez spółkę dystrybucyjną.

Zaistniały spór dotyczył terminu rozwiązania umowy dotychczasowej oraz zapisów nowej umowy o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej, dotyczących: wysokości współczynnika pewności zasilania, dostosowania przekładników prądowych do faktycznego obciążenia, sposobu rozliczeń z tytułu sprzedaży/zakupu energii bilansującej (odchylenia) na rynku bilansującym.

W sprawie skuteczności wypowiedzenia umowy Prezes URE uznał, że zgodnie z nowym brzmieniem art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (zmiana weszła w życie z dniem 3 maja 2005 r.), kompetencje Prezesa URE określone w ustawie – Prawo energetyczne nie uprawniają go do rozstrzygania w przedmiocie ustalenia skuteczności wypowiedzenia oraz wynikającej stąd kwestii ustalenia mocy wiążącej postanowień zawartych umów cywilnoprawnych, do których należy zaliczyć umowę o dostarczanie energii elektrycznej. Organem właściwym do rozstrzygnięcia w tej kwestii jest sąd powszechny.

W trakcie postępowania strony porozumiały się w sprawie dostosowania przekładników prądowych do faktycznego obciążenia, natomiast kwestie wysokości współczynnika pewności zasilania oraz rozliczeń na rynku bilansującym zostały rozstrzygnięte w decyzji administracyjnej, w której orzeczono zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji.

Od tej decyzji spółka dystrybucyjna wniosła odwołanie do SOKiK.

Trzecie postępowanie, wszczęte w sierpniu 2005 r., dotyczyło odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, wytworzonej w elektrowniach wiatrowych. W toku postępowania jedna ze stron złożyła wniosek o rozstrzygnięcie sporu w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej. Jednakże z informacji uzyskanych od wnioskodawcy wynika, że strony doszły do porozumienia i zawarły umowę sprzedaży energii elektrycznej. Postępowanie administracyjne w tej sprawie nie zostało jeszcze zakończone.

4. Kontrola zapasów paliw

W oparciu o rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 12 lutego 2003 r. w sprawie *zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych*¹⁴⁾, w lutym i październiku 2005 r. przeprowadzono kontrole stanu zapasów utrzymywanych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła.

Pierwszej kontroli stanu zapasów paliw zostało poddanych 21 elektrociepłowni i elektrowni systemowych. W trakcie kontroli sprawdzono wielkość utrzymywanych

zapasów wg stanu na 15 lutego 2005 r. W trzech przypadkach stwierdzono niewykonanie przez przedsiębiorstwa obowiązku utrzymywania wymaganych zapasów paliwa. Z wyjaśnień przekazanych przez przedsiębiorstwa wynikało, że w dwóch przypadkach odpowiedzialność za ten stan ponosił dostawca, natomiast w trzecim przypadku powodem był brak środków finansowych.

W trakcie drugiej kontroli, mającej na celu sprawdzenie przygotowania przedsiębiorstw do sezonu zimowego, badano wielkość zapasów według stanu na 14 października 2005 r. Kontrolą zostało objętych 68 przedsiębiorstw, w tym:

- 32 elektrownie i elektrociepłownie systemowe,
- 36 przedsiębiorstw o znaczeniu lokalnym, wskazanych przez oddziały terenowe URE.

Z informacji uzyskanych podczas tej kontroli wynikało, że spośród kontrolowanych przedsiębiorstw dwie elektrociepłownie nie posiadały zapasu paliwa (węgla kamiennego) w ilości wymaganej przez powołane rozporządzenie. Jednakże w świetle złożonych wyjaśnień stan ten nie stanowił bezpośredniego zagrożenia dla dotrzymania jakości i ciągłości dostaw ciepła do odbiorców. Obydwa przedsiębiorstwa zobligowano do comiesięcznego informowania o posiadanych zapasach paliw oraz podjęcia działań zmierzających do ich uzupełnienia do wymaganego poziomu.

Ponadto, na skutek informacji uzyskanych w trakcie postępowania w sprawie zatwierdzenia taryf przedsiębiorstw ciepłowniczych, w 2005 r. podjęto dwie kontrole bieżące dotyczące realizacji obowiązku utrzymywania wymaganego stanu zapasów paliw. Przedsiębiorstwa zostały wezwane do wyjaśnienia tego stanu rzeczy oraz do comiesięcznego informowania o posiadanych zapasach paliw.

Kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1228/2003/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (art. 23 ust. 2 pkt 11 ustawy – Prawo energetyczne)

Prezes URE zwrócił się w 2005 r. do operatora systemu przesyłowego o udzielenie wyjaśnień dotyczących udostępniania zdolności przesyłowych w wymianie międzysystemowej w celu realizacji historycznych kontraktów długoterminowych. Otrzymane informacje dotyczyły m.in. umów, na podstawie których udostępniane są zdolności przesyłowe, formuły rozliczeń za zdolności przesyłowe udostępniane poza systemem aukcyjnym oraz rzeczywistego wykorzystania wielkości mocy przesyłowych w stosunku do wielkości wstępnie zarezerwowanych.

W zakresie funkcjonowania mechanizmu skoordynowanych aukcji na zdolności przesyłowe wymiany międzysystemowej w 2005 r. Prezes URE nie otrzymał żadnych formalnych wniosków oraz zgłoszeń dotyczących nieprawidłowości w ich funkcjonowaniu lub niezgodności z obowiązującymi regulacjami prawnymi.

14) Dz. U. z 2003 r. Nr 39, poz. 338.

5. Ustalanie metod kontroli i przygotowanie projektów działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych

Od 3 maja 2005 r. Prezesowi URE została powierzona realizacja zadań w zakresie ustalania metod kontroli i podejmowania działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych (art. 23 ust. 2 pkt 15 ustawy – Prawo energetyczne). Wykonywanie tego zadania jest związane z realizacją kilku celów ustawy – Prawo energetyczne, tj. oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, uwzględnienia wymogów ochrony środowiska w polityce energetycznej, wywiązanie się ze zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych, a także zrównoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców paliw i energii.

Działania Prezesa URE na rzecz poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych podejmowane są od dawna i nierozdzielnie łączą się z procesem taryfikowania. Prezes URE zatwierdza taryfy na podstawie kosztów, które uwzględniają poprawę efektywności.

W wyniku zaawansowanego procesu wdrażania mechanizmów rynku konkurencyjnego w sektorze elektroenergetycznym, Prezes URE uznał w 2001 r. przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem i obrotem energią elektryczną za działające na rynku konkurencyjnym¹⁵. W związku z tym, od 1 lipca 2001 r. przedsiębiorstwa posiadające koncesję na wytwarzanie lub obrót energią elektryczną zostały zwolnione (na podstawie art. 49 ustawy – Prawo energetyczne) z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej. Jednak zwolnienie to nie dotyczyło wówczas przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. W 2004 r., dążąc do pełnego uruchomienia mechanizmów rynku konkurencyjnego w elektroenergetyce, Prezes URE zwolnił (z dniem 1 stycznia 2005 r.) z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia również przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła.

W ten sposób wpływ Prezesa URE na poprawę efektywności przedsiębiorstw energetycznych w procesie taryfikowania został ograniczony do: przedsiębiorstw zajmujących się przesyłem i dystrybucją oraz obrotem paliwami gazowymi, przedsiębiorstw energetyki zawodowej i przemysłowej, przedsiębiorstw energetycznych posiadających jednocześnie koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej, przedsiębiorstwa będącego operatorem systemu przesyłowego oraz przedsiębiorstw ciepłowniczych.

W 2002 r. postawiono spółkom zajmującym się dystrybucją energii elektrycznej zadanie obniżenia, w okresie 2002-2006, kosztów operacyjnych średnio o 10% oraz kosztów strat przesyłowych w przedziale 2-15%. Począwszy od 2002 r. w procedurze taryfikowania przedsiębiorstw sieciowych dystrybucyjnych jest wykorzystywana metoda pułapu przychodów (*revenue cap*). Istotą tej metody jest wyznaczenie przez Prezesa URE kwoty przychodów na dany rok okresu regulacji, na podstawie której przedsiębiorstwo ustala w taryfie ceny i stawki opłat. Metoda pułapowa uwalnia Prezesa URE od wikłania się w tzw. micromanagement (co ma miejsce w przypadku kosztowej metody regulacji). Rolą Prezesa URE nie jest bowiem wskazywanie nieuzasadnionego wydatku, lecz wyznaczenie uzasadnionego poziomu przychodów (pokrywających koszty) odpowiadającego skali i warunkom działania przedsiębiorstwa.

Wyznaczenie uzasadnionego poziomu przychodów było poprzedzone oceną efektywności kosztowej danego przedsiębiorstwa na tle innych przedsiębiorstw działających w tej samej branży w podobnych warunkach. Do analizy efektywności operacyjnej spółek dystrybucyjnych wykorzystano model regresji uwzględniający wiele zmiennych charakteryzujących przedsiębiorstwa sieciowe, m.in. długości linii elektroenergetycznych, mocy transformatorów, liczby odbiorców, wielkości dostawy energii. Założono, że przychód regulowany powinien pokrywać wyłącznie koszty uzasadnione (wyznaczone przez model) oraz że firma musi dokonać niezbędnej redukcji kosztów w 3-letnim okresie regulowanym, tj. przed następnym przeglądem kosztów, wyznaczonym na 2006 r.

W przypadku taryf gazowych nie prowadzono pomiaru efektywności z braku możliwości dokonania porównań wyników finansowych nowo utworzonych spółek dystrybucyjnych.

Ponadto, kontrola efektywności przedsiębiorstw energetycznych odbywa się w procesie uzgadniania przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłem lub dystrybucją paliw gazowych i energii sporządzonych dla obszaru swojego działania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energii z Prezesem URE (art. 16 ustawy – Prawo energetyczne).

Od kilku lat podejmowana jest próba oceny efektów regulacji w ciepłownictwie, m.in. za pomocą mierników efektywności działalności gospodarczej przedsiębiorstw tego sektora, takich jak wskaźniki sprawności wytwarzania i przesyłu, wskaźniki intensywności emisji CO₂, SO₂, NO_x i pyłów, wskaźniki wydajności pracy oraz wskaźniki finansowe i operacyjne. Wydaje się bowiem, że wskaźniki te pozwalają uchwycić poziom racjonalności i skuteczności realizacji celów ekonomicznych i wykorzystania zasobów oraz sprawności gospodarowania w dziedzinie energetyki cieplnej. Korzystne kształtowanie się tych zjawisk stanowi zaś jedno z podstawowych zadań Prezesa URE. W 2005 r. URE dysponował już danymi o wartościach kilkunastu tego rodzaju mierników z trzech lat: 2002, 2003 i 2004, uzyskanych za pomocą identycznej meto-

15) Takie wnioski płynęły z analizy rynku energii elektrycznej, która uwzględniała stopień wypełnienia kryteriów rynku konkurencyjnego. Kryteria te określone zostały 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).

dy i na podstawie w pełni porównywalnych informacji źródłowych¹⁶⁾.

W związku z powyższym, zadania wykonywane dotychczas przez Prezesa URE wpływały w sposób pośredni na poprawę efektywności przedsiębiorstw energetycznych. Działania te będą kontynuowane w przyszłości.

W 2005 r. został również opracowany projekt badań na następne lata, mających na celu ocenę efektywności przedsiębiorstw energetycznych oraz ustalenie metod kontroli i wpływania na poprawę efektywności przedsiębiorstw energetycznych. Działania Prezesa URE w tym zakresie zostaną podzielone na cztery etapy:

- ustalenie metody oraz zakresu badania i kontroli (2006 r.),
- ocena efektywności przedsiębiorstw energetycznych w 2006 r. i przyjęcie tego roku jako roku bazowego dla dalszych analiz porównawczych,
- systematyczne monitorowanie i raportowanie o zmianie w poziomie efektywności przedsiębiorstw energetycznych (począwszy od 2007 r.),
- podjęcie czynności kontrolnych w przedsiębiorstwach wykazujących najniższą efektywność oraz przedstawienie tym przedsiębiorstwom ewentualnych zaleceń pokontrolnych (począwszy od 2007 r.).

Przy ustalaniu projektu badań, efektywność¹⁷⁾ przedsiębiorstwa energetycznego zdefiniowana została jako efektywność ekonomiczna, energetyczna¹⁸⁾ oraz skuteczność zarządzania przedsiębiorstwem energetycznym.

Kontrola efektywności przedsiębiorstw energetycznych może odbyć się także w procesie autoryzacji nowych mocy wytwórczych. Zgodnie z art. 16a¹⁹⁾ ustawy – Prawo energetyczne, w przypadku stwierdzonej przez ministra właściwego do spraw gospodarki możliwości wystąpienia niedoboru w zakresie zaspokojenia długookresowego zapotrzebowania na energię elektryczną, Prezes URE ogłasza, organizuje i przeprowadza przetarg na budowę nowych mocy wytwórczych. Jako kryteria oceny ofert na budowę nowych mocy wytwórczych w ustawie – Prawo energetyczne wymienia się m.in. efektywność energetyczną i ekonomiczną przedsięwzięcia oraz wymagania dotyczące ochrony zdrowia i środowiska.

6. Nakładanie kar pieniężnych

I. W 2005 r. na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE wszczął 66 postępowań w sprawie wymierzenia kary pieniężnej. Powodem wszczęcia tych postępowań było wprowadzanie do obrotu paliwa o niskiej jakości, co stanowi naruszenie warunków koncesyjnych. Jedenaście z wymienionych na wstępie postępowań zostało zakończonych wydaniem decyzji, w których uznano, że koncesjonariusze poprzez wprowadzenie do obrotu paliw ciekłych o parametrach niezgodnych z obowiązującymi normami naruszyli warunki udzielonych koncesji. Przedsiębiorcom tym zostały wymierzone kary pieniężne na łączną kwotę 1 238 200 zł, przy czym najniższa kara wynosiła 25 000 zł, a najwyższa 500 000 zł. Wysokość wymierzanych kar pieniężnych jest skalkulowana w taki sposób, aby pozbawić podmiot, który dopuścił się naruszenia wszelkich uzyskanych korzyści oraz zniechęcić do takich zachowań w przyszłości. W pozostałych sprawach są prowadzone postępowania administracyjne zmierzające do ustalenia przyczyn i okoliczności dokonanego naruszenia oraz wysokości ewentualnej kary pieniężnej.

II. 2 marca 2005 r. Prezes URE wszczął z urzędu postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej spółce dystrybucyjnej w związku z ujawnieniem nieprawidłowości w prowadzonej przez tegoż przedsiębiorcę działalności polegających na nieprzestrzeganiu obowiązków wynikających z posiadanych koncesji.

W trakcie postępowania wyjaśniającego prowadzonego przez oddział terenowy URE w związku ze skargą odbiorców energii na działalność spółki stwierdzono, że przeprowadzana przez koncesjonariusza modernizacja sieci niskiego napięcia powoduje ponoszenie przez odbiorców energii elektrycznej dodatkowych kosztów wynikających z konieczności przeniesienia na zewnątrz obiektów układów pomiarowo-rozliczeniowych (tzw. złączy licznikowych).

W odpowiedzi na zawiadomienie o wszczęciu postępowania przedsiębiorca przesłał dokumenty i wyjaśnienia, w tym m.in. pisma skierowane do ww. osób, z których wynikało, iż poinformował zainteresowanych o odstąpieniu od wymogu przeniesienia układów pomiarowych na zewnątrz budynków.

W tej sytuacji uznano, że niniejsze postępowanie stało się bezprzedmiotowe i w związku z powyższym decyzją z dnia 10 czerwca 2005 r. Prezes URE umorzył postępowanie.

III. Prezes URE wszczął z urzędu postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia spółce dystrybucyjnej kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 10 i 12 ustawy – Prawo energetyczne. Wszczęte postępowanie miało na celu ustalenie, czy spółka dopuściła się uchybień polegających na nie utrzymywaniu w należytym stanie technicznym obiektów, instalacji i urządzeń (art. 56 ust. 1 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne) oraz nie przestrzeganiu obowiązków wynikających z koncesji na dystrybucję energii elektrycznej (art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy).

16) Ich definicje i sposób obliczenia zostały przedstawione m.in. w Aneksie do publikacji *Energetyka ciepła w liczbach – 2004*, opublikowanej w lipcu 2005 r.

17) Efektywność – stosunek efektów do nakładów lub do wielkości innej zmiennej, która postrzegana jest jako niepożądana dla badanego podmiotu lub jego otoczenia (koszty zewnętrzne) i będąca w ścisłym związku przyczynowo-skutkowym z uzyskanymi efektami.

18) Efektywność energetyczna – efektywność w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu oraz sprawność zarządzania energią, jak również skuteczność i oszczędność w jej użyciu.

19) Art. 16a został wprowadzony ustawą z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552).

Na podstawie zgromadzonego w sprawie materiału dowodowego bezspornie ustalono, że spółka dopuściła się zaniedbań poprzez niepodejmowanie odpowiednich działań skutkujących wypełnieniem postanowień art. 56 ust. 1 pkt 10 i 12 ustawy – Prawo energetyczne. Skutkiem zaniechań spółki była duża awaria systemowa, o największych konsekwencjach dla odbiorców energii elektrycznej. Bezpośrednią przyczyną tej awarii było mechaniczne zerwanie się jednego, a następnie drugiego z pary izolatorów typu VKLF 75/16 w stacji 110/15 kV, co doprowadziło do zwarcia na obu systemach w rozdzielni 110 kV. Z kolei niewłaściwa ochrona zabezpieczeniowa stacji i niedostosowanie układów automatyki zabezpieczeniowej do aktualnych warunków pracy sieci 110 kV spowodowało przeniesienie się zwarcia poza obszar stacji i wyłączenie w trybie awaryjnym zasilania odbiorców przez zabezpieczenia innych stacji elektroenergetycznych. W efekcie nastąpił zanik napięcia po stronie 110 kV w czterech innych stacjach.

Ustalono również, że zerwane izolatory były eksploatowane przez ok. 37 lat. Spółka dopuściła zatem do ich eksploatacji przez okres prawie dwukrotnie dłuższy niż przyjęty „czas życia” tego typu izolatorów, a nawet dłuższy niż „czas życia” nowoczesnych izolatorów. Skutkiem tego wzrosło zagrożenie samoistnego zerwania się takich izolatorów, a tym samym – wystąpienia awarii w sieci spółki, co doprowadziło Prezesa URE do wniosku, że spółka nie utrzymywała w należyтым stanie technicznym obiektów, instalacji i urządzeń. Wbrew składanym deklaracjom, spółka nie dołożyła należytej staranności, by wywiązać się z nałożonych na nią warunków koncesyjnych. W efekcie, na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 10 i 12 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE wymierzył spółce karę pieniężną za nieutrzymywanie w należyтым stanie technicznym obiektów, instalacji i urządzeń elektroenergetycznych. Decyzja jest nieprawomocna – spółka wniosła odwołanie od tej decyzji do SOKiK.

IV. 9 grudnia 2005 r. Prezes URE wszczął z urzędu postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej spółce gazownictwa, w związku z ujawnieniem nieprawidłowości w prowadzonej przez tegoż przedsiębiorcę działalności polegających na nieprzestrzeganiu obowiązków wynikających z posiadanych koncesji.

W trakcie postępowania kontrolnego przeprowadzonego przez oddział terenowy URE w związku ze skargami odbiorców gazu na działalność tej spółki stwierdzono, że koncesjonariusz nie przestrzega przepisów rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 11 sierpnia 2000 r. w sprawie przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne²⁰⁾. Stawiane zarzuty dotyczyły w szczególności przeprowadzania kontroli jednoosobowo oraz przeprowadzania kontroli na podstawie upoważnień wystawianych niezgodnie z przepisami tego rozporządzenia. Postępowanie jest w toku – w 2005 r. spółka została wezwana do złożenia wyjaśnień w tej sprawie.

V. W 2005 r. prowadzone były 3 postępowania administracyjne o ukaranie przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej.

Dwie sprawy były prowadzone na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne, tj. za stosowanie cen i taryf bez przestrzegania obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia. Jedno postępowanie dotyczyło stosowania cen i taryf wyższych od zatwierdzonych – art. 56 ust. 1 pkt 6 ustawy.

Prezes URE wydał trzy decyzje wymierzające przedsiębiorstwom kary na łączną kwotę 10 tys. zł. Przy wymierzeniu kar uwzględniono stopień szkodliwości czynu, dotychczasowe zachowanie każdego z podmiotów, a mianowicie fakt, iż stwierdzone nieprawidłowości były pierwszymi uchybieniami przedsiębiorstw kwalifikującymi się do wymierzenia kary pieniężnej, oraz to, że stosowane ceny i stawki umowne nie przysporzyły im nadmiernych korzyści, a nade wszystko ich możliwości finansowe. Kary wymierzone zostały w takiej wysokości, aby nie zagroziły ekonomicznemu bytowi każdego z tych przedsiębiorstw, a jednocześnie były na tyle dotkliwe, aby uzmysłowiły im fakt naruszenia obowiązującego porządku prawnego i pozwoliły zapobiec takiemu ich zachowaniu w przyszłości.

7. Kontrola działalności przedsiębiorstw energetycznych

Choć działalność regulacyjna Prezesa URE nie może być utożsamiana z zadaniami kontrolnymi, to przepisy ustawy – Prawo energetyczne wskazują wprost obszary, które podlegają kontroli Prezesa URE. Są nimi:

- 1) stosowanie taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła, zgodnie z zasadami określonymi w art. 44, 45 i 46, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach (art. 23 ust. 2 pkt 2),
- 2) wykonanie obowiązków, o którym mowa w art. 9a, gdzie na przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium RP nałożono obowiązek uzyskania i przedstawienia Prezesowi URE do umorzenia świadectwo pochodzenia, potwierdzające wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii (art. 23 ust. 2 pkt 4),
- 3) standardy jakościowe obsługi odbiorców oraz parametry jakościowe paliw gazowych i energii elektrycznej, kontrolowane na wniosek odbiorcy (art. 23 ust. 2 pkt 10),
- 4) realizacja obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia parlamentu Europejskiego i Rady nr 1228/2003/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (art. 23 ust. 2 pkt 11),
- 5) utrzymywania, przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła stanu zapasów w ilości zapewniającej utrzyma-

20) Dz. U. z 2000 r. Nr 75, poz. 866.

nie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców (art. 10),

- 6) przestrzeganie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej i paliw gazowych (art. 11).

Uważna lektura rozdziału 7 ustawy – Prawo energetyczne pod nazwą *Kary pieniężne* pokazuje, że działalność kontrolna Prezesa URE jest szersza niż wskazywałyby na to przytoczone wyżej przepisy i odnosi się także m.in. do: stosowania cen i taryf, gdy nie jest przestrzegany obowiązek ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia (art. 56 ust. 1 pkt 5), stosowania cen i taryf wyższych od zatwierdzonych (art. 56 ust. 1 pkt 6), nieprzestrzegania obowiązków wynikających z koncesji (art. 56 ust. 1 pkt 12), zatrudniania osób bez wymaganych kwalifikacji, o których mowa w art. 54 ustawy (art. 56 ust. 1 pkt 9).

Należy przy tym podkreślić, że żadne przepisy ustawy – Prawo energetyczne nie określają, w jaki sposób kontrola ta ma być sprawowana. Co więcej, art. 23 ust. 2 pkt 15 upoważnił Prezesa URE do ustalania metod kontroli.

W 2005 r. w URE przeprowadzono łącznie 1 094 kontrole. W większości przypadków jedna kontrola była przeprowadzana w jednym przedsiębiorstwie energetycznym. Miały także miejsce i takie kontrole, którymi objęto większą liczbę przedsiębiorstw i tak np.: pierwszej kontroli utrzymywania zapasów paliw zapewniających utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców poddano 21 elektrociepłowni i elektrowni systemowych, drugą kontrolą objęto 68 przedsiębiorstw (elektrownie i elektrociepłownie systemowe, przedsiębiorstwa o znaczeniu lokalnym), kontrolą zakupów i sprzedaży energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych objęto wszystkie podmioty (tj. 295) posiadające aktualne koncesje na obrót energią elektryczną. Kontrola realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła objęła 21 podmiotów, kontrolą *Katalogów czynności dodatkowych*, o których mowa w taryfach dla energii elektrycznej oraz wszelkich innych posiadanych i stosowanych przez spółki „cenników” lub „wykazów”, objęto wszystkie zakłady energetyczne (wówczas 21).

Liczba przeprowadzonych kontroli nie odpowiada zatem liczbie skontrolowanych przedsiębiorstw energetycznych.

Czynności kontrolne podjęto w obszarach:

- prawidłowości stosowania taryf (dla energii elektrycznej, gazu i ciepła);
- przestrzegania warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji;
- parametrów jakościowych dostaw paliw gazowych i energii elektrycznej;
- parametrów jakościowych obsługi odbiorców paliw gazowych i energii elektrycznej;
- posiadania kwalifikacji przez osoby, o których mowa w art. 54 ustawy – Prawo energetyczne;
- wywiązywania się z obowiązku utrzymywania zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw;

- przestrzegania obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych.

W kontrolowanych przypadkach ujawniono nieprawidłowości, jednak ich skala (i w stosunku do liczby przeprowadzonych kontroli, i liczby podmiotów nimi objętych) nie jest wielka. Kontrola utrzymywania zapasów paliw zapewniających utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców ujawniła niewykonanie przez 4 przedsiębiorstwa nałożonego obowiązku, przy czym nie stwierdzono zagrożenia dla bieżących dostaw ciepła i energii, a zatem nie podjęto dalszych czynności. Kontrola zakupów i sprzedaży energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych ujawniła nieprawidłowości w 50 przedsiębiorstwach, w stosunku do których wszczęto postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej. Kontrola realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła ujawniła nieprawidłowości w 9 podmiotach, w stosunku do których wszczęto postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej. Kontrola *Katalogów czynności dodatkowych* ujawniła wprawdzie nieprawidłowości we wszystkich kontrolowanych spółkach dystrybucyjnych, jednak ich charakter upoważniał Prezesa URE jedynie do pouczenia ich o konieczności wyeliminowania stwierdzonych nieprawidłowości.

Na 815 przeprowadzonych przez 9 oddziałów terenowych URE kontroli stwierdzono jedynie 126 przypadków występujących nieprawidłowości.

W przypadku ujawnienia nieprawidłowości podjęto czynności polegające na: wydaniu zaleceń pokontrolnych, cofnięciu lub zmianie koncesji, uwzględnieniu wniosku w nowej taryfie, wszczęciu postępowania administracyjnego w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, rozstrzygnięciu sporu w drodze decyzji administracyjnej lub polubownie, powiadomieniu organów ścigania, poinformowaniu skarżących o wynikach kontroli.

W niektórych przypadkach przedsiębiorstwa energetyczne same usunęły wskazane nieprawidłowości.

Można zatem stwierdzić, że działalność kontrolna Prezesa URE tylko w marginalnym stopniu może oddziaływać na regulację, skoro wyniki przeprowadzonych kontroli w większości potwierdzają u kontrolowanych zgodność stanu faktycznego ze stanem zakładanym.

8. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych

Na podstawie art. 54 ust. 3 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r. oraz rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 28 kwietnia 2003 r.²¹⁾ Prezes URE powołuje komisje kwalifikacyjne na okres 5 lat.

Zagadnienia związane z działalnością komisji kwalifikacyjnych, realizowane w 2005 r. przez Prezesa URE, polegały na:

- powoływaniu nowych komisji kwalifikacyjnych, w tym komisji na nową kadencję,

21) Dz. U. z 2003 r. Nr 89, poz. 828, Nr 129, poz. 1184 oraz z 2005 r. Nr 141 poz. 1189.

- dokonywaniu zmian/aktualizacji aktów powołania już działających komisji (rozszerzenie uprawnień komisji bądź poszczególnych jej członków),
- odwoływaniu lub też powoływaniu poszczególnych członków do składów komisji,
- aktualizowaniu świadectw kwalifikacyjnych członków komisji w bazie URE,
- analizowaniu arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji,
- podejmowaniu działań związanych z korektą nieprawidłowości występujących w pracach komisji.

W 2005 r. do URE wpłynęło 141 wniosków o powołanie komisji na kolejną kadencję. Prezes URE powołał 122 komisje kwalifikacyjne na kolejną kadencję, pozostałe 19 wniosków zostanie rozpatrzonych po zakończeniu prowadzonego postępowania wyjaśniającego w 2006 r. Prezes URE powołał również 2 nowe komisje kwalifikacyjne na podstawie wniosków złożonych w 2004 r., natomiast w 2005 r. nie wpłynął już żaden wniosek o powołanie nowej komisji kwalifikacyjnej. W sumie w latach 2003-2005, zostało powołanych 196 komisji kwalifikacyjnych na kolejną (drugą) kadencję, co stanowi 43,5% wszystkich obecnie działających komisji kwalifikacyjnych.

W 2005 r. do Prezesa URE wpłynęło także 100 wniosków o zmianę aktów powołania komisji (zmiany polegały głównie na rozszerzeniu zakresu uprawnień lub składu osobowego). Rezultatem rozpatrywania tego typu wniosków była aktualizacja aktów powołania komisji kwalifikacyjnych w postaci aktów zmieniających. Przy okazji nowelizacji aktów powołania, które dotyczyły zmian w składach osobowych komisji, przygotowano 19 indywidualnych aktów powołania do składu osobowego komisji oraz 17 indywidualnych aktów odwołania. Spośród wszystkich wniosków o zmianę aktów powołania, 27 dotyczyło zmiany nazwy przedsiębiorstw energetycznych, które weszły w skład tworzących się koncernów energetycznych, a 37 wniosków dotyczyło zmiany zakresu indywidualnych uprawnień członków komisji bądź całej komisji.

W ramach prowadzonej kontroli aktualności i poprawności świadectw kwalifikacyjnych, 151 komisji przesłało do URE w 2005 r. aktualne świadectwa swoich członków.

Na podstawie kontroli przesłanych świadectw w ciągu 2005 r. zostało podjętych 7 postępowań związanych z występowaniem nieprawidłowości w świadectwach kwalifikacyjnych. Postępowania te spowodowały przeprowadzenie kontroli i weryfikacji dokumentów związanych z działalnością komisji, w których stwierdzono występo-

wanie nieprawidłowości, a następnie usunięciem tych nieprawidłowości (polegające m.in. na wymianie świadectw kwalifikacyjnych wydanych niezgodnie z obowiązującymi przepisami prawa). Przytoczone powyżej dane obejmują również przypadki postępowań prowadzonych przez oddziały terenowe URE.

W trakcie weryfikacji dokumentacji dokonano również analizy 254 arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji kwalifikacyjnych, które wpłynęły do URE w 2005 r.

W sumie działa 450 komisji kwalifikacyjnych, a w ich pracach uczestniczą 5 733 osoby. Zmniejszenie aż o 113, w stosunku do 2004 r. (563 komisje kwalifikacyjne i 6 790 osób), ogólnej liczby czynnych komisji, a także liczby osób uczestniczących w ich pracach jest konsekwencją dostosowań wnioskodawców (stowarzyszenia i przedsiębiorstwa energetyczne) do obowiązujących regulacji prawnych. Można tu wymienić m.in.: wymóg zatrudniania przynajmniej 200 osób u przedsiębiorcy występującego z wnioskiem o powołanie komisji, kryterium posiadania wyższego wykształcenia przez wszystkich członków komisji, a także określenia minimalnego składu komisji – 8 osób, co doprowadziło do łączenia 7-osobowych komisji w jedną większą.

Wykaz komisji kwalifikacyjnych według zasięgu terytorialnego ilustruje poniższa tabela.

Tabela E2. Komisje kwalifikacyjne

Województwo (symbol województwa)	Liczba „czynnych” komisji w danym województwie
dolnośląskie (02)	33
kujawsko-pomorskie (04)	25
lubelskie (06)	24
lubuskie (08)	15
łódzkie (10)	29
małopolskie (12)	36
mazowieckie (14)	64
opolskie (16)	13
podkarpackie (18)	25
podlaskie (20)	13
pomorskie (22)	20
śląskie (24)	69
świętokrzyskie (26)	17
warmińsko-mazurskie (28)	13
wielkopolskie (30)	32
zachodniopomorskie (32)	22
Ogółem	450

Część II. UPOWSZECHNIANIE PRAW KONSUMENTA ENERGII I WIEDZY O RYNKU

1. Statystyka publiczna

Ustawa – Prawo energetyczne zobowiązuje Prezesa URE do zbierania i przetwarzania informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych.

W 2005 r. w celu bieżącego monitorowania zjawisk zachodzących w sektorze energetycznym, aktualizowana była baza informacyjna o przedsiębiorstwach sektora energii. Dane pochodziły z miesięcznych, kwartalnych i rocznych sprawozdań przysyłanych przez spółki dystrybucyjne, elektrownie i elektrociepłownie zawodowe. Korzystano również z zasobów informacyjnych innych resortów i instytucji badawczych, tj. m.in. Ministerstwa Gospodarki, Głównego Urzędu Statystycznego i Agencji Rynku Energii SA¹⁾. Dane te wykorzystywane były w bieżącej działalności regulacyjnej Prezesa URE, m.in. przy ocenie sytuacji ekonomiczno-finansowej sektora, w procesie taryfowania oraz dla zaspokajania potrzeb informacyjnych monitorowania systemu elektroenergetycznego i systemu gazowego.

Szczególną sferą systematycznych badań w URE jest od wielu lat (od 2001 r.) sektor ciepłowniczy, Prezes URE dysponuje najbardziej obszerną bazą informacyjną o sektorze. Ten stan rzeczy spowodował, że od 2004 r. Regulator przejął w ramach Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej główny ciężar prac związanych z ciepłownictwem²⁾. Zgodnie z ustawą o statystyce publicznej badanie ciepłownictwa prowadzone przez Prezesa URE zaliczone jest do systemów informacyjnych administracji publicznej³⁾, dlatego przedsięwzięcie badawcze URE uwzględnia pełne dostosowanie statystyki krajowej do standardów międzynarodowych, zwłaszcza wymogów Eurostatu, oraz zaspokajanie potrzeb informacyjnych zarówno odbiorców krajowych, jak i zagranicznych.

Przeprowadzone w 2005 r. badanie koncesjonowanych przedsiębiorstw zajmujących się w 2004 r. działalnością ciepłowniczą objęło przedsiębiorstwa, które

posiadały ważną koncesję Prezesa URE na działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem, określoną w art. 32 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Są to nie tylko przedsiębiorstwa typowo ciepłownicze, ale również przemysłowe i usługowe, w których działalność ciepłownicza stanowi zaledwie ułamek, czasem bardzo niewielki, całej ich działalności gospodarczej.

Dane zebrane w tym badaniu zostały przekazane do Ministerstwa Gospodarki i Pracy i zasilily krajową bazę gospodarki paliwowo-energetycznej. Jego wyniki zaprezentowano obszernie w wydawnictwie Prezesa URE *Energetyka ciepła w liczbach – 2004* opublikowanym w lipcu 2005 r. W wydawnictwie tym, będącym przede wszystkim zbiorem tablic statystycznych, znalazła się również krótka charakterystyka podstawowych tendencji zaobserwowanych w energetyce ciepłej w 2004 r., podstawowe informacje o badaniu i szczegółowe uwagi metodyczne, a także wzór formularza wraz z objaśnieniami. W zestawieniach tabelarycznych pokazano wyniki badań z trzech ostatnich lat zagregowane według wybranych zasad klasyfikacji przedsiębiorstw wykorzystujących następujące kryteria: wskaźnik zaangażowania w ciepłowniczą działalność energetyczną (WZDE), formę prawną, rodzaj działalności (posiadane koncesje), klasę Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD), województwo czy wreszcie obszar działania oddziałów terenowych URE. Syntetyczna charakterystyka koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, ze szczególnym uwzględnieniem ciepłownictwa zawodowego, ukazała się również w Biuletynie URE nr 5/2005. Zaprezentowano w niej także zmiany efektywności gospodarowania sektora ciepłowniczego.

Podstawą badania ciepłowniczego, podobnie jak w latach ubiegłych, były dane uzyskane od koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych za pomocą specjalnego formularza – *Sprawozdanie z działalności wytwórców, dystrybutorów i przedsiębiorstw obrotu ciepłem w roku 2004*, obejmującego dane z zakresu:

- charakterystyki techniczno-ekonomicznej przedsiębiorstwa w zakresie działalności ciepłowniczej,
- sprzedaży ciepła bezpośrednio ze źródeł (bez udziału sieci), sprzedaży ciepła z sieci ciepłowniczych oraz sprzedaży ciepła zakupionego (bez świadczenia usługi przesyłowej) tzw. czystego obrotu,
- zakupu ciepła (bez ciepła kupowanego na potrzeby własne),
- przychodów i kosztów w zakresie ciepła sprzedawanego,
- paliw zużywanych do produkcji ciepła,
- nakładów inwestycyjnych na modernizację, rozwój i ochronę środowiska w zakresie działalności ciepłowniczej oraz źródeł finansowania tych nakładów.

- 1) Pod koniec 2005 r. zawarto porozumienie między Ministrem Gospodarki a Prezesem URE precyzujące zasady współfinansowania wspólnych przedsięwzięć statystycznych realizowanych w ramach Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej. Porozumienie to zobowiązuje również do corocznego ustalenia zakresu wyników badań udostępnianych przez Ministra Gospodarki Prezesowi URE.
- 2) Dotychczasowy system pozyskiwania informacji o przedsiębiorstwach ciepłowniczych, funkcjonujący w ramach statystyki publicznej, nie pozwalał na dokonywanie wszechstronnych i systematycznych analiz działalności tych przedsiębiorstw.
- 3) Są to systemy związane bezpośrednio z wykonywaniem zadań statutowych przez organy administracji rządowej, samorządu terytorialnego, organy prowadzące urzędowe rejestry itp. Dane tych systemów mogą być wykorzystywane przez służby statystyki publicznej oraz innych użytkowników, m.in. resorty, organizacje międzynarodowe.

Badanie przedsiębiorstw ciepłowniczych w 2005 r. zostało poszerzone w stosunku do poprzedniego badania o dodatkową informację o energii elektrycznej i ciepłe wytworzonych w skojarzeniu.

Wzór formularza oraz objaśnienia do niego zostały umieszczone na stronach internetowych URE. Zebrane informacje zostały przetworzone elektronicznie i zasilili bazę informacyjną Urzędu. Nadzór organizacyjny i merytoryczny nad przebiegiem badania sprawowała centrala URE, natomiast oddziały terenowe URE zajęły się zebraniem i weryfikacją kompletności oraz poprawności danych przekazanych przez przedsiębiorstwa.

W badaniu za 2004 r. wyniki uzyskano od 782 podmiotów, tj. od 95% wszystkich koncesjonowanych w tym roku przedsiębiorstw (w 2003 r. – od 813, tj. 92%, w 2002 r. – od 849, tj. 95%). Brak informacji od niektórych przedsiębiorstw wynikał z faktu, że nie wszystkie przedsiębiorstwa, które miały koncesje w badanych latach, zajmowały się w tym czasie koncesjonowaną działalnością ciepłowniczą.

Z ogólnej liczby ok. 9 tys. podmiotów zajmujących się działalnością ciepłowniczą w kraju, prawie 90% zużywa ciepło wyłącznie na zaspokojenie własnych potrzeb, a więc nie dostarcza go do odbiorców. Ocenia się, że ok. 20% krajowej produkcji ciepła przedsiębiorstwa zużywają na zaspokojenie potrzeb własnych, natomiast pozostałe 80% służy zaspokojeniu potrzeb ciepłych odbiorców.

Szacuje się, że spośród przedsiębiorstw, które prowadzą działalność związaną z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło, ok. 75% posiada koncesję Prezesa URE, a obszar regulowany obejmuje ok. 80% całkowitej produkcji ciepła w kraju oraz ok. 97% łącznej sprzedaży ciepła. Reszta podmiotów pozostaje poza obszarem regulacji. Są to przede wszystkim podmioty, które nie podlegają koncesjonowaniu w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z tą ustawą, w okresie sprawozdawczym z koncesjonowania wyłączone było wytwarzanie ciepła w źródłach o mocy poniżej 1 MW, przesyłanie i dystrybucja ciepła, jeżeli moc zamówiona przez odbiorców nie przekraczała 1 MW, oraz wytwarzanie ciepła w przemysłowych procesach technologicznych, gdy wielkość mocy zamówionej przez odbiorców nie przekraczała 1 MW.

Spośród koncesjonowanych badanych przedsiębiorstw 765 posiadało zatwierdzone taryfy, co stanowiło ponad 90% przedsiębiorstw posiadających koncesję w zakresie działalności ciepłowniczej.

W grudniu 2005 r. rozpoczęto przygotowania do następnego badania koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych w 2006 r.

2. Działalność informacyjno-promocyjna

Działalność informacyjno-promocyjna prowadzona jest zgodnie z kompetencjami i celami wyznaczonymi Prezesowi URE przez ustawę – Prawo energetyczne. Regulator kieruje się w swej działalności zasadą przejrzystości i dialogu zarówno z podmiotami gospodarczymi, jak i indywidualnymi odbiorcami paliw i energii. Zasada ta jest jedną z najważniejszych w dziedzinie regulacji i ma istotny wpływ na prowadzoną politykę informacyjną w kontekście społecznej kontroli nad działalnością Regulatora.

Działalność wydawnicza

Na podstawie art. 31 ustawy – Prawo energetyczne, w 2005 r. wydano sześć kolejnych numerów dwumiesięcznika *Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki*, w których zamieszczano informacje o podmiotach ubiegających się o koncesje, o podjętych decyzjach w sprawach koncesji i taryf dla koncesjonowanych przedsiębiorstw oraz o rozstrzygnięciach Prezesa URE w sprawach spornych wraz z uzasadnieniem tych decyzji. Publikowane były tam także materiały problemowe poświęcone zagadnieniom prawnym z dziedziny regulacji energetyki, a także artykuły i opracowania analityczne dotyczące liberalizacji rynku i promowania konkurencji, regulacji sektora w UE oraz rozwoju odnawialnych źródeł energii. Autorami artykułów byli w większości pracownicy urzędu. Wszystkie Biuletyny URE były zamieszczane na stronie internetowej urzędu.

Warto podkreślić, iż artykuły przygotowywane przez pracowników urzędu na potrzeby Biuletynu URE cieszą się dużym zainteresowaniem, o czym może świadczyć imponująca liczba przedruków na łamach czasopism branżowych oraz na stronach internetowych poświęconych sektorowi energetycznemu.

Tabela 1. Liczba przedsiębiorstw, które wzięły udział w badaniu za 2004 r.

Oddziały terenowe URE	Liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych	Liczba przedsiębiorstw, które nadesłały sprawozdanie (nadesłanych sprawozdań z OT)	Liczba przedsiębiorstw, które posiadały zatwierdzoną taryfę
OT Warszawa	69	69	67
OT Szczecin	82	79	79
OT Gdańsk	108	103	103
OT Poznań	119	115	109
OT Lublin	64	62	58
OT Łódź	85	75	72
OT Wrocław	77	73	73
OT Katowice	118	108	108
OT Kraków	99	98	96
RAZEM	821	782	765

Na podstawie art. 31 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne wydano 65 numerów *Biuletynu Branżowego Urzędu Regulacji Energetyki – Energia elektryczna* oraz 43 numery *Biuletynu Branżowego Urzędu Regulacji Energetyki – Paliwa gazowe*, każdy w nakładzie 100 egzemplarzy. Zawierały one zatwierdzone przez Prezesa URE taryfy, zmiany obowiązujących taryf, decyzje odmowne co do ich zatwierdzenia, informacje o umorzeniu postępowania w sprawie ich zatwierdzenia, decyzje odmowne co do zmiany taryf, decyzje odmowne co do zwolnienia z obowiązku przedłożenia taryfy do zatwierdzenia oraz informacje o innych decyzjach dotyczących taryf. Wszystkie biuletyny branżowe były na bieżąco prezentowane na stronie internetowej URE. Decyzje Prezesa URE przyznające lub zmieniające koncesje przedsiębiorstwom ciepłowniczym oraz zatwierdzone taryfy opublikowane zostały we właściwych terytorialnie wojewódzkich dziennikach urzędowych.

Internet jako element polityki informacyjnej

Uznając Internet za sposób komunikacji, który stale będzie zyskiwał na znaczeniu, w 2005 r. dokonano zmiany witryny, co wiązało się nie tylko z wykonaniem nowego projektu graficznego, ale przede wszystkim ze zmianą jej organizacji dzięki zaprojektowaniu przyjaznego dla użytkownika systemu poruszania się po serwisie. Rozbudowanie strony internetowej Urzędu pod względem zawartości merytorycznej ma być podstawowym narzędziem w realizacji polityki informacyjnej Prezesa URE. Przestrzeganiu zasady przejrzystości działań Regulatora ma także sprzyjać publikowanie na oficjalnej stronie urzędu *Stanowisk i Komunikatów* związanych z regulacją sektora energetycznego w Polsce. Działania te spotkały się z uznaniem nie tylko dużych przedsiębiorców, ale także indywidualnych odbiorców energii oraz przedstawicieli mediów korzystających na co dzień z informacji dostępnych na stronach internetowych URE.

Kampania informacyjno-edukacyjna

Instytucjonalne wsparcie ze strony specjalnie utworzonego **Zespołu do spraw Promowania Rynku Odbiorcy**, w skład którego weszli pracownicy URE, umożliwiło opracowanie koncepcji ogólnopolskiej kampanii informacyjno-edukacyjnej. Jej celem ma być promowanie konkurencyjnego rynku energii w Polsce, przyspieszenie prac dotyczących mechanizmów i standardów obowiązujących na tym rynku oraz informowanie społeczeństwa o możliwościach, jakie niesie ze sobą zasada TPA. Koncepcja ta została zaprezentowana na posiedzeniu Zespołu ds. Polityki Energetycznej w sierpniu 2005 r. i uzyskała poparcie wraz z deklaracjami pomocy przy jej realizacji, m.in. ze strony przedstawicieli Urzędu Komitetu Integracji Europejskiej i Krajowej Agencji Poszanowania Energii. Specjalny dodatek do *Rzeczpospolitej* pt. *Ulepszamy Rynek Energii*, będący elementem tej koncepcji, został w całości przygotowany przez pracowników URE i dystrybuowany w nakładzie ponad 200 tys. egzemplarzy na terenie całego kraju. Znalazło się w nim kilka artykułów

poświęconych różnym aspektom powstawania konkurencyjnego rynku w polskiej i europejskiej energetyce, a więc także polskim i zagranicznym doświadczeniom związanym ze zmianą sprzedawcy, w tym doświadczeniom przemysłowych odbiorców energii w Polsce, którzy prawo wyboru nabyli już 1 lipca 2004 r. Autorzy podjęli również próbę usystematyzowania wiedzy o zmianie sprzedawcy, przedstawiając propozycję działań legislacyjnych niezbędnych do przyspieszenia budowy konkurencyjnego rynku. W materiale znalazła się także analiza poświęcona gazownictwu, zawierająca szereg ciekawych rekomendacji, które mogłyby w znacznym stopniu przyczynić się do przyspieszenia procesu zmian w tym sektorze. W 2005 r., w ramach *Transition Facility 2006*, Prezes URE uzyskał wsparcie dla realizacji projektu dotyczącego wdrażania konkurencyjnego rynku energii. Jego celem jest uświadomienie odbiorców indywidualnych w zakresie przysługującego im od 1 lipca 2007 r. prawa zmiany sprzedawcy energii elektrycznej i gazu.

Współpraca z mediami

W 2005 r. Prezes URE realizował partnerską współpracę z Miesięcznikiem Gospodarczym *Nowy Przemysł* przy realizacji szeroko zakrojonej kampanii medialnej zatytułowanej *Klient na Rynku Energii*, mającej na celu promocję konkurencyjnego rynku energii w Polsce i znoszenie barier w jego funkcjonowaniu oraz edukację odbiorców w zakresie możliwości, jakie daje zasada TPA. Wsparcie merytoryczne powyższego projektu polegało na opracowywaniu i publikowaniu materiałów problemowych w miesięczniku *Nowy Przemysł* oraz poradniku *TPA – krok po kroku* przez pracowników urzędu, a także ich czynny udział w konferencjach i debatach redakcyjnych. W czerwcu 2005 r. pracownicy URE wzięli czynny udział w Kongresie *Nowego Przemysłu*, prezentując zagadnienia na temat *Ku konkurencji w elektroenergetyce. Wydzielenie Operatora Systemu Przesyłowego i Operatorów Systemów Dystrybucyjnych oraz Perspektywy liberalizacji rynku energii elektrycznej w Polsce – szanse i zagrożenia*.

Mając na uwadze zasadę przejrzystości działań Prezesa URE, kierownictwo Urzędu udzieliło również mediom, zarówno ogólnopolskim, jak i lokalnym, szeregu wywiadów. Sporo miejsca poświęcono także wypowiedziom Prezesa URE w magazynach branżowych, takich jak *Wokół Energetyki*, *Energetyka Ciepła i Zawodowa*, *Nowy Przemysł*, *Energia Gigawat* czy *Puls Energii*. Prezes URE był także częstym gościem w programie ekonomicznym *Bilans* nadawanym przez stację TVN 24, a także w telewizji regionalnej TVP 3.

Udział w wydarzeniach w kraju i za granicą jako element polityki informacyjnej

W 2005 r. przedstawiciele Prezesa URE wygłaszali referaty na konferencjach naukowo-technicznych, seminariach i sympozjach z udziałem środowisk energetycznych, dotyczące obowiązków regulacyjnych Urzędu, głównie wobec przedsiębiorstw energetycznych, a także wobec przedsiębiorców realizujących projekty instalacji

energooszczędnych i racjonalizacji użytkowania energii. Prezes oraz jego współpracownicy wzięli m.in. czynny udział w międzynarodowej konferencji *Europejski rynek energii elektrycznej – wyzwania zjednoczenia* zorganizowanej przez Instytut Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej oraz Stowarzyszenie Elektryków Polskich. Prezes URE wystąpił również z prezentacją *Bariery konkurencyjnego rynku energii elektrycznej – likwidacja kontraktów długoterminowych* na konferencji poświęconej zagadnieniom pomocy państwa w prawie i praktyce UE zorganizowanej przez UOKiK oraz Wydział Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego.

W związku z potrzebą upowszechniania informacji na temat bieżących prac grup roboczych i zespołów zadaniowych Rady Europejskich Regulatorów Energetyki (*Council of European Energy Regulators – CEER*) oraz Grupy Europejskich Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu (*European Regulators Group for Electricity and Gas – ERGEG*), Prezes URE podjął w 2005 r. inicjatywę organizowania cyklicznych (raz w miesiącu), merytorycznych seminariów dla członków Zespołu do Spraw Interdyscyplinarnej Współpracy Międzynarodowej oraz Zespołu Ekspertów do Spraw Współpracy Europejskiej. W seminariach uczestniczyli również pracownicy URE zajmujący się tą problematyką. Ogółem odbyło się siedem spotkań – oddzielnie dla problematyki rynku energii elektrycznej i rynku gazu, podczas których przedstawiano wiele prezentacji dotyczących problemów regulacyjnych, technologicznych i organizacyjnych, jakie pojawiają się w toku wdrażania konkurencyjnych rynków energii. Obszerne merytoryczne informacje były zamieszczone na łamach Biuletynu URE.

Spotkania obu forów eksperckich, organizowane w formie warsztatów, były doskonałą okazją do wymiany poglądów i twórczych dyskusji umożliwiających wypracowanie spójnych i skoordynowanych działań przedstawicieli Regulatora reprezentujących Prezesa URE na forum zarówno wspólnotowym, jak i międzynarodowym.

3. Działalność Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii

Do rzecznika odbiorców w 2005 r. wpłynęło 900 spraw odbiorców, z czego 632 dotyczyły energii elektrycznej, 135 – ciepła, 78 – gazu. Pozostałe odnosiły się do paliw ciekłych i ogólnych problemów objętych Prawem energetycznym. Były one kierowane przez odbiorców telefonicznie, listownie lub przy użyciu poczty elektronicznej.

Wśród zwracających się do rzecznika były osoby prowadzące działalność gospodarczą, przedstawiciele przedsiębiorstw, spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych. Dominującą grupę stanowili tradycyjnie odbiorcy mediów energetycznych zużywanych na potrzeby gospodarstw domowych.

W zakresie **energii elektrycznej** największą liczbę w 2005 r. stanowiły problemy dotyczące oskarżenia o nielegalny pobór energii elektrycznej. Pomimo że organ regulacyjny nie ma kompetencji do rozwiązywania tego rodzaju sporów, odbiorcy bardzo często zwraca-

jącą się do URE ze swymi problemami, co świadczy o skali zjawiska. W ostatnim roku znacznie zwiększyła się liczba oskarżeń o nielegalny pobór energii elektrycznej poprzez oddziaływanie na licznik silnym polem magnetycznym. W wielu przypadkach odbiorcy podważają sposób udokumentowania przez przedsiębiorstwo energetyczne faktu nielegalnego poboru i wysokość nałożonej kary.

Liczną grupę problemów stanowiły też skargi na jakość dostarczanej energii. Przyczyną narzekania były częste i długie przerwy w dostawie energii, a także zmiany wysokości napięcia – migotanie światła, zaniżone napięcie oraz nagłe wzrosty napięcia (przebiecia), powodujące uszkodzenia elektrycznych urządzeń odbiorczych.

Odbiorcy zwracali się również z problemami dotyczącymi wystawiania faktur w oparciu o prognozowane wielkości zużycia energii, zasad rozliczeń w okresach, w których urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe były niesprawne lub gdy został popełniony błąd w odczycie licznika energii, a także zasad kwalifikacji do grup taryfowych.

Oddzielną, dość liczną (ok. 80) grupę stanowiły skargi emerytów i rencistów byłych pracowników nieistniejących przedsiębiorstw energetycznych, lub ich rodzin, w sprawie utracenia uprawnień do tzw. taryfy pracowniczek. Miały miejsce dwie fale korespondencji w tej sprawie, na początku i pod koniec 2005 r. – wynikało to z zawężenia stosowania tego przywileju od 1 stycznia 2005 r. przez część przedsiębiorstw oraz zapowiedzią odejścia od tego systemu gratyfikacji przez następne przedsiębiorstwa od 1 stycznia 2006 r.

Wśród tematów poruszanych z zakresu **ciepła**, znaczną liczbę kierowanych do rzecznika pytań stanowiły zagadnienia związane z podziałem kosztów ciepła w budynkach wielolokalowych. Inne problemy związane z dostawą ciepła dotyczące dotrzymania parametrów nośnika ciepła, rozliczeń z przedsiębiorstwami ciepłowniczymi, legalizacji ciepłomierzy, zmiany mocy zamówionej, pochodziły od przedstawicieli zarządów spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych.

W 2005 r. znaczną liczbę stanowiły wpływające od odbiorców **paliw gazowych** zagadnienia dotyczące zasad kwalifikacji do grup taryfowych oraz zastrzeżenia do poprawności wystawianych faktur. Ten drugi rodzaj problemów był efektem niezrozumienia wynikającego z przepisów wykonawczych do Prawa energetycznego obowiązku wyodrębniania opłat za usługi przesyłowe i kosztów gazu. Inne problemy poruszane przez tę grupę odbiorców dotyczyły możliwości wstrzymania dostaw w przypadkach zwłoki w płatnościach za pobrany gaz, oskarżenia o nielegalny pobór gazu, podejrzeń o zaniżone ciepło spalania dostarczanego gazu i zastrzeżeń do poprawności wystawianych rachunków w oparciu o prognozowane ilości zużycia gazu.

Wśród innych problemów odbiorców dominowały skargi dotyczące złej jakości paliw ciekłych i pytania o podmioty, które mogą kontrolować jakość paliw na stacjach benzynowych. Były także prośby o wyjaśnienia

związane z konkretnymi zapisami ustawy – Prawo energetyczne i aktów wykonawczych do tej ustawy.

W każdym przypadku rzecznik szczegółowo przedstawiał przepisy dotyczące poruszanej sprawy oraz informował o prawach odbiorców i możliwościach dochodzenia swoich roszczeń w sporach z przedsiębiorstwami energetycznymi.

Dziennikarze z różnych mediów zwracali się do rzecznika głównie z prośbami o wyjaśnienia problemów swoich czytelników lub słuchaczy, dotyczących opisanych przez nich sytuacji związanych z dostawą paliw gazowych i energii. Pojawiały się także prośby o wyjaśnienia praw odbiorców w przypadkach długotrwałych przerw w dostawie energii lub niedotrzymania parametrów jakościowych dostarczanego gazu. W 2005 r. było w sumie 22 takich przypadków.

Na ręce rzecznika trafiły pisma skierowane do innych urzędów centralnych, które w całości lub części dotyczyły problemów związanych z dostawą energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła. W 2005 r. było takich pism 11, większość z Ministerstwa Gospodarki i Kancelarii Prezesa Rady Ministrów.

Znaczną liczbę stanowiły sprawy kierowane do rzecznika przez powiatowych lub miejskich rzeczników konsumentów lub przedstawicieli stowarzyszeń konsumenckich, dotyczące napływających do nich skarg odbiorców paliw i energii. Odnosiły się one głównie do problemów nielegalnego poboru energii gazu, sposobu podziału kosztów ciepła przez zarządców budynków oraz odpowiedzialności za skutki niedotrzymania napięcia dostarczanej energii elektrycznej. W ubiegłym roku takich spraw było łącznie 42.

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

The screenshot shows the official website of the Urząd Regulacji Energetyki (URE). The page is titled 'Paliwa gazowe' (Gas Fuels). It contains a table of gas tariffs with columns for 'Zawartość pliku' (File Content) and 'Zmiana taryf' (Tariff Change). The table lists various gas tariffs and their corresponding decision numbers and dates.

Zawartość pliku	Zmiana taryf
PG Nr 17/2006 14 kwietnia 2006	Zmiana taryf dla KÖHM POLSKA MIEDŹ SA Decyzja Prezesa URE nr DTA-4212-127(18)/2006/2678/IVTK
PG Nr 17/2006 14 kwietnia 2006	Zmiana taryf dla KRI Sp. z o.o. Decyzja Prezesa URE nr DTA-4212-105(30)/2006/3491/IIIPB
PG Nr 15/2006 5 kwietnia 2006	Taryfa Media Odra Warta Sp. z o.o. Decyzja Prezesa URE nr DTA-4212-4(10)/2006/9878/IVRT
PG Nr 15/2006 5 kwietnia 2006	Zmiana taryf dla TOP GAZ Sp. z o.o. Decyzja Prezesa URE nr DTA-4212-117(18)/2006/12853/IVPB
PG Nr 15/2006 5 kwietnia 2006	Raport z realizacji Programu Zgodności Operatora Systemu Przesyłowego Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM Sp. z o.o. za 2005 r.
PG Nr 14/2006 31 marca 2006	Zmiana taryf dla G.E.N. Gaz Energia SA Decyzja Prezesa URE nr DTA-4212-116(24)/2006/2794/IVRT
PG Nr 14/2006 31 marca 2006	Zmiana taryf dla Gaz Technologia i Energia Sp. z o.o. Decyzja Prezesa URE nr DTA-4212-102(28)/2005/28/IVRT
PG Nr 14/2006 31 marca 2006	Taryfa Koksowni Przyjaźń Sp. z o.o. Decyzja Prezesa URE nr DTA-4212-1(9)/2006/1197/IVPB
PG Nr 13/2006 27 marca 2006	Zmiana taryf dla Zakładu Projektowania i Usług Teletechnicznych - A. Brzozowski Sp. z o.o. Decyzja Prezesa URE nr OKA-4212-4/2006/1097/II-FIAL
PG Nr 13/2006 27 marca 2006	Taryfa Huty Burzec Sp. z o.o. Decyzja Prezesa URE nr OKA-4212-19(16)/2005/2006/13556/IIIMM

Część III. SĄDOWA KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE

I. W 2005 r. Prezes URE wydał łącznie 8 611 decyzji administracyjnych, z czego odwołania do SOKiK wniesiono od 123 decyzji. Oznacza to, że zaskarżono niewiele ponad 1,4% wydanych decyzji. Dla porównania: w 2004 r. wydano 8 279 decyzji i wniesiono 128 odwołań (ponad 1,5%), w 2003 r. wydano 3 506 decyzji i wniesiono 76 odwołań (ponad 2%), zaś w 2002 r. wydano 3 688 decyzji i wniesiono 112 odwołań (ok. 3%). Zatem mimo zwiększającej się stale liczby decyzji administracyjnych wydawanych rocznie przez Prezesa URE (od roku 2002 do roku 2005 liczba wydawanych rocznie przez Prezesa URE decyzji wzrosła o 4 887), odsetek odwołań od tych decyzji zmniejsza się (od ok. 3% w 2002 r. do 1,4% w 2005 r.).

Do SOKiK przekazane zostało 113 odwołań, a w 10 przypadkach Prezes URE zmienił decyzję w trybie samokontroli na podstawie art. 479¹⁾ § 2 ustawy z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego¹⁾.

Do 31 grudnia 2005 r. SOKiK odrzucił 15 spraw przekazanych mu w tym roku – z powodu braków formalnych, w szczególności z powodu nieuiszczenia przez stronę wpisu sądowego.

Do rozpoznania w 2006 r. pozostało zatem 98 odwołań wniesionych w 2005 r.

Ponadto, Sądowi przekazano 36 zażaleń na wydane w postępowaniu administracyjnym postanowienia Prezesa URE (dotyczące w szczególności zawieszenia postępowania oraz odmowy nadania decyzji rygoru natychmiastowej wykonalności), przy czym 8 z nich zostało przez Sąd odrzuconych, 11 dalszych – oddalonych, w 3 przypadkach Sąd uchylił postanowienia Prezesa URE, a w 1 przypadku Sąd umorzył postępowanie. Do rozpoznania w 2006 r. pozostało 9 zażaleń.

W 2005 r. Sąd zajął się także 86 odwołaniami od decyzji Prezesa URE, które zostały wniesione w 2004 r. Sąd odrzucił 3 odwołania z powodu braków formalnych, a w 23 przypadkach umorzył postępowanie. W 50 dalszych przypadkach Sąd oddalił odwołania od zaskarżonych decyzji. W 10 przypadkach Sąd uwzględniając odwołanie uchylił lub zmienił decyzję Prezesa URE. Do rozpoznania w 2006 r. pozostało jeszcze 9 odwołań wniesionych w 2004 r. W 2005 r. Sąd ten odrzucił również 2 apelacje wniesione od jego wyroków.

Jak wynika z powyższego, tylko niewielka liczba wniesionych odwołań podlegała odrzuceniu przez Sąd, natomiast w większości rozpoznawanych w 2005 r. przypadków Sąd podzielił stanowisko Prezesa URE prezentowane w zaskarżonych decyzjach.

Spośród wyroków SOKiK na uwagę zasługują m.in.:

1. Wyrok z 24 marca 2005 r. (sygn. akt XVII Ame 14/04). W wyroku tym SOKiK zmienił wydaną przez Pre-

zesa URE decyzję orzekającą zmianę umowy sprzedaży gazu ziemnego w ten sposób, że umorzył postępowanie administracyjne (jako bezprzedmiotowe). Ten sposób rozstrzygnięcia sporu związany był z nowym poglądem – wyrażonym przez Sąd Najwyższy w wyrokach: z dnia 12 września 2003 r. (sygn. akt I CKN 504/01) i z dnia 7 października 2004 r. (sygn. akt III SK 56/04). Wyroki te zostały wydane w sprawach z zakresu ochrony konkurencji i stanowiły istotny przełom w kwestii zakresu kompetencji Prezesa URE do rozstrzygania sporów dotyczących odmowy zawarcia umów sprzedaży, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Dotychczas bowiem w orzecznictwie SOKiK utrwalony był pogląd, że Prezes URE władny jest orzekać nie tylko w sprawach przyszłych umów, lecz także w sprawach zmian umów już zawartych (patrz np. postanowienie z dnia 13 lipca 1999 r., sygn. akt XVII Ame 21/99, oraz wyroki: z 3 października 2001 r., sygn. akt XVII Ame 66/00, z 17 lipca 2002 r., sygn. akt XVII Ame 107/01 i sygn. akt XVII Ame 108/01, z 25 listopada 2002 r., sygn. akt XVII Ame 14/02, z 7 lipca 2004 r., sygn. akt XVII Ame 45/03, i z 8 listopada 2004 r., sygn. akt XVII Ame 69/03).

Tymczasem Sąd Najwyższy w wyroku z dnia 12 września 2003 r. stwierdził m.in.: *Zgodnie z art. 8 ust. 1 Prezes Urzędu Regulacji Energetyki rozpoznaje spory dotyczące ustalania warunków świadczenia usług, odmowy przyłączenia do sieci czy odmowy zawarcia umowy. Przyszły odbiorca energii może w postępowaniu przed Prezesem URE domagać się ustalenia treści umowy i w tym zakresie droga postępowania cywilnego jest wyłączona. Prezes URE nie ma jednak jurysdykcji w sprawach dotyczących umów już zawartych. W trybie art. 8 (...) nie można dochodzić nakazania zmiany takiej umowy nawet wtedy, kiedy odbiorcy narzucone zostały wskutek stosowania praktyki monopolistycznej uciążliwe warunki umowy. Właściwym i jedynie uprawnionym organem do rozpoznania tego rodzaju zarzutu jest Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (a w dalszym postępowaniu właściwe sądy), na podstawie przepisów ustawy antymonopolowej.*

Takie samo stanowisko Sąd Najwyższy zajął w kolejnym wyroku – z dnia 7 października 2004 r. (sygn. akt III SK 56/04).

Wobec powyższego, w wyroku z dnia 24 marca 2005 r. SOKiK dostosował swoje stanowisko do poglądu Sądu Najwyższego.

W uzasadnieniu tego wyroku SOKiK wyraził następujący pogląd: *W wyroku z dnia 12 września 2003 r. I CK 504/01 oraz z dnia 7 października 2004 r. III SK 56/04 Sąd Najwyższy przyjął jednak, że art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego umożliwia ukształtowanie w drodze decyzji administracyjnej warunków umowy jeszcze nie zawartej, wobec nie dojścia stron tej umowy do porozumienia. Oznacza to,*

1) Dz. U. z 1964 r. Nr 43, poz. 296 z późn. zm.

że Prezes URE nie może orzekać w sprawach dotyczących umów już zawartych. Sąd orzekający dzieląc wykładnię omawianego przepisu dokonaną przez Sąd Najwyższy i uznając, że Prezes URE nie ma jurysdykcji w sprawach umów już zawartych przyjął, że nie ma on uprawnień do zmieniania, na wniosek strony, postanowień umowy.

Wyrok ten wywarł istotny wpływ na treść rozstrzygnięć Prezesa URE, który podporządkował się prezentowanemu wyżej nowemu stanowisku Sądów.

2. Wyrok z dnia 9 maja 2005 r. (sygn. akt XVII AmE 46/04). W wyroku tym Sąd oddalił odwołanie przedsiębiorstwa energetycznego od decyzji Prezesa URE stwierdzającej, że wstrzymanie dostaw energii elektrycznej do nieruchomości odbiorcy było nieuzasadnione. W uzasadnieniu Sąd ten wyraził pogląd, zgodnie z którym opłaty z tytułu nielegalnego poboru nie należy utożsamiać z należnością za pobraną energię elektryczną, a tym samym zaleganie z jej uiszczeniem nie może stanowić podstawy do wstrzymania dostaw tej energii. W omawianej sprawie istotna jest okoliczność, że wstrzymanie dostaw nie nastąpiło w dniu przeprowadzenia kontroli, w wyniku której stwierdzono zaistnienie nielegalnego poboru energii elektrycznej (co mogłoby być zrozumiałe w świetle art. 6 ust. 3 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne), lecz w okresie późniejszym, kiedy przyczyny umożliwiające jego dokonanie zostały usunięte (poprzez wymianę układu pomiarowo-rozliczeniowego). W ocenie Sądu: *Zgodnie z art. 6 ust. 3a ustawy (...) Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za pobraną energię elektryczną co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności, pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie o zamiarze wypowiedzenia umowy i wyznaczenia dodatkowego dwutygodniowego terminu do zapłaty zaległych i bieżących należności. Z treści ww. przepisu wynika, że dotyczy on zaległości w zapłacie przez odbiorcę za pobraną energię wynikających z umowy łączącej go z przedsiębiorstwem energetycznym.*

W dalszej części uzasadnienia wyroku Sąd – powołując się na definicję nielegalnego poboru zawartą w art. 3 pkt 18 Prawa energetycznego – wywodzi, że pobieranie opłat z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej następuje również w sytuacji, kiedy osobę, która dopuściła się tego czynu, nie łączy z przedsiębiorstwem energetycznym żadna umowa. Powyższe – w ocenie Sądu – przesądza, że *nie można uznać, iż pobieranie opłaty za nielegalny pobór energii elektrycznej jest tożsame z terminem użytym w art. 6 ust. 3a prawa energetycznego „zapłata za pobieraną energię elektryczną”.* Powyższy przepis dotyczy bezspornie sytuacji zalegania przez odbiorcę w zapłacie należności za pobraną energię elektryczną zgodnie z umową łączącą go z przedsiębiorstwem energetycznym.

Gdyby ustawodawca miał zamiar objąć dyspozycją art. 6 ust. 3a Prawa energetycznego sytuacje związane z zaleganiem w opłatach za nielegalny pobór energii elektrycznej, to zapewne inne byłoby brzmienie tego przepisu. Dodatkowo za powyższym przemawia fakt uregulowania kwestii opłaty za nielegalny pobór energii lub paliw

(art. 57 Prawa energetycznego) w rozdziale poświęconym karom pieniężnym.

Z tych powodów opłata za nielegalny pobór energii elektrycznej (...) ma charakter sankcyjny i nie można jej traktować jak opłaty za sprzedaż energii elektrycznej. W związku z tym zaskarżona decyzja trafnie stwierdziła, że powód bezzasadnie dokonał wstrzymania dostaw energii elektrycznej do obiektów zainteresowanej na podstawie art. 6 ust. 3a prawa energetycznego.

3. Wyrok z dnia 18 kwietnia 2005 r., sygn. akt XVII AmE 19/04. W wyroku tym Sąd zmienił – w nieznacznym zakresie – decyzję Prezesa URE, nakładającą na jedno z przedsiębiorstw energetycznych karę pieniężną za niewypełnienie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych, zaś w pozostałej części odwołanie oddalił, uznając za słuszne stanowisko prezentowane w zaskarżonej decyzji przez Prezesa URE. W odwołaniu tym przedsiębiorstwo zarzuciło Prezesowi URE, iż nie uwzględnił interpretacji przepisów rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 30 maja 2003 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła²⁾ dokonanej przez tego Ministra.

Tymczasem w uzasadnieniu wyroku Sąd zakwestionował w ogóle prawo Ministra Gospodarki do „władczej” interpretacji wydanych przez siebie rozporządzeń stwierdzając: *W pierwszym rzędzie należy zważyć, że w przedmiotowej sprawie nie ma żadnego znaczenia interpretacja Ministerstwa Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej aktualnie obowiązującego rozporządzenia z dnia 30 maja 2003 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. Organ ten nie jest uprawniony do dokonywania wiążącej wykładni prawa.*

II. W 2005 r. od wyroków SOKiK wniesiono 26 apelacji, przy czym 3 z nich wniósł Prezes URE, zaś pozostałe 23 – strony.

W 2005 r. Sąd Apelacyjny rozpoznał 8 apelacji wniesionych przez strony, przy czym we wszystkich przypadkach apelacje te oddalił, uwzględniając stanowisko SOKiK, który zaskarżonymi wyrokami oddalił odwołania od decyzji Prezesa URE.

Sąd ten rozpoznał także 15 zażaleń wniesionych na postanowienia wydane przez SOKiK w toku postępowania (przy czym 2 wniósł Prezes URE, zaś 13 – strony). Spośród tych zażaleń, 12 zostało przez Sąd oddalonych, 2 – uwzględnione, 1 zaś – odrzucona.

Z powyższego wynika, że mimo stosunkowo wysokiej liczby oddalonych przez SOKiK odwołań, tylko nieznaczna część orzeczeń tego Sądu została zaskarżona do Sądu Apelacyjnego. Z kolei Sąd Apelacyjny podzielił we wszystkich przypadkach stanowisko sądu pierwszej

2) Dz. U. z 2003 r. Nr 104, poz. 971.

instancji, uznające zasadność rozstrzygnięć zawartych w decyzjach Prezesa URE.

Wśród orzeczeń Sądu Apelacyjnego zwraca uwagę wyrok z dnia 29 czerwca 2005 r., (sygn. akt VI ACA 95/05), oddalający apelację od wyroku SOKiK z dnia 30 czerwca 2004 r., sygn. akt XVII Ame 22/03. Wyrokiem tym Sąd oddalił odwołanie jednego z dużych odbiorców energii elektrycznej od decyzji Prezesa URE, ustalającej treść umowy o świadczenie usług przesyłowych między przedsiębiorstwem energetycznym a tym odbiorcą. Odbiorca ten kwestionował zastosowane w decyzji Prezesa URE stawki opłat za usługi przesyłowe oraz klauzule zabezpieczające wykonanie tej umowy.

Sąd Apelacyjny, podziеляjąc stanowisko SOKiK, stwierdził m.in.: *Wysokość opłat za usługi przesyłowe jest regulowana w taryfie, która z kolei kalkulowana jest zgodnie z obowiązującymi w tym zakresie przepisami i podlega zatwierdzeniu przez Prezesa URE. W razie sporu co do wysokości cen i stawek opłat rozstrzyga o nich ostatecznie sąd, jednak stronami tego postępowania są tylko przedsiębiorstwo energetyczne oraz Urząd Regulacji Energetyki. (...) Zatem stawki zastosowane w umowie nie mogą być wyższe niż taryfowe, nie można też żądać ich obniżenia poniżej wartości taryfowej. Słusznie zatem wskazał Sąd Okręgowy, iż Prezes URE kształtując warunki umowy nie ma kompetencji do zastosowania stawek innych niż taryfowe. Zatem kwestionowanie zastosowanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zastosowanych w umowie stawek opłat za usługi przesyłowe energii elektrycznej mieszczących się w taryfie (...) jest w ocenie Sądu Apelacyjnego bezzasadne.*

Odnosząc się natomiast do zarzutów dotyczących narzucenia stronie „uciążliwych klauzul” w umowie, Sąd stwierdził, iż zakresem kompetencji Prezesa URE w zakresie regulacji stosunku prawnego łączącego skarżącego i zainteresowanego jest ukształtowanie wszystkich elementów umowy stanowiących zarówno jej elementy istotne jak i dodatkowe. Sąd Apelacyjny podzielił stanowisko Sądu Okręgowego uznające za trafny pogląd Prezesa URE, iż konflikt między stronami sprowadza się do rozliczeń świadczeń z umowy (zaległych i bieżących) (...) w ocenie Sądu Apelacyjnego Prezes URE nie przekroczył stwierdzeniem tym swoich kompetencji. Nie rozstrzygał bowiem, ani nie przesądzał zasadności sporów, a jedynie jako regulator rynku skonstatował istnienie sporów między stronami. W tych warunkach zasadnym było takie ukształtowanie umowy, aby na przyszłość spory wyeliminować lub ograniczyć.

III. W 2005 r. od wyroków Sądu Apelacyjnego w imieniu Prezesa URE nie były wnoszone kasacje do Sądu Najwyższego. Udzielono natomiast 1 odpowiedzi na kasację wniesioną przez inną stronę postępowania. W 2005 r. Sąd Najwyższy rozpatrzył 2 kasacje od wyroków wydanych w latach 2002-2003 przez SOKiK. W 1 przypadku Sąd ten uchylił zaskarżony wyrok (uznając w jednym przypadku zasadność kasacji wniesionej przez stronę), w 1 przypadku oddalił kasację.

Na uwagę zasługuje wyrok Sądu Najwyższego z dnia 19 stycznia 2005 r., sygn. akt III SK 36/04. W wyroku tym Sąd Najwyższy oddalił kasację przedsiębiorstwa energetycznego od wyroku SOKiK z dnia 11 czerwca 2003 r., sygn. akt XVII Ame 88/02, oddalającego odwołanie od decyzji Prezesa URE, w której przedsiębiorstwu temu odmówiono zmiany decyzji zatwierdzających taryfy dla ciepła, polegającej na przedłużeniu okresu stosowania tych taryf. Sąd Najwyższy, odnosząc się do zawartego w kasacji zarzutu błędnej wykładni art. 155 K.p.a., stwierdził m.in.: *Dopuszczalna na zasadzie wyjątku od reguły trwałości ostatecznej decyzji administracyjnej możliwość jej zmiany na podstawie art. 155 k.p.a. wymaga zaistnienia kodeksowych przesłanek przewidzianych w tym przepisie, tj. stwierdzenia, że dokonaniu takiej zmiany nie sprzeciwiają się przepisy szczególne, a za jej dokonaniem przemawia interes społeczny lub słuszny interes strony (...) procedurę zmiany ostatecznej decyzji wszczyna się na zasadach ogólnych, tj. na żądanie (wniosek) strony lub z urzędu (...). Jeżeli natomiast, tak jak w rozpoznawanej sprawie, wniosek pochodzi od strony, to ona powinna wskazywać kodeksowe przesłanki warunkujące wnioskowaną zmianę ostatecznej decyzji administracyjnej, a także powoływać argumenty świadczące o zaistnieniu tych kodeksowych warunków, które nie sprzeciwiają się, ale uzasadniają wyeliminowanie z obrotu lub zmianę ostatecznej decyzji administracyjnej. Tymczasem wniosek strony (...) nie tylko nie wskazywał żadnej konkretnej podstawy prawnej złożonego wniosku, ale także nie zawierał argumentów wskazujących, że wypełnione zostały przesłanki prawne uruchomienia tej wyjątkowej procedury (...). Stwierdzenie kodeksowych przesłanek warunkujących zmianę ostatecznej decyzji administracyjnej na wniosek strony należy do organu administracji, który wszakże nie działa w faktycznej i administracyjnoprawnej „próżni” i nie ma obowiązku domyślania się za stronę lub jej wyręczania w podaniu podstawy prawnej wnioskowanej zmiany oraz wskazaniu okoliczności i argumentów, które mogą przemawiać za uwzględnieniem zgłoszonego żądania.*

Równocześnie, niezależnie od podjętego rozstrzygnięcia Sąd Najwyższy podzielił prezentowany w kasacji pogląd, zgodnie z którym upływ okresu obowiązywania taryfy nie powoduje bezpośrednio bezprzedmiotowości postępowania i – w konsekwencji – obowiązku jego umorzenia. W ocenie Sądu wydanie wyroku nie staje się wówczas zbędne lub niedopuszczalne (...) nie tylko ze względu na długość trwających postępowań sądowych w sprawie z odwołania od decyzji Prezesa URE, które z reguły wykraczają poza – co do zasady roczne – okresy obowiązywania dotychczasowych, w tym zaskarżonych taryf energetycznych. W szczególności (...) pozytywny wynik takich postępowań może mieć znaczenie dla oceny zasadności roszczeń kierowanych przeciwko przedsiębiorcy energetycznemu przez jego indywidualnych kontrahentów.

IV. W 2005 r. Wojewódzki Sąd Administracyjny rozpoznał 3 skargi na bezczynność Prezesa URE.

W 2 przypadkach skargę oddalił, w 1 umorzył postępowanie. Ponadto, Sąd ten odrzucił 1 skargę na postanowienie Prezesa URE zaskarżone przez stronę w trybie przepisów ustawy – Prawo o postępowaniu przed sądami administracyjnymi. W ocenie tego Sądu (jak też Prezesa URE) środki zaskarżenia od decyzji i postanowień wydanych przez ten organ nie podlegają w ogóle kontroli sądów administracyjnych. Zgodnie bowiem z art. 30 ust. 2 i 4 ustawy – Prawo energetyczne, do rozpoznania tych środków właściwy jest Sąd Okręgowy w Warszawie – SOKiK. Przepis ten stanowi zatem *lex specialis* w stosunku do uregulowań zawartych w K.p.a., dotyczących trybu odwoławczego od decyzji administracyjnych.

Na uwagę zasługuje wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego z dnia 25 października 2005 r. (sygn. akt VI SAB/Wa 27/05). W wyroku tym Sąd oddalił skargę na bezczynność Prezesa URE w przedmiocie wydania koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą. W sprawie tej Prezes URE pozostawił bez rozpoznania wniosek o udzielenie koncesji ze względu na okoliczność, iż wnioskodawca nie nadesłał w wyznaczonym przez organ terminie wymaganych informacji i dokumentów. Stwierdzając, że w przedmiotowej sprawie nie doszło do bezczynności ze strony Prezesa URE, Sąd ten za słuszne uznał pozostawienie wniosku bez rozpoznania w formie pisma, mimo rozbieżnych poglądów doktryny w tej kwestii. Ponadto, porównując instytucję pozostawienia bez rozpoznania wniosku o udzielenie koncesji z odmową udzielenia koncesji, Sąd stwierdził m.in.: *niezasadnym jest utożsamianie pozostawienia wniosku bez rozpoznania z instytucją odmowy udzielenia koncesji. Art. 50 pkt 1 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej daje podstawy do pozostawienia wniosku o udzielenie koncesji bez rozpatrzenia w sytuacji, gdy wnioskodawca nie przedstawi informacji niezbędnych do merytorycznego ustosunkowania się do złożonego wniosku. Organ koncesyjny nie ma wówczas podstaw, aby ocenić, czy wnioskodawca spełnia warunki do udzielenia koncesji czy też nie. Tym samym w takich sytuacjach nie sposób jest ustalić przyczyny odmowy udzielenia koncesji. Natomiast odmowa udzielenia koncesji, o której mowa w art. 33 ust. 5 Prawa energetycznego, jest konsekwencją ustaleń poczynionych przez organ koncesyjny w trakcie postępowania administracyjnego i uznania przez ten organ, że wnioskodawca nie spełnia wymaganych przepisami prawa warunków do udzielenia koncesji. Podkreślić należy, że regulacja przewidziana w art. 50 pkt 1 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej nie stanowi przeszkody do ponownego złożenia wniosku przez przedsiębiorcę i uzupełnienia tego wniosku o żądane informacje.*

V. W 2005 r. Naczelny Sąd Administracyjny rozpoznał 2 skargi kasacyjne prokuratora na postanowienia Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego (WSA) z dnia 24 listopada 2004 r. (sygn. akt VISA/Wa 1728/04 oraz VI SA/Wa 1729/0). W postępowaniach przed WSA prokurator domagał się stwierdzenia nieważności decyzji Prezesa URE o udzieleniu koncesji dla jednego z przedsiębiorstw energetycznych oraz dopuszczenia do udziału w postępowaniu o zatwierdzenie taryfy dla tego przedsiębiorstwa. WSA skargi te odrzucił.

Naczelny Sąd Administracyjny podzielił pogląd Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego, a więc i Prezesa URE, w myśl którego niedopuszczalne jest poddawanie decyzji w sprawach regulacji energetyki kontroli sądownoadministracyjnej i oddalił obie skargi kasacyjne – wyrokami z dnia 6 kwietnia 2005 r. (sygn. akt II GSK 25/05 i II GSK 25/05). W uzasadnieniu powyższych wyroków Sąd stwierdził m.in.: *Konstytucja w art. 177 stanowi, że sądy powszechne sprawują wymiar sprawiedliwości we wszystkich sprawach z wyjątkiem spraw ustawowo zastrzeżonych dla właściwości innych sądów. W przedmiotowej sprawie nie tylko nie istnieje przekazanie kontroli sądowej decyzji administracyjnych Prezesa URE sądom administracyjnym, ale co więcej ustawa Prawo energetyczne w art. 30 ust. 2 wprost stanowi o przekazaniu jej sądom powszechnym, w tym wypadku Sądowi Okręgowemu w Warszawie – Sądowi Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Z tego też względu decyzje w sprawach energetyki w ogóle nie podlegają kontroli sądownoadministracyjnej, bowiem ich zaskarżenie możliwe jest jedynie w drodze postępowania cywilnego. Odnosząc się natomiast do argumentów prokuratora co do jego uprawnień do udziału w postępowaniu przed sądami administracyjnymi, Sąd stwierdził m.in.: Z oczywistych względów błędne jest założenie, że właściwość rzeczową sądów do rozpoznania odwołania od decyzji Prezesa URE określa podmiot wnoszący odwołanie i tak jeżeli wnosi je strona (lub prokurator działający na prawach strony) to właściwy jest Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, a jeżeli prokurator, który nie brał udziału w postępowaniu przed Prezesem URE, sąd administracyjny. Pogląd ten zakładałby nielogiczny i nieracjonalny dualizm kontroli decyzji administracyjnych. Naczelny Sąd Administracyjny podziela pogląd Prezesa URE, iż supozycja ta godziłaby w zasadę racjonalności ustawodawcy. Właściwość rzeczowa sądu nie zależy od podmiotu (strony lub prokuratora), ale określona jest w przepisach ustawy.*

Część IV. FUNKCJONOWANIE URZĘDU

1. Struktura organizacyjna Urzędu Regulacji Energetyki

W skład Urzędu wchodzi następujące komórki organizacyjne:

- Gabinet Prezesa,
- Departament Przedsiębiorstw Energetycznych,
- Departament Taryf,
- Departament Promowania Konkurencji,
- Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych,
- Biuro Prawne,
- Biuro Obsługi Urzędu,
- Oddział Centralny w Warszawie,
- Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie,
- Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku,
- Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu,
- Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie,
- Środkowozachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi,
- Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu,
- Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach,
- Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie.

Ponadto, istnieją wyodrębnione stanowiska pracy: Stanowisko Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii, Stanowisko do Spraw Ochrony Informacji Niejawnych i Stanowisko Audytora Wewnętrznego.

Obowiązki dyrektora zastępującego Dyrektora Generalnego pełni Ryszard Taradejna – dyrektor Biura Prawnego. Pozostałymi komórkami organizacyjnymi kierują:

- Zdzisław Muras – Departamentem Przedsiębiorstw Energetycznych,
- Tomasz Kowalak – Departamentem Taryf,
- Zofia Janiszewska – Departamentem Promowania Konkurencji,
- Bogusław Zaleski – Departamentem Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych,
- Bogdan Agnieszczak – Biurem Obsługi Urzędu.

Funkcję Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii pełni Jacek Bełkowski.

2. Zatrudnienie

31 grudnia 2005 r. w URE było zatrudnionych 281 osób, z czego 262 osoby to członkowie korpusu służby cywilnej oraz 19 osób, do których nie mają zastosowania przepisy ustawy o służbie cywilnej (m.in. dyrektorzy oddziałów terenowych i doradcy Prezesa URE).

W departamentach i biurach „centrali” urzędu pracowało 138 osób, a w oddziałach terenowych – 143 osoby.

Spośród członków korpusu służby cywilnej, 37 osób posiada status urzędnika służby cywilnej, w tym 25 osób, które pomyślnie przeszły postępowanie kwalifikacyjne organizowane przez Szefa Służby Cywilnej (w 2005 r. – dziewięć osób), oraz 12 absolwentów Krajowej Szkoły Administracji Publicznej. Urzędnicy służby cywilnej stanowią 13% członków korpusu tej służby.

W 2005 r. przyjęto do pracy 31 osób, natomiast z 16 został rozwiązany stosunek pracy, w tym:

- na podstawie porozumienia stron – 4 osoby,
- na podstawie wypowiedzenia przez pracownika – 1 osoba,
- na podstawie wypowiedzenia przez pracodawcę – 2 osoby,
- z upływem czasu, na który była zawarta umowa – 2 osoby,
- w związku z wygaśnięciem stosunku pracy – 1 osoba,
- w związku z przejściem na emeryturę – 6 osób.

Pracownicy z wykształceniem wyższym – 250 osób (tj. 89% zatrudnionych), w tym:

- profesor zwyczajny – 1 osoba,
- doktor – 13 osób,
- magister inżynier – 73 osoby,
- magister – 134 osoby,
- inżynier – 18 osób,
- licencjat – 11 osób (w tym 2 osoby kontynuują naukę na studiach uzupełniających magisterskich).

Spośród pozostałych 31 pracowników Urzędu (11%), 10 podnosi swoje kwalifikacje zawodowe (wszystkie na studiach licencjackich).

Struktura zatrudnienia przedstawia się następująco:

- ekonomiści – 26%,
- prawnicy – 16%,
- energetycy i elektrycy – 11%,
- mechanicy – 9%,
- specjaliści z zakresu zarządzania – 8%,
- specjaliści z zakresu ochrony środowiska – 6%,
- administratywiści – 5%,
- inne zawody – 19%.

Według stanu na 31 grudnia 2005 r., w Urzędzie zatrudnionych było 156 kobiet i 125 mężczyzn.

3. Budżet

Plan wg ustawy budżetowej na 2005 r. dla części 50 – URE wynosił:

- dochody – 77 190 tys. zł,
- wydatki – 33 356 tys. zł.

Wykonanie budżetu URE ukształtowało się następująco:

- dochody wyniosły 78 481 tys. zł, tj. 101,7% planu,
- wydatki wyniosły 31 550 tys. zł, tj. 94,6% planu.

3.1. Dochody budżetu państwa

Oplaty z tytułu uzyskania koncesji

W 2005 r. łączne wykonanie dochodów URE wyniosło 78 481 tys. zł. Podstawowe źródło dochodów stanowiły opłaty z tytułu uzyskania koncesji, 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 koncesja¹⁾. Z tytułu opłat koncesyjnych do budżetu państwa przekazano 78 249 tys. zł, co stanowi 101,6% planowanych dochodów na 2005 r. Dochody uzyskane w 2005 r. były o 9% wyższe w porównaniu z 2004 r.

Szczegółowe zestawienie kwot wniesionych opłat w podziale na rodzaje koncesjonowanej działalności przedstawia tabela 1.

Do 31 grudnia 2005 r. ustalona kwota zaległości z tytułu opłat koncesyjnych, dotycząca nie wniesionych opłat za 2005 r. oraz lata ubiegłe, wyniosła 1 962 331 zł. W stosunku do opłat wniesionych w 2005 r., ustalone zaległości wyniosły 2,5%. Za 2005 r. nie zapłaconych pozostało 297 koncesji. Większość tych zaległości stanowią opłaty za koncesje na prowadzenie działalności w zakresie obrotu paliwami ciekłymi.

W celu wyegzekwowania należności z tytułu opłat koncesyjnych wobec koncesjonariuszy, którzy nie wniesli opłat w ustawowym terminie (tj. do 31 marca 2005 r.), podjęto działania windykacyjne. Do końca grudnia 2005 r. wysłano:

- 662 wezwania do zapłaty,
- 223 pisma informujące o zamiarze wszczęcia postępowania administracyjnego w sprawie obliczenia corocznej opłaty z tytułu uzyskania koncesji,

- 98 zawiadomień o wszczęciu z urzędu postępowania administracyjnego z ww. tytułu,
- 224 upomnienia (które są ostatnim etapem procedury przed wystawieniem do urzędu skarbowego tytułu wykonawczego),
- 68 tytułów wykonawczych do urzędów skarbowych,
- 132 wezwania do uregulowania odsetek.

Ponadto, wydano 18 decyzji ustalających wysokość opłat koncesyjnych oraz zgłoszono do listy wierzytelności 8 przedsiębiorstw za nieuregulowane należności URE z tytułu ww. opłat (w tym dotyczące również 2003 i 2004 r.). W związku z uregulowaniem opłat umorzono 30 postępowań administracyjnych w sprawie obliczenia opłaty.

Po rozpatrzeniu wniosku złożonego przez jednego koncesjonariusza, rozłożono na raty jego należność z tytułu opłaty koncesyjnej (kwota 27 073,92 zł), natomiast dwóm koncesjonariuszom odmówiono umorzenia oraz rozłożenia na raty należności z tego samego tytułu.

Pozostałe dochody

Pozostałe dochody Urzędu ukształtowały się następująco:

- wpływy ze sprzedaży *Biuletynu URE* – 87 tys. zł,
- odsetki za nieterminowe wniesienie opłat – 99 tys. zł,
- wpływy z różnych dochodów (m.in. zwrot kosztów zastępstwa procesowego, wynagrodzenia dla płatnika składek ZUS oraz koszty postępowania kasacyjnego) – 46 tys. zł.

3.2. Wydatki

Łączne wykonanie wydatków za 2005 r. wyniosło 31 550 tys. zł, tj. 94,6% planu po zmianach.

Wydatki Urzędu Regulacji Energetyki zaplanowano w grupach:

- „inne świadczenia”,
- „wydatki bieżące”,
- „wydatki majątkowe”.

Tabela 1. Wpływy z opłat koncesyjnych uzyskane w 2005 r.

Rodzaj działalności koncesjonowanej	Wniesione opłaty w 2005 r.	
	liczba	kwota [zł]
Wytwarzanie ciepła	672	4 307 748,83
Przesyłanie i dystrybucja ciepła	667	1 647 186,61
Obrót ciepłem	197	1 952 914,37
Wytwarzanie energii elektrycznej	116	10 979 877,08
Przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej	190	9 815 739,72
Dystrybucja energii elektrycznej	2	400,00
Obrót energią elektryczną	279	11 956 428,97
Wytwarzanie paliw ciekłych	65	3 559 771,49
Magazynowanie paliw ciekłych	102	64 816,58
Przesyłanie i dystrybucja paliw ciekłych	1	10 786,00
Obrót paliwami ciekłymi	7 382	26 870 579,25
Wytwarzanie paliw gazowych	7	148 598,80
Przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych	60	3 447 228,73
Obrót paliwami gazowymi	70	3 476 022,71
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	17	10 778,00
RAZEM	9 827	78 248 877,14

1) Dz. U. z 1998 r. Nr 60, poz. 387 i z 1999 r. Nr 92, poz. 1049.

Podobnie jak w latach ubiegłych, największą grupą były wydatki bieżące jednostek budżetowych – 31 040 tys. zł. Stanowiły one 98,4% ogółu wydatków Urzędu.

Najpoważniejszą pozycją bieżących wydatków budżetowych były wynagrodzenia wraz z pochodnymi (ok. 72,8% poniesionych wydatków ogółem) oraz wydatki związane z najmem pomieszczeń biurowych (ok. 13,3% poniesionych wydatków ogółem).

Należy podkreślić, że w ostatnich latach wydatki z tytułu najmu powierzchni biurowych ulegają systematycznemu zmniejszeniu. W 2005 r. wydatki te w porównaniu z 2004 r. zmniejszyły się o 1 558 tys. zł. Do obniżenia wydatków przyczyniły się pozytywne zmiany na rynku nieruchomości (spadkowa tendencja cen na rynku nieruchomości). Doprowadziło to do znacznej obniżki kosztów najmu i w efekcie do zmniejszenia wydatków w budżecie URE.

Pozostałe wydatki bieżące dotyczyły zakupu wyposażenia, materiałów biurowych, paliwa oraz części zamiennych i eksploatacyjnych, jak również usług telekomunikacyjno-pocztowych. Wydatki na usługi telekomunikacyjno-pocztowe wyniosły 677 tys. zł i w porównaniu z 2004 r. zmniejszyły się o 43 tys. zł.

Wydatki majątkowe stanowiły tylko 1,2% ogółu poniesionych wydatków. Dotyczyły one zakupu sprzętu komputerowego wraz z oprogramowaniem oraz modernizacji infrastruktury informatycznej Urzędu.

Wszystkie wydatki dokonywane były w sposób celowy i oszczędny, z zachowaniem zasady uzyskiwania najlepszych efektów z danych nakładów, w sposób umożliwiający terminową realizację zadań oraz na zasadach określonych w przepisach o zamówieniach publicznych.

3.3. Kontrola wykonania budżetu państwa przez Prezesa URE w 2004 r. przeprowadzona przez Najwyższą Izbę Kontroli

W 2005 r. została przeprowadzona kontrola dotycząca wykonania budżetu państwa w 2004 r. przez URE – cz. 50. Prezes URE, działając na podstawie art. 57 ust. 1 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli²⁾ odmówił podpisania Protokołu Kontroli, ponieważ:

1) Błędnie ustalono jednostkę kontrolowaną. Jednostką kontrolowaną był Prezes URE, nie zaś Urząd Regulacji Energetyki. Zgodnie z art. 21 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne to Prezes URE jest centralnym organem administracji rządowej (...) nie zaś Urząd Regulacji Energetyki, przy pomocy którego Prezes URE wykonuje swoje zadania (art. 21 ust. 4 wskazanej ustawy).

2) Zawartość nie odpowiadała wymaganiom art. 53 ust. 2 ustawy o NIK, zgodnie z którym *Protokół kontroli zawiera opis stanu faktycznego stwierdzonego w toku kontroli działalności jednostki kontrolowanej, w tym ustalonych nieprawidłowości, z uwzględnieniem przyczyn powstania, zakresu i skutków tych nieprawidłowości oraz osób za nie odpowiedzialnych.*

2) Dz. U. z 2001 r. Nr 85, poz. 937, ze zm.

Analiza treści tego przepisu wskazuje na jego obligatoryjny charakter. Ustawodawca tym samym ustalił, bez żadnej wątpliwości, treść tego dokumentu poprzez zapis zawiera a nie np. może zawierać. Tymczasem Protokół Kontroli zawiera jedynie opis stanu faktycznego, a pomija inne ustalenia³⁾.

W Protokole Kontroli zawarto pouczenie o możliwości skorzystania przez Prezesa URE z art. 59 ust. 2 ustawy o NIK. Zgodnie z tym przepisem *Kierownik jednostki kontrolowanej (...) może z własnej inicjatywy złożyć kontrowersji w terminie z nim uzgodnionym pisemne wyjaśnienia, o których mowa w ust. 1, tj. wyjaśnienia dotyczące przyczyn i okoliczności powstania nieprawidłowości przedstawionych w protokole kontroli.* Z powodu przedstawienia Prezesowi URE Protokołu Kontroli sporządzonego niezgodnie z art. 53 ust. 2 ustawy o NIK, nie mógł on skorzystać z przysługującego uprawnienia⁴⁾.

3) Zamieszczono w nim informacje, których Prezes URE nie przekazał, a zatem nie widział także uzasadnienia dla uwiarygodnienia własnym podpisem nie znanych mu wcześniej wyjaśnień osób trzecich.

Prezes URE nie został wcześniej poinformowany przez kontrolera NIK, że podczas przeprowadzania tej kontroli zwrócił się o informacje i wyjaśnienia także do innych organów administracji rządowej i urzędów.

Takie postępowanie kontrolera NIK uniemożliwiło Prezesowi URE zapoznanie się z wyżej wskazanymi dowodami jeszcze podczas przeprowadzania kontroli, czyli skorzystanie z przysługujących mu uprawnień wskazanych w § 20 ust. 1 Zarządzenia Prezesa Najwyższej Izby Kontroli z dnia 1 marca 1995 r. w sprawie postępowania

3) Należy zauważyć, że w interpretacji art. 53 ust. 2 Prezes URE nie jest odosobniony. W *Komentarzu do ustawy o Najwyższej Izbie Kontroli* (E. Jarzęcka-Siwik, T. Liszcz, M. Niezgódka-Medkova, W. Robaczyński. Wydawnictwo Sejmowe, Warszawa 2000) stwierdzono, że *należy stanowczo opowiedzieć się za poglądem, że w protokole kontroli powinny być opisane zarówno nieprawidłowości, jak i przejawy prawidłowego działania jednostki kontrolowanej. Tylko wówczas stanowić on będzie podstawę do dokonania obiektywnej oceny na etapie formułowania wystąpienia pokontrolnego.* (str. 143) i z art. 53 ust. 2 ustawy wynika, że w zakresie stwierdzonych nieprawidłowości opis zawarty w protokole ma uwzględniać przyczyny powstania, zakres i skutek tych nieprawidłowości. Z protokołu kontroli ma wynikać także, kto ponosi odpowiedzialność za stwierdzone nieprawidłowości. (str. 141). Przywołany art. 53 ust. 2 ustawy o NIK ma kluczowe znaczenie dla ustalenia treści wystąpienia pokontrolnego. Zgodnie bowiem z art. 60 ust. 2 ustawy o NIK *Wystąpienie pokontrolne zawiera oceny kontrolowanej działalności, wynikające z ustaleń opisanych w protokole kontroli, a w razie stwierdzenia nieprawidłowości – także uwagi i wnioski w sprawie ich usunięcia.* Podobnie traktują tę kwestię autorzy przytoczonego wyżej Komentarza, pisząc: *Protokół kontroli jest dokumentem o fundamentalnym znaczeniu dla postępowania kontrolnego. Stanowi on podstawę do sporządzenia dalszych dokumentów – wystąpienia pokontrolnego i informacji o wynikach kontroli.* (j.w. – str. 141).

4) Jak piszą autorzy cytowanego już wcześniej Komentarza – *ich zasadniczą rolą jest (...) dostarczenie dodatkowego, pomocniczego materiału dla sformułowania ocen, uwag i wniosków w treści wystąpienia pokontrolnego* (j.w. – str. 164).

kontrolnego (M. P. z 1995 r. Nr 17, poz. 211), zgodnie z którym (...) *kierownik jednostki kontrolowanej ma prawo wglądu do akt i sporządzania odpisów.*

W związku z otrzymanym Wystąpieniem Pokontrolnym, Prezes URE, działając na podstawie art. 62 ust. 1 ustawy o NIK, przedstawił informację o sposobie wykorzystania uwag i wykonania wniosków oraz o podjętych działaniach, a także o przyczynach nie podjęcia tych działań.

W maju 2005 r. została przekazana Prezesowi URE *Informacja o wynikach kontroli wykonania budżetu państwa w 2004 r., część 50 – Urząd Regulacji Energetyki*, do której Prezes URE przedstawił swoje stanowisko. W przekazanej następnie *Analizie wykonania budżetu państwa i założeń polityki pieniężnej w 2004 r.*, Prezes URE otrzymał ocenę „pozytywną z uchybieniami”.

4. Szkolenie pracowników

Działalność edukacyjną URE w 2005 r. stanowiły szkolenia służące aktualizowaniu i rozszerzaniu wiedzy specjalistycznej na temat funkcjonowania sektora energetycznego, szkolenia poświęcone tematyce związanej z funkcjonowaniem administracji, finansów publicznych, Unii Europejskiej oraz szkolenia informatyczne:

- 1) wewnętrzne – dotyczące obsługi prawnej Urzędu, Warsztatów Regulatora, problemu mobbingu w miejscu pracy. Łącznie wzięły w nich udział 144 osoby,
- 2) zewnętrzne:
 - a) o tematyce odpowiadającej profilowi URE – wzięły w nich udział 24 osoby;
 - b) szkolenia z zakresu administracji, integracji europejskiej, finansów publicznych, zamówień publicznych, organizacji i zarządzania, komunikacji społecznej, ochrony danych osobowych i informacji niejawnych oraz szkolenia informatyczne – wzięło w nich udział 87 osób.

5. Współpraca z zagranicą

Dostęp do wiedzy opartej na doświadczeniach oraz do baz danych różnych krajów, umożliwiających analizy porównawcze i prognozowanie, jest niezbędny do działania na rzecz kształtowania współczesnego rynku energii w Polsce, stanowiącego część tworzącego się rynku europejskiego. Wynikająca z aktów prawa wspólnotowego współpraca z europejskimi organami regulacyjnymi oraz wymiana doświadczeń w zakresie wykorzystania regulacji we wspieraniu konkurencji na rynku energii elektrycznej i gazu wymagały olbrzymiej intensywności działań Prezesa URE oraz szerszej niż w latach poprzednich współpracy międzynarodowej. Uczestniczą w tym procesie poszczególne jednostki organizacyjne URE oraz w szczególności Zespół do Spraw Interdyscyplinarnej Współpracy Międzynarodowej⁶⁾.

- 5) Decyzja nr 11/2004 z dnia 6 lipca 2004 r. w sprawie utworzenia w URE Zespołu do Spraw Interdyscyplinarnej Współpracy Międzynarodowej, zmieniona Decyzją nr 131/2005 Prezesa URE z dnia 2 września 2005 r. Celem działania Zespołu jest kolegiatne wypracowanie stanowisk i opinii wyrażanych przez Prezesa URE lub jego przedstawicieli w ramach współpracy z organami instytucji międzynarodowych.

W procesie przygotowywania opinii Prezes URE korzysta również z pomocy zewnętrznych ekspertów⁶⁾.

W 2005 r. była kontynuowana dwustronna współpraca z zagranicznymi instytucjami regulacyjnymi, która miała na celu wymianę informacji i porównanie doświadczeń potrzebnych w ustawicznym doskonaleniu jakości wypełnianych obowiązków nałożonych na Prezesa URE ustawą – Prawo energetyczne.

5.1. Współpraca w ramach struktur instytucji unijnych

Szczególną formą współpracy z Komisją Europejską (KE) było przygotowanie przez Prezesa URE tzw. Raportu Krajowego.

Zgodnie z postanowieniami Dyrektywy 2003/54/WE, do 2010 r. odpowiednie organy państw członkowskich, w terminie do 31 lipca każdego roku, przedstawiają Komisji Europejskiej raport w sprawie dominacji rynkowej i zachowań antykonkurencyjnych i grabieżczych (przedsiębiorstw energetycznych). Sprawozdanie takie zawiera przegląd zmieniających się struktur własnościowych i wszelkich praktycznych środków podejmowanych na poziomie krajowym dla zapewnienia dostatecznej różnorodności uczestników rynku lub praktycznych środków podejmowanych dla poprawy wzajemnych połączeń i konkurencji.

Ponadto, w okresie poprzedzającym przygotowywanie raportów krajowych, Komisja Europejska, a w jej imieniu Dyrekcja Generalna ds. Transportu i Energii (*Directorate General for Transport and Energy DG TREN*) – współpracując z Regulatorami – zaproponowała rozszerzenie zakresu zagadnień i informacji raportów. Miało to umożliwić wywiązanie się przez KE z obowiązku przedstawienia Parlamentowi Europejskiemu i Radzie informacji na temat postępów liberalizacji rynku energii elektrycznej i gazu⁷⁾. Bieżąca współpraca odbywała się za pośrednictwem ERGEG-u⁸⁾.

Raport Krajowy Prezesa URE został przygotowany zgodnie z zaproponowaną strukturą, w oparciu o wypracowane standardy. Uwzględnione zostały również prośby Komisji Europejskiej o przedstawienie konkretnych danych w ujęciu tabelarycznym obejmujących zarówno lata ubiegłe, jak również prognozy na przyszłość (dotyczyło

- 6) Podstawą jest podpisanie przez Prezesa URE w 2004 r. Porozumienia w Sprawie Współpracy Europejskiej, zawartego z Prezesami Stowarzyszeń i Izb przedsiębiorstw sektora energetycznego w obecności przedstawicieli PSE SA i PGNiG SA oraz wydzielonych z nich operatorów systemów przesyłowych, na mocy którego Prezes URE powołał Zespół Ekspertów do Spraw Współpracy Europejskiej,
- 7) Dyrektywa 2003/54/WE oraz Dyrektywa 2003/55/WE nakładają na Komisję Europejską obowiązek przedstawienia Parlamentowi Europejskiemu i Radzie sprawozdania opisującego postępy w tworzeniu wewnętrznego rynku. Informacje na podstawie, których Komisja Europejska sporządza swoje sprawozdanie, pochodzą w dużej części od Regulatorów.
- 8) Został powołany zespół *Ad hoc Reporting Task Force*, którego celem było ujednolicenie sposobu sporządzania raportów krajowych oraz wspólny Raport Regulatorów.

to w szczególności zagadnień związanych z bezpieczeństwem dostaw). Raport Krajowy został przesłany do KE 29 lipca 2005 r.

Poza przedstawieniem poszczególnych raportów krajowych, Regulatorzy dokonali na forum ERGEG-u wspólnej oceny poziomu liberalizacji, stanu konkurencji oraz zjawisk zachodzących w sektorze elektroenergetycznym oraz sektorze gazowym w UE. Jej wyniki, w formie Raportu Regulatorów⁹⁾, przedstawili KE. Zarówno raporty krajowe, jak i ERGEG-owski stały się materiałem do kolejnego raportu porównawczego¹⁰⁾: *Raport w sprawie postępu w tworzeniu wspólnego rynku gazu i rynku energii elektrycznej wraz z załącznikiem, tzw. Aneksm Technicznym* (ang. *Report on Progress in creating the internal gas and electricity market*) został opublikowany 15 listopada 2005 r.¹¹⁾

Sektor energetyczny jest przedmiotem zainteresowania nie tylko DG TREN-u. Funkcjonowanie poszczególnych jego dziedzin zostało również przebadane przez Dyрекję Generalną ds. Konkurencji.

13 czerwca 2005 r. Komisja Europejska (Dyrekcja Generalna ds. Konkurencji) wszczęła **dochodzenie w sprawie podejrzenia o naruszenie zasad konkurencji na rynku energii elektrycznej**. Dochodzenie zostało wszczęte stosownie do art. 17 w związku z art. 18 Rozporządzenia Rady (WE) nr 1/2003 z dnia 16 grudnia 2002 r. w sprawie wprowadzenia w życie reguł konkurencji ustanowionych w art. 81 i 82 Traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską¹²⁾. 17 czerwca 2005 r. do Prezesa URE wpłynęło zawiadomienie o wszczęciu dochodzenia.

Prezes URE udzielił obszernych wyjaśnień, które zostały przesłane 20 lipca 2005 r.

Raport Dochodzeniowy (ang. *Energy Sektor Inquiry – Issues Paper*) przygotowany przez Dyрекję Generalną ds. Konkurencji został opublikowany 15 listopada 2005 r.¹³⁾

Współpraca z KE nie ograniczała się tylko do raportowania. Kontynuowano współpracę z DG TREN na płaszczyz-

nie elektroenergetycznego Forum Florenckiego (*European Electricity Regulatory Forum*) i gazowego Forum Madryckiego (*European Gas Regulatory Forum*). Przedstawiciele Prezesa URE wzięli czynny udział w X Spotkaniu Forum Regulatorów Gazu (Madryckiego), spotkaniu grupy roboczej działającej w ramach tego Forum oraz w XII spotkaniu Regulatorów Energii Elektrycznej (Florenckiego).

Przedstawiciel Prezesa URE brał aktywny udział w pracach *Regulatory Committee on Guidelines for Trans European Energy Networks* przy Komisji Europejskiej.

Prezes URE był również stroną w merytorycznych konsultacji z KE w projektowanym przez Ministra Gospodarki i Pracy (po przekształceniu: Ministra Gospodarki), rozwiązaniu kontraktów długoterminowych.

Prezes URE wspierał także merytorycznie współpracę ze strukturami unijnymi, prowadzoną przez Ministra Gospodarki i Pracy (po przekształceniu: Ministra Gospodarki), dostarczając wielu opinii w zakresie projektów dyrektyw oraz innych dokumentów. Bardzo aktywna współpraca odbywała się w zakresie opracowywania stanowiska Polski w trakcie prac w Parlamencie Europejskim i Radzie nad projektem Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywnego wykorzystania energii przez odbiorców końcowych oraz usług energetycznych¹⁴⁾ oraz projektem Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady odnośnie działań w celu zabezpieczenia niezawodności dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych¹⁵⁾.

Kolejną płaszczyzną współpracy ze strukturami unijnymi było wnioskowanie o pomoc finansową na realizację projektów doskonalących warsztat regulatora. Prezes URE, w ramach programu *Transition Facility 2005* finansowanego ze środków unijnych, ubiegał się o przyznanie środków na projekt: *Wzmacnianie nadzoru regulacyjnego sektora energetycznego* (ang. *Enforcement of the Regulatory supervision of the power sector*). Realizacja projektu ma wspierać Regulatora podczas przygotowywania pełnego otwarcia rynku energii elektrycznej na konkurencję z dniem 1 lipca 2007 r. Utworzy on również system początkowego monitoringu jakości dostaw energii elektrycznej. Przyczyni się także do opracowania wniosków dotyczących dostosowania polskich regulacji transponujących prawodawstwo wspólnotowe. Decyzją Komisji z 2 sierpnia 2005 r. w sprawie wkładu finansowego w ramach środków przejściowych na wzmocnienie możliwości instytucjonalnych w Polsce zostały przyznane środki finansowe na realizację ww. projektu. Wymieniony projekt będzie realizowany w drodze pomocy technicznej.

Prezes URE wystąpił również w 2005 r. o przyznanie kolejnych środków w ramach *Transition Facility 2006* na projekt: *Wdrożenie konkurencyjnego rynku energii*

9) Dostępny na stronie ERGEG-u <http://ergreg.org>.

10) Przedstawiany *Raport* jest już piątym opracowaniem o realnych efektach otwierania krajowych rynków energii na Wspólnotę, przygotowanym przez Komisję, ściśle przez jej Dyрекję Generalną ds. energii i transportu:

03.12.2001 – I Raport Porównawczy;

02.10.2002 – II Raport Porównawczy;

07.04.2003 – II Raport Porównawczy, wersja obejmująca kraje kandydujące;

01.03.2004 – III Raport Porównawczy;

05.01.2005 – IV Raport Porównawczy.

11) Dostępny na stronie internetowej Komisji Europejskiej: http://www.europa.eu.int/comm/energy/electricity/report_2005/index_en.htm

Polskie tłumaczenie V Raportu, przygotowane przez pracowników URE, zostało opublikowane w cyklu Biblioteki Regulatora: *Stan Konkurencji na rynku energii elektrycznej i rynku gazu: Raporty Porównawcze Komisji Europejskiej*.

12) *Official Journal L* 001, 04/01/2003 p. 0001 – 0025.

13) Na stronach Komisji Europejskiej:

http://www.europa.eu.int/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy/issues_paper15112005.pdf. Raport ten jest też zawarty w publikacji j.w.

14) *Draft Directive of the European Parliament and of the Council on Energy End-Use Efficiency and Energy Services (COM (2003) 739)*.

15) *Draft Directive of the European Parliament and of the Council concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment (COM (2003) 740)*.

(ang. *Implementation of competitive energy market*). Celem projektu jest podniesienie poziomu wiedzy odbiorców w zakresie ich prawa do zmiany sprzedawcy energii elektrycznej i gazu oraz możliwości przeciwdziałania w przypadku niezgodnych z prawem zachowań podmiotów działających na rynku energii.

5.2. Działalność w ramach instytucji zrzeszających regulatorów

Prezes URE jest członkiem trzech organizacji zrzeszających Regulatorów. Są to:

- Grupa Europejskich Regulatorów dla Energii Elektrycznej i Gazu (*European Regulators Group for Electricity and Gas – ERGEG*),
- Rada Europejskich Regulatorów Energii (*Council of European Energy Regulators – CEER*),
- Regionalne Stowarzyszenie Regulatorów Energii (*Energy Regulators Regional Association – ERRA*).

Grupa Europejskich Regulatorów dla Energii Elektrycznej i Gazu (*European Regulators Group for Electricity and Gas – ERGEG*)

Prezes URE lub upoważnieni do reprezentowania go przedstawiciele brali aktywny udział w spotkaniach plenarnych ERGEG oraz w pracach trzech grup zadaniowych i wybranych zespołach na rzecz wypracowania w szerokim znaczeniu instrumentarium skuteczniejszej integracji wspólnotowego rynku energii.

Grupa Zadaniowa ds. Energii Elektrycznej (*Electricity Focus Group – EFG*), zajmowała się m.in.: opracowaniem wytycznych w sprawie warunków dostępu do sieci w transgranicznej wymianie energii elektrycznej (w szczególności mechanizmem kompensowania kosztów wykorzystania sieci na potrzeby wymiany międzysystemowej między operatorami systemów przesyłowych) i zarządzania ograniczeniami w wymianie transgranicznej, harmonizacją taryf sieciowych oraz standardami bezpieczeństwa i niezawodności pracy systemów przesyłowych. Najważniejsze działania podjęte przez EFG w 2005 r. to:

- przyjęcie wytycznych na temat zarządzania ograniczeniami (*Guidelines on Congestion Management*); wytyczne te zostały zatwierdzone przez plenarne forum ERGEG, następnie poddane procedurze tzw. publicznej konsultacji i zostały przekazane do KE,
- przyjęcie wytycznych na temat taryfikacji przesyłu (*Guidelines on Transmission Tarification*); wytyczne te zostały przyjęte przez plenarne forum ERGEG, poddane publicznej konsultacji i następnie zostały przekazane do KE,
- dyskusja nad wytycznymi nt. zasad rozliczeń w handlu transgranicznym (*Inter-TSO-Compensation (ITC) Guidelines*).

Ponadto, w ramach tej grupy funkcjonują bardzo aktywnie *Mini Fora ds. Zarządzania Ograniczeniami, w tym ds. Europy Środkowo-Wschodniej*, które powstały z inicjatywy KE i miały na celu przyspieszenie rozwoju regionalnych rynków energii elektrycznej, a tym samym

jednolitego rynku w UE. Prace w ramach Mini Forum miały charakter merytorycznych dyskusji oraz negocjacji w zakresie proponowanych rozwiązań dotyczących metod kalkulacji oraz alokacji zdolności przesyłowych.

Grupa Zadaniowa ds. Gazu Ziemnego (*Gas Focus Group – GFG*) zajmowała się m.in. następującymi projektami:

1. **Wytyczne dla zasad dostępu stron trzecich do magazynów gazu** (GGPSSO) – po konsultacjach przyjęte przez KE. Wdrażanie wytycznych w poszczególnych krajach członkowskich UE podlega monitorowaniu ze strony GFG.
2. **Analiza porównawcza taryf przesyłowych** (Benchmarking of Transmission Tariffs). Celem opracowania jest analiza porównawcza taryf przesyłowych (z uwzględnieniem opłat za bilansowanie). Zadanie to będzie realizowane w kolejnych latach, gdyż w wielu krajach UE właśnie w 2005 r. nastąpiły istotne zmiany w systemach taryfowych. Najczęściej OSP wprowadzali różne odmiany systemu „wejście/wyjście”.
3. **Gas Roadmap** (gas strategy) – celem przedsięwzięcia jest wypracowanie długoterminowej wizji funkcjonowania wspólnego rynku gazu w Europie. Pierwszy projekt dokumentu powstał w końcu 2005 r. i został poddany publicznej konsultacji.

Podstawowymi тезami tego dokumentu są:

- 1) konkurencja po stronie dostaw gazu do UE – w rzeczywistości nie w pełni występuje, rozdzielenie handlowych i technicznych przepływów (wymagany istotny postęp, taryfy wejście-wyjście (*entry-exit*) i TPA do sieci przesyłowych) – muszą stać się standardem,
- 2) płynny handel między hubami (centrami handlu gazem) – aktualnie możliwy tylko na kilku narodowych rynkach, wymaga rozwoju,
- 3) różnice regulacyjne (w poszczególnych krajach) – muszą zostać zniwelowane,
- 4) infrastruktura związana z połączeniami transgranicznymi – musi zostać „rozbudowana”.

Wymuszenia takich działań w drodze odpowiednich przepisów oraz przyłączanie odbiorców – winny być priorytetem na poziomie lokalnym.

Grupa Zadaniowa ds. Ochrony Odbiorcy (*Customer Protection Focus Group – CPFPG*) – najistotniejszymi zadaniami grupy było:

1. W celu unifikacji pojęć i jednolitego rozumienia przez członków grupy – opracowanie słowniczka terminów z zakresu funkcjonowania odbiorców detalicznych i ich ochrony.
2. Przygotowanie i rozesłanie kwestionariuszy do poszczególnych krajów członkowskich w sprawie procesu zmiany sprzedawcy, przejrzystości cen i rachunków oraz ochrony odbiorców.
3. Opracowanie raportów w sprawie realizacji w krajach członkowskich: procesu zmiany sprzedawcy, przejrzystości cen i rachunków oraz ochrony odbiorców.

4. Opracowanie Propozycji Dobrych Praktyk w odniesieniu do: procesu zmiany sprzedawcy, przejrzystości cen i rachunków oraz ochrony odbiorców.

Jednocześnie, z bezpośrednim zaangażowaniem w prace poszczególnych komórek roboczych ERGEG – w imieniu Prezesa URE – sporządzono w 2005 r. opinie do 14 dokumentów. Odbywało się to głównie w ramach Zespołu ds. Interdyscyplinarnej Współpracy Międzynarodowej z wykorzystaniem istniejącego od 2004 r. elektronicznego systemu rejestracji pism i katalogu dokumentów, gdzie przygotowanie opinii następuje wyłącznie przy wykorzystaniu drogi elektronicznej.

Rada Europejskich Regulatorów Energii (Council of European Energy Regulators – CEER)

Prezes URE aktywnie uczestniczy osobiście bądź za pośrednictwem swoich przedstawicieli w pracach tej instytucji. Współpraca między Prezesem URE a CEER była w 2005 r. intensywna i przyjmowała następujące formy:

- udział Prezesa URE bądź jego przedstawicieli w Zgromadzeniach Ogólnych CEER,
- udział przedstawicieli Prezesa URE w pracach merytorycznych. Podobnie jak w przypadku ERGEG, były one prowadzone na dwóch poziomach: w **Grupach Roboczych (Working Groups)** oraz w **Zespołach Zadaniowych (Task Forces)**, które wspomagały ich prace na etapie podstawowej obróbki opracowywanych dokumentów.

W CEER w 2005 r. funkcjonowało 5 grup roboczych, do których Prezes URE delegował swoich przedstawicieli:

Grupa Robocza ds. Energii Elektrycznej (Electricity Working Group – EWG) – prace zaowocowały wypracowaniem następujących dokumentów:

- a) wytyczne ws. zarządzania ograniczeniami,
- b) wytyczne ws. zasad harmonizacji taryf,
- c) wytyczne ws. zasad prowadzenia rozliczeń międzyoperatorskich,
- d) kryteria dla wyłączenia interkonektorów spod TPA,
- e) ocena projektu Dyrektywy Sos,
- f) Trzeci Raport porównawczy.

Grupa Robocza ds. Gazu Ziarnego (Gas Working Group – GWG) – jej prace w dużym stopniu były zbieżne z GFG. Na szczególną uwagę zasługuje **Raport Gas Balancing**. Jest to opracowanie, które systematyzuje wiedzę z zakresu zasad bilansowania systemów gazowych. Raport został bardzo przychylnie przyjęty na X Forum Madryckim i w 2006 r. będzie stanowić podstawę do opracowania Wytycznych zasad bilansowania.

Ponadto, w ramach Grupy Gazowej CEER powołano zespoły zadaniowe:

- **ds. Infrastruktury Gazowej**, która zajmuje się: zasadami inwestowania w nową infrastrukturę (gazociągi, terminale LNG), technicznymi aspektami bezpieczeństwa dostaw, efektywnością ekonomiczną, interpretacją art. 22 dyrektywy gazowej w zakresie wyłączeń zasady TPA dla nowej infrastruktury, rozwojem nowych połączeń między poszczególnymi operatorami,

- **ds. transportu transgranicznego i tranzytu (Transit and Cross-Border Transport)**, którego celem jest opracowanie raportu dotyczącego tranzytu i transportu transgranicznego gazu – ukierunkowanego na wypracowanie jednolitego poglądu ERGEG w zakresie sposobu traktowania, tranzytu, transportu transgranicznego oraz transportu krajowego.

Grupa Robocza ds. Jednolitego Rynku Energii (Single Energy Market Working Group) – prace skupiały się na następujących zagadnieniach:

- opracowaniu zestawu wskaźników do oceny struktury rynków pod względem ich konkurencyjności,
- analizie powiązań między przedsiębiorstwami (obszarami) regulowanymi i nieregulowanymi (funkcjonalne, własnościowe etc.),
- księgowym rozdziale działalności w przedsiębiorstwach regulowanych,
- przygotowaniu raportu porównawczego.

Ponadto, Zespół opracował ankietę i zebrał informacje na temat stosowanych w krajach członkowskich preferencji dla dużych odbiorców energii elektrycznej i gazu. Stwierdzono, że większość krajów stosuje preferencje głównie w postaci ulg podatkowych, a nie bezpośrednio w preferencyjnych stawkach taryfowych za energię elektryczną, czy gaz.

Grupa Robocza Informacyjno-Szkoleniowa (International Training and Benchmarking Working Group) – to przede wszystkim współpraca z różnymi instytucjami unijnymi, przygotowywanie zapytań lub stanowisk wobec inicjatyw KE (w szczególności projekt EMOS, *European Observatory System*). Grupa ta przygotowała raport na temat potrzeb szkoleniowych pracowników poszczególnych urzędów regulacyjnych.

Poza będącymi w polu zainteresowania polskiego regulatora była **grupa ds. regulacji energii elektrycznej w południowo-wschodniej Europie i nowych państw członkowskich**.

Analogicznie, jak to miało miejsce w odniesieniu do konieczności opiniowania przez regulatora podstawowych dokumentów ERGEG, wobec CEER wykonano w 2005 r. opinie do 10 dokumentów.

Regionalne Stowarzyszenie Regulatorów Energii (Energy Regulators Regional Association – ERRA)

Podobnie jak w latach ubiegłych, przedstawiciele Prezesa URE uczestniczyli w pracach ERRA. Regularnie brali udział w spotkaniach Komitetu Taryf i Cen oraz Komitetu Koncesyjno-Konkurencyjnego, a także uczestniczyli w pracach grup roboczych oraz szkoleniach organizowanych przez Stowarzyszenie. W 2004 r. ERRA rozpoczęła cykl szkoleń internetowych (*e-learning*). Ponadto, odbyły się dwa spotkania, które mają na celu wymianę doświadczeń w stosowanych rozwiązaniach prawnych w poszczególnych państwach., organizowane w formie warsztatów dla prawników instytucji regulacyjnych państw zrzeszonych w ERRA. Dodatkowo, pracownicy Urzędu przygotowywali odpowiedzi na ankiety ERRA dotyczące stanu rozwiązań systemowych i stanu prawnego oraz

danych statystycznych polskiego sektora energii elektrycznej i gazu.

5.3. Działalność w ramach stowarzyszeń międzynarodowych

W 2005 r. kontynuowano współpracę w ramach Karty Energetycznej (*Energy Charter*). Przedstawiciele Prezesa URE wzięli udział w Konferencji na temat ryzyka inwestycyjnego w sektorze elektroenergetycznym, zorganizowanej 26 października 2005 r. Skorzystano również z możliwości odbycia przez jednego z pracowników Urzędu półrocznego stażu w Sekretariacie Karty Energetycznej.

Międzynarodowa współpraca w dziedzinie energetyki odbywała się także na forum Komitetu Ekonomicznego dla Europy Organizacji Narodów Zjednoczonych (*United Nations Economic Commission for Europe – UNECE*). W 2005 r. miało miejsce spotkanie grupy roboczej ds. gazu Komitetu Wspierania Energetyki, na którym omawiano reformy sektora gazowego w Europie Centralnej i Wschodniej oraz implikacje tych reform dla państw zachodnich. Ponadto, odbyło się spotkanie *UNECE Committee on Sustainable Energy Efficiency 21 Steering Committee*, na którym omawiano problemy związane z bezpieczeństwem energetycznym oraz efektywnością w obszarze euroazjatyckim.

W ramach tego komitetu zorganizowano również spotkanie grupy ekspertów, zaproszonych do udziału w realizacji projektu *Ogrzewanie i usługi użyteczności*

publicznej w Europie i Eurazji. Projekt ten został zainicjowany przez USAID (*United States Agency for International Development*) i pozarządową amerykańską organizację *Alliance to Save Energy* w ramach programu sieci Miast Efektywnych Energetycznie (*Municipal Network for Energy Efficiency – MUNEE*).

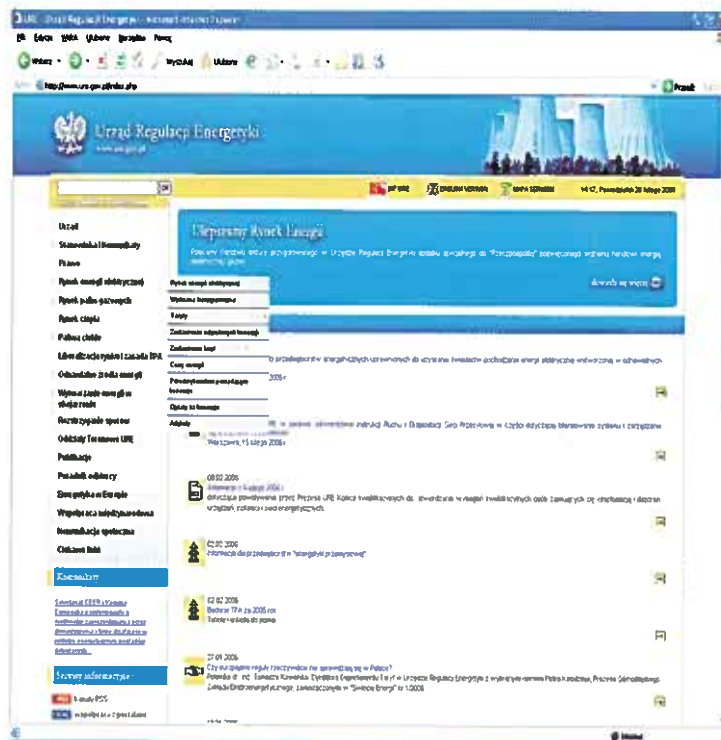
5.4. Konferencje i seminaria międzynarodowe

Przedstawiciele Prezesa URE brali także udział w międzynarodowych seminariach i konferencjach, które były istotne w dziedzinie regulacji i pozwalały na poszerzenie wiedzy o doświadczenia innych krajów oraz instytucji komercyjnych związanych z sektorem energetycznym. Przedstawiciel Prezesa URE wziął udział w corocznym kongresie **EUROHEAT & POWER** zorganizowanym w dniach 6-7 czerwca 2005 r. w Berlinie. W trakcie kongresu prezenterzy z niemal 20 państw wygłosili ok. 60 prezentacji na temat wytwarzania energii w skojarzeniu, ciepłownictwa oraz chłodnictwa. Kolejnym wydarzeniem, na które Prezes URE delegował swego przedstawiciela była konferencja na temat **Security of Supply In Competitive Electricity Markets – Market Design 2005** zorganizowana przy współudziale International Energy Agency (IEA) w dniach 7-8 czerwca 2005 r. w Sztokholmie. Konferencja była poświęcona kwestiom zarządzania zapotrzebowaniem na energię oraz możliwościom i sposobom wpływu na zużycie energii elektrycznej.

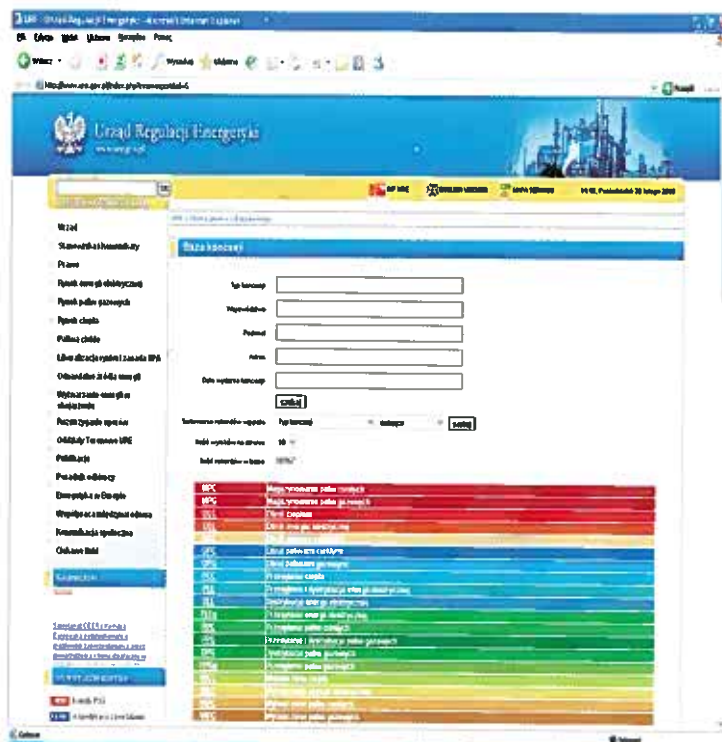
Pobieranie ze strony internetowej URE wykazu obowiązujących koncesji

W celu pobrania zestawień przedsiębiorstw posiadających koncesje w zakresie regulowanym ustawą – Prawo energetyczne, należy:

1. wejść na stronę internetową URE (www.ure.gov.pl), kliknąć pozycje zaznaczone na poniższym rysunku (zamiast „Rynku energii elektrycznej” można także wybrać pozycje: „Rynek paliw gazowych”, „Rynek ciepła”, „Paliwa ciekłe”),



2. ze strony, która się ukaże, można wybrać rodzaj działalności koncesjonowanej lub skorzystać z szybkiego wyszukiwania.



Urząd Regulacji Energetyki

Oddziały Terenowe

1. Oddział Centralny w Warszawie

(obszar działania – woj. mazowieckie)
ul. Canaletta 4
00-099 Warszawa

tel. (0-prefix 22) 828-02-31 (33)
fax (0-prefix 22) 828-02-37
e-mail: warszawa@ure.gov.pl

2. Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie

(obszar działania – woj. zachodniopomorskie i lubuskie)
ul. Żubrów 3
71-617 Szczecin

tel. (0-prefix 91) 424-16-30
fax (0-prefix 91) 424-16-31
e-mail: szczecin@ure.gov.pl

3. Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku

(obszar działania – woj. pomorskie i warmińsko-mazurskie)
Al. Jana Pawła II 20
80-462 Gdańsk

tel. (0-prefix 58) 340-90-02 (03)
fax (0-prefix 58) 346-83-86
e-mail: gdansk@ure.gov.pl

4. Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu

(obszar działania – woj. wielkopolskie i kujawsko-pomorskie)
ul. Wierzbicice 1
61-569 Poznań

tel. (0-prefix 61) 833-12-64
fax (0-prefix 61) 835-16-95
e-mail: poznan@ure.gov.pl

5. Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie

(obszar działania – woj. lubelskie i podlaskie)
ul. Garbarska 20
20-340 Lublin

tel. (0-prefix 81) 743-85-30 (09)
fax (0-prefix 81) 743-92-91
e-mail: lublin@ure.gov.pl

6. Środkowozachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi

(obszar działania – woj. łódzkie i świętokrzyskie)
ul. Uniwersytecka 2/4
90-137 Łódź

tel. (0-prefix 42) 639-24-40
fax (0-prefix 42) 639-24-50
e-mail: lodz@ure.gov.pl

7. Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu

(obszar działania – woj. dolnośląskie i opolskie)
ul. Marszałka J. Piłsudskiego 49/57
50-032 Wrocław

tel. (0-prefix 71) 780-38-28 (29)
fax (0-prefix 71) 780-38-05
e-mail: wroclaw@ure.gov.pl

8. Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach

(obszar działania – woj. śląskie)
ul. Owocowa 6a
40-198 Katowice

tel. (0-prefix 32) 258-76-91
fax (0-prefix 32) 258-64-77
e-mail: katowice@ure.gov.pl

9. Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie

(obszar działania – woj. małopolskie i podkarpackie)
ul. Juliusza Lea 114
30-133 Kraków

tel. (0-prefix 12) 638-80-90
fax (0-prefix 12) 637-55-47
e-mail: krakow@ure.gov.pl

Urząd Regulacji Energetyki

e-mail: ure@ure.gov.pl

adres internetowy: www.ure.gov.pl



URE

URZĄD REGULACJI ENERGETYKI