

NR 5

2002

2 września 2002

BIULETYN
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

NR 5 (25) 2 września 2002 ISSN 1506-090X cena zł 15

w numerze m.in.:

- Taryfy dla ciepła – raport
- Koszty osierocone w UE i Polsce
- Zmiana z 220 na 230 V

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 66-16-106

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. 66-16-314
fax 66-16-321

Biuro Prawne

tel. 66-16-130
fax 66-16-134

Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii

tel. 66-16-305
fax 66-16-200

Biuro Obsługi Urzędu

tel. 66-16-155
fax 66-16-177

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

Szanowni Czytelnicy!

Z dniem 1 lipca 2002 r. weszło w życie zarządzenie Ministra Gospodarki z 25 czerwca br. w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki (pełen tekst tego zarządzenia znajduje Państwo w dziale „Prawo”). Wprowadziło ono istotne zmiany w stosunku do poprzednio obowiązującego statutu, a jedną z nich jest utworzenie nowego, wyodrębnionego stanowiska Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii. O głównych zadaniach, jakie stoją przed Rzecznikiem, oraz o jego pierwszych poważniejszych zadaniach (w tym m.in. o nagłośnionym ostatnio problemie zmiany napięcia znamionowego z 220/380 V na 230/400 V) napisał powołany na to stanowisko Jacek Bełkowski.

Wielokrotnie na łamach Biuletynu URE poruszaliśmy kwestie rozstrzygnięcia przez Prezesa URE sporów określonych w art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego. W bieżącym numerze Renata Trypens i Alicja Tutak omawiają szerzej nową grupę rozstrzyganych sporów, a mianowicie odmowy przyłączenia odbiorców do sieci gazowej. Natomiast Zdzisław Muras pisze o prawnych aspektach pozostawienia wniosku – wystosowanego do Prezesa URE o rozstrzygnięcie sporu dotyczącego świadczenia usług przesyłowych – bez rozpoznania. W tekście tym autor zwraca uwagę na wymogi, których spełnienie jest konieczne, by taki wniosek spowodował wszczęcie postępowania administracyjnego.

Zachęcamy także Państwa do uważnej lektury obszernego raportu autorstwa Jadwigi Bodych-Wasilewskiej w sprawie zatwierdzonych w pierwszym półroczu br. taryf dla ciepła, oraz do przeanalizowania rozwiązań problemu kosztów osieroconych zaproponowanych w krajach Unii Europejskiej, a zaprezentowanych w materiale Agnieszki Panek.

W związku z mającym nastąpić w niedługim czasie przystąpieniem Polski do UE, w literaturze fachowej z dziedziny elektroenergetyki, na sympozjach czy też konferencjach naukowych coraz częściej spotykamy się z anglojęzycznymi wyrażeniami i zwrotami, których tłumaczenia trudno doszukiwać się w dostępnych na rynku wydawnictwach. Proponujemy więc Państwu „Angielsko-polski słownik wyrażen używanych w regulacji”, rozszerzany o nowe hasła w następnych Biuletynach URE, do lektury których serdecznie Państwa już teraz zapraszamy.

Redakcja

SPIS TREŚCI

Prawo energetyczne – zarządzenie i rozporządzenia	2
Koncesja dla spółdzielni mieszkaniowej	5
Rozstrzygnięcie sporów przez Prezesa URE w I i II kwartale 2002 r.	6
O taryfach dla ciepła zatwierdzonych w pierwszym półroczu 2002 r.	9
O zadaniach Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii	29
Zmiana napięcia znamionowego z 220/380 V na 230/400 V	30
Koszty osierocone w Polsce i krajach UE	32
Prawne aspekty pozostawienia wniosku o rozstrzygnięcie sporu bez rozpoznania	34
Problemy strukturalne w energetyce – dylematy wyboru	36
Informacje i komunikaty	39

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, łamanie, organizacja druku i kolportaż: Zakład Wydawnictw i Nagrań, ul. Konwiktorska 9, 00 216 Warszawa, tel. 831 22 71 w. 254, 831 05 06, fax 635 34 90

Oddano do druku 23 sierpnia 2002 r. Nakład: 2250 egzemplarzy. ISSN 1506-090X Cena zł 15

Materiały fotograficzne wykorzystano za zgodą właścicieli praw autorskich. Informacji o warunkach prenumeraty udzielamy pod numerem tel. (022) 661 62 22
Numer konta bankowego do wpłat za prenumeratę: NBP O/O Warszawa 58101010100028732231000000, Urząd Regulacji Energetyki (Biuletyn URE).

ZARZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI

z dnia 25 czerwca 2002 r.

w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki.

(Mon. Pol. Nr 26, poz. 436)

Na podstawie art. 21 ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255, z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103,

poz. 1099, z 2001 r. Nr 154, poz. 1800 i 1802 oraz z 2002 r. Nr 74, poz. 676) zarządza się, co następuje:

§ 1. Urzędowi Regulacji Energetyki nadaje się statut, stanowiący załącznik do zarządzenia.

§ 2. Zarządzenie wchodzi w życie z dniem 1 lipca 2002 r.

Załącznik do zarządzenia Ministra Gospodarki
z dnia 25 czerwca 2002 r. (poz. 436)

STATUT URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

§ 1. Urząd Regulacji Energetyki, zwany dalej „Urzędem”, zapewnia obsługę Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „Prezesem”, działając pod jego bezpośrednim kierownictwem.

§ 2. 1. Prezes kieruje Urzędem przy pomocy wiceprezesa, dyrektora generalnego oraz dyrektorów komórek organizacyjnych Urzędu.

2. Prezes może upoważnić osoby, o których mowa w ust. 1, a także innych pracowników Urzędu do podejmowania decyzji, w określonych sprawach, w jego imieniu.

§ 3. 1. W skład Urzędu wchodzi następujące komórki organizacyjne i wyodrębnione stanowiska:

- 1) Gabinet Prezesa,
- 2) Departament Przedsiębiorstw Energetycznych,
- 3) Departament Taryf,
- 4) Departament Promowania Konkurencji,
- 5) Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych,
- 6) Biuro Prawne,
- 7) Biuro Obsługi Urzędu,
- 8) Stanowisko do Spraw Ochrony Informacji Niejawnych,
- 9) Stanowisko Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii.

2. W skład Urzędu wchodzi również:

- 1) Oddział Centralny w Warszawie,
- 2) północno-zachodni oddział terenowy z siedzibą w Szczecinie,
- 3) północny oddział terenowy z siedzibą w Gdańsku,
- 4) zachodni oddział terenowy z siedzibą w Poznaniu,
- 5) wschodni oddział terenowy z siedzibą w Lublinie,
- 6) środkowozachodni oddział terenowy z siedzibą w Łodzi,
- 7) południowo-zachodni oddział terenowy z siedzibą we Wrocławiu,
- 8) południowy oddział terenowy z siedzibą w Katowicach,
- 9) południowo-wschodni oddział terenowy z siedzibą w Krakowie.

3. Organizację wewnętrzną, zakres zadań i tryb pracy komórek organizacyjnych, wyodrębnionych stanowisk i oddziałów, o których mowa w ust. 1 i 2, określa regulamin organizacyjny, nadany przez Prezesa na wniosek dyrektora generalnego Urzędu.

§ 4. Prezes może powoływać zespoły, jako organy pomocnicze o charakterze doraźnym, określając cel ich powołania, nazwę, skład osobowy, szczegółowy zakres zadań i tryb działania.

ROZPORZĄDZENIE 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)

Na podstawie art. 22 ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255, z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099, z 2001 r. Nr 154, poz. 1800 i 1802 oraz z 2002 r. Nr 74, poz. 676) zarządza się, co następuje:

§ 1. Zasięg terytorialny oddziałów Urzędu Regulacji Energetyki, zwanych dalej „oddziałami”, obejmuje:

- 1) Oddziału Centralnego w Warszawie – obszar województwa mazowieckiego,
- 2) oddziału północno-zachodniego z siedzibą w Szczecinie – obszar województw: zachodniopomorskiego i lubuskiego,
- 3) oddziału północnego z siedzibą w Gdańsku – obszar województw: pomorskiego i warmińsko-mazurskiego,
- 4) oddziału zachodniego z siedzibą w Poznaniu – obszar województw: wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego,
- 5) oddziału wschodniego z siedzibą w Lublinie – obszar województw: lubelskiego i podlaskiego,
- 6) oddziału środkowozachodniego z siedzibą w Łodzi – obszar województw: łódzkiego i świętokrzyskiego,
- 7) oddziału południowo-zachodniego z siedzibą we Wrocławiu – obszar województw: dolnośląskiego i opolskiego,
- 8) oddziału południowego z siedzibą w Katowicach – obszar województwa śląskiego,
- 9) oddziału południowo-wschodniego z siedzibą w Krakowie – obszar województw: małopolskiego i podkarpackiego.

§ 2. Do właściwości rzeczowej oddziałów należy:

- 1) wszczynanie i prowadzenie postępowania administracyjnego w sprawach dotyczących:
 - a) udzielenia koncesji lub promesy koncesji, a także zmiany i cofnięcia koncesji na wykonywanie działalności, o której mowa w art. 32 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą”, w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu ciepłem oraz w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem,
 - b) zatwierdzenia, zwolnienia z obowiązku zatwierdzenia lub cofnięcia zwolnienia z obowiązku zatwierdzenia taryf dla ciepła oraz taryf dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem,
 - c) rozstrzygania sporów w zakresie określonym w art. 8 ust. 1 ustawy oraz określania warunków podjęcia lub

kontynuowania dostaw energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia tych sporów, z wyłączeniem sporów dotyczących świadczenia usług polegających na przesyłaniu paliw lub energii,

- d) nakładania kar pieniężnych, o których mowa w art. 56 ustawy,
- 2) współdziałanie z organami właściwymi w sprawach przeciwdziałania praktykom ograniczającym konkurencję, stosowanym przez przedsiębiorstwa energetyczne,
- 3) występowanie do właściwego zarządu województwa o udzielenie opinii w sprawach dotyczących koncesji w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji ciepła oraz w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem,
- 4) kontrolowanie przestrzegania warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu ciepłem oraz w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem,
- 5) kontrolowanie prawidłowości stosowania taryf dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła,
- 6) kontrolowanie dotrzymywania przez przedsiębiorstwa energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców w zakresie dostarczania ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych,
- 7) kontrola kwalifikacji osób zatrudnionych przy eksploatacji sieci oraz urządzeń i instalacji określonych w przepisach, o których mowa w art. 54 ust. 6 ustawy,
- 8) współpraca z właściwymi samorządami województw i wojewodami w zakresie planowania zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe,
- 9) kontrolowanie przestrzegania ograniczeń w dostarczaniu i poborze paliw gazowych i energii elektrycznej, w razie wprowadzenia takich ograniczeń.

§ 3. 1. W sprawach określonych w § 2 dyrektorzy oddziałów dokonują wszystkich czynności przewidzianych w przepisach o postępowaniu administracyjnym, z zastrzeżeniem ust. 2.

2. Dyrektorzy oddziałów mogą wydawać decyzje administracyjne po uzyskaniu odrębnego upoważnienia od Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

§ 4. Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem ogłoszenia.

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA FINANSÓW

z dnia 4 lipca 2002 r.

w sprawie zwrotu podatku akcyzowego od energii elektrycznej.

(Dz. U. Nr 111, poz. 971)

Na podstawie art. 38 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 8 stycznia 1993 r. o podatku od towarów i usług oraz o podatku akcyzowym (Dz. U. Nr 11, poz. 50, Nr 28, poz. 127 i Nr 129, poz. 599, z 1994 r. Nr 132, poz. 670, z 1995 r. Nr 44, poz. 231 i Nr 142, poz. 702 i 703, z 1996 r. Nr 137, poz. 640, z 1997 r. Nr 111, poz. 722, Nr 123, poz. 776 i 780, Nr 137, poz. 926, Nr 141, poz. 943 i Nr 162, poz. 1104, z 1998 r. Nr 139, poz. 905 i Nr 161, poz. 1076, z 1999 r. Nr 50, poz. 499, Nr 57, poz. 596 i Nr 95, poz. 1100, z 2000 r. Nr 68, poz. 805 i Nr 105, poz. 1107, z 2001 r. Nr 12, poz. 92, Nr 39, poz. 459, Nr 56, poz. 580, Nr 63, poz. 639, Nr 80, poz. 858, Nr 90, poz. 995, Nr 106, poz. 1150 i Nr 122, poz. 1324 oraz z 2002 r. Nr 19, poz. 185 i Nr 41, poz. 365) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowe warunki i tryb zwrotu podatku akcyzowego zawartego w cenach energii elektrycznej niektórym podatnikom podatku od towarów i usług będącym eksporterami towarów.

§ 2. 1. W przypadku, gdy udział wydatków związanych z nabyciem energii elektrycznej w kosztach stanowiących koszty uzyskania przychodów, przekracza 18% w miesiącu rozliczeniowym, podatnicy są uprawnieni do zwrotu kwoty podatku akcyzowego od nabytej ilości energii przekraczającej 18% – w proporcji odpowiadającej w tym miesiącu udziałowi przychodów ze sprzedaży towarów na eksport w przychodach ogółem.

2. Jeżeli podatek akcyzowy związany z nabyciem energii został zaliczony do kosztów uzyskania przychodów, uprawnienie do zwrotu, o którym mowa w ust. 1 przysługuje, gdy o kwotę zwrotu podatku akcyzowego zostaną zmniejszone te koszty.

3. Przychody i koszty, o których mowa w rozporządzeniu, ustala się zgodnie z przepisami o podatku dochodowym.

§ 3. Kwotę podatku akcyzowego, o której mowa w § 2, przysługującą do zwrotu, oblicza się według następującego wzoru:

$$KO = \left(CA - \frac{18 \times CA}{100} \right) \times UE$$

gdzie:

KO – oznacza kwotę podatku akcyzowego od energii elektrycznej przysługującą podatnikowi w danym miesiącu do zwrotu,

CA – oznacza kwotę podatku akcyzowego od energii elektrycznej nabytej w miesiącu rozliczeniowym obliczoną jako iloczyn ilości nabytej energii i stawki 0,02 zł / kWh,

UE – oznacza udział przychodów ze sprzedaży towarów na eksport do przychodów ogółem w miesiącu rozliczeniowym.

§ 4. 1. Zwrot kwoty podatku akcyzowego, o której mowa w § 2, następuje na wniosek podatnika.

Wniosek jest składany za okresy miesięczne do 25 dnia miesiąca następującego po miesiącu rozliczeniowym.

2. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, zawiera co najmniej:

- 1) określenie ilości energii elektrycznej nabytej w miesiącu rozliczeniowym,
- 2) określenie przychodów z tytułu eksportu towarów w miesiącu rozliczeniowym,
- 3) określenie przychodów ogółem w miesiącu rozliczeniowym,
- 4) kwotę podatku akcyzowego wyliczoną zgodnie z wzorem określonym w § 3,
- 5) wskazanie numeru rachunku bankowego, na który ma być dokonany zwrot podatku.

3. Do wniosku, o którym mowa w ust. 1, dołącza się oryginały faktur określających ilość nabytej energii oraz dokument odprawy celnej SAD potwierdzający wywóz towarów poza granicę Rzeczypospolitej Polskiej.

§ 5. 1. Urząd skarbowy rozpatrując wniosek o zwrot podatku, jest obowiązany ostemplować pieczęcią urzędu oraz przedziurkować każdą fakturę lub dokument celny, o których mowa w § 4 ust. 3, w celu uniknięcia ponownego ich użycia.

2. Urząd skarbowy wydaje decyzję o wysokości uznanej kwoty zwrotu podatku i dokonuje zwrotu tej kwoty w terminie 30 dni od dnia złożenia wniosku, o którym mowa w § 4 ust. 1, na rachunek bankowy podatnika.

3. Po dokonaniu zwrotu podatku urząd skarbowy niezwłocznie zwraca podatnikowi ostemplowane oraz przedziurkowane faktury i dokumenty celne, o których mowa w § 4 ust. 3.

§ 6. Jeżeli podatnik otrzyma kwoty zwrotu podatku akcyzowego nienależnie, jest obowiązany do ich zwrotu wraz z odsetkami liczonymi jak od zaległości podatkowych.

§ 7. Przepisy rozporządzenia mają zastosowanie do zwrotu podatku akcyzowego za miesiące rozliczeniowe, począwszy od dnia 1 lipca 2002 r. do dnia 31 grudnia 2003 roku.

§ 8. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

KONCESJA DLA SPÓŁDZIELNI MIESZKANIOWEJ

Joanna Kędzia

Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Antymonopolowy oddalił odwołanie spółdzielni mieszkaniowej od decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki udzielającej tej spółdzielni koncesji na wytwarzanie oraz na przesyłanie i dystrybucję ciepła (wyrok z dnia 19 czerwca 2002 r., sygn. akt XVII Ame 86/01 i 87/01).

Zgodnie z art. 32 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 z późn. zm.), uzyskania koncesji wymaga prowadzenie **działalności gospodarczej** w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji paliw lub energii lub obrotu nimi (z wyjątkami wskazanymi w ustawie).

Z kolei pod pojęciem działalności gospodarczej należy rozumieć – stosownie do treści art. 2 ust. 1 ustawy z dnia 19 listopada 1999 r. – Prawo działalności gospodarczej (Dz. U. Nr 101, poz. 1178 z późn. zm.) – zarobkową działalność wytwórczą, handlową, budowlaną, usługową oraz poszukiwanie, rozpoznawanie i eksploatacja zasobów naturalnych, wykonywaną w sposób zorganizowany i ciągły.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (Prezes URE), po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego ustalił, iż spółdzielnia mieszkaniowa w E. prowadzi działalność, która – zgodnie z powyższymi przepisami – wymaga uzyskania koncesji. Spółdzielnia sprzedaje bowiem i dystrybuje własnymi sieciami wytworzone przez siebie ciepło odbiorcom nie będącym członkami spółdzielni, na podstawie odrębnych umów. W lipcu 2001 r. Prezes URE udzielił spółdzielni dwóch koncesji – na wytwarzanie oraz na przesyłanie i dystrybucję ciepła.

Spółdzielnia podniosła w odwołaniach od tych decyzji, iż nie prowadzi działalności gospodarczej w zakresie ciepłownictwa, bowiem działalność ta nie ma charakteru zarobkowego (nie jest nastawiona na osiągnięcie zysku), zatem – stosownie do treści art. 32 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne – nie obejmuje jej obowiązek uzyskania koncesji.

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

„Jak słusznie uznały obie strony postępowania, definicji działalności gospodarczej szukać należy w art. 2 ust. 1 ustawy – Prawo działalności gospodarczej. Według treści tego przepisu działalnością gospodarczą w rozumieniu ustawy jest zarobkowa działalność wytwórcza, handlowa, budowlana, usługowa oraz poszukiwanie, rozpoznawanie i eksploatacja zasobów naturalnych, wykonywana w sposób zorganizowany i ciągły.

Przez działalność zarobkową rozumieć należy zarówno działalność nakierowaną na osiągnięcie zysku (opłacalności) jak i działalność non profit opartą na zasadzie racjonalnego działania (gospodarowania).

Tak więc nieosiąganie zysku z tytułu sprzedaży nadwyżek ciepła nie może przesądzać o braku po stronie Spółdzielni przymiotu prowadzenia działalności zarobkowej

w sytuacji, gdy – jak sama stwierdza – prowadzona przez nią działalność w tym zakresie zmierza do pokrywania kosztów własnymi dochodami. Działalność ta wymaga zatem uczestnictwa w obrocie gospodarczym i stosowania regulacji racjonalnego gospodarowania, a to pozwala przyjąć, że mieści się ona w pojęciu działalności zarobkowej, ta zaś jest jedną z cech wyróżniających działalność gospodarczą spośród innych rodzajów działalności.

Ponadto, jak Sąd ustalił na podstawie protokołu z badania dokumentów odwołującej się przez organ kontroli skarbowej (...) do dnia zaprzestania ustalania przez Ministra Finansów taryf dla ciepła, stosowała ona w rozliczeniach z odbiorcami zewnętrznymi maksymalny wskaźnik wzrostu cen ciepła w wysokości 1,07, podczas gdy ceny dla jej członków pozostały na niezmiennym niższym poziomie (...). Nie kwestionując legalności takiego postępowania Spółdzielni stwierdzić jednak należy, że wskazuje ono pośrednio na to, iż już w 1998 r. postępowwała ona w obrocie profesjonalnym jak przedsiębiorca podporządkowujący swoje działania regułom opłacalności.

W związku z powyższymi ustaleniami fakt niezapłacenia przez Spółdzielnię podatku dochodowego należy uznać za argument niewystarczający do przesądzenia o zasadności odwołania. Jest bowiem bardzo prawdopodobne, że otrzymanie przez nią koncesji potwierdzającej zawodowy i zarobkowy charakter prowadzonej w sposób zorganizowany i ciągły działalności polegającej na wytwarzaniu i sprzedaży ciepła stanie się podstawą do ustalenia obowiązku uiszczenia tego podatku.

Udzielenie koncesji umożliwia Prezesowi URE kontrolę cen stosowanych przez Spółdzielnię w rozliczeniach z odbiorcami, co ma szczególne znaczenie dla odbiorców zewnętrznych ciepła, którzy uzyskują w ten sposób gwarancję zapobieżenia możliwości subsydiowania opłat za ciepło członków Spółdzielni opłatami z takiego samego tytułu pobieranymi od tych odbiorców.

Reasumując stwierdzić należy, że Spółdzielnia nie będąc przedsiębiorcą i nie prowadząc działalności gospodarczej w stosunkach wewnętrznych z własnymi członkami, powinna zostać uznana za przedsiębiorcę prowadzącego działalność gospodarczą w rozumieniu art. 2 ust. 1 Prawa działalności gospodarczej, jeżeli faktycznie prowadzi taką działalność w stosunkach zewnętrznych z podmiotami nie będącymi jej członkami.”.



Autorka jest pracownikiem Biura Prawnego URE

ROZSTRZYGANIE SPORÓW PRZEZ PREZESA URE W I i II KWARTALE 2002 R.

Renata Trypens, Alicja Tutak

W okresie od 1 stycznia 2002 r. do 30 czerwca 2002 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (Prezes URE) wydał 81 decyzji rozstrzygających spory określone w art. 8 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.¹⁾ Spośród tych decyzji 31 dotyczyło odmowy przyłączenia do sieci, 32 – odmowy zawarcia umowy sprzedaży paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, 16 – niezasadzonego wstrzymania ich dostaw oraz 2 – ustalenia warunków świadczenia usług przesyłowych. Rozstrzygnięcie co do istoty sprawy zawierało 54 decyzje, a w 27 przypadkach postępowanie administracyjne zostało umorzone.

Omówione niżej wybrane przykłady podjętych przez Prezesa URE rozstrzygnięć dotyczą odmowy przyłączenia do sieci – elektroenergetycznej i gazowej – przy czym w obu przypadkach odmowa ta uzasadniona była brakiem ekonomicznych warunków przyłączenia.

1. W jednej ze spraw przedsiębiorstwo energetyczne odmówiło wnioskodawcy wydania technicznych warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, a w konsekwencji zawarcia umowy przyłączeniowej, która stanowi podstawę do rozpoczęcia prac zmierzających do realizacji przyłączenia. Swoje stanowisko przedsiębiorstwo uzasadniało brakiem warunków technicznych i ekonomicznych – wyłączających jego zdaniem, publicznoprawny obowiązek przyłączenia, określony w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. W przedstawionych wyjaśnieniach, powoływało się na wysokie koszty związane z realizacją przyłączenia i specyficzną lokalizację nieruchomości wnioskodawcy.

W toku postępowania ustalono, że nieruchomość wnioskodawcy zlokalizowana jest na półwyspie otoczonym z jednej strony Zalewem Solińskim, a z drugiej terenem zalesionym i górzystym. Obszar ten położony jest na terenie chronionego krajobrazu wschodnio-beskidzkiego. Przedmiotowa nieruchomość stanowi działkę siedliskową, przeznaczoną pod zabudowę o charakterze rolnym. We wsi, w której położona jest owa działka, znajdowało się, (w dniu jej nabycia) jedno gospodarstwo rolne przeznaczone do adaptacji, a liczba stałych mieszkańców wynosiła 2 osoby. Wieś ta spełnia funkcję leśnowypoczynkową, co znalazło potwierdzenie w zapisach

planu zagospodarowania przestrzennego gminy. Na marginesie należy wskazać, że dotychczas wnioskodawca korzystał z energii elektrycznej wytwarzanej przez dwa agregaty prądotwórcze, stanowiące jego własność.

Rozstrzygając spór w niniejszej sprawie Prezes URE kierował się przesłankami, określonymi w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Stosownie do tego przepisu, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie z odbiorcami lub podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki dostarczania, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Obowiązek ten nie dotyczy przypadku, gdy ubiegający się o zawarcie umowy nie posiada tytułu prawnego do korzystania z obiektu, do którego ma być dostarczana energia elektryczna (art. 7 ust. 2). Ponadto, zgodnie z brzmieniem art. 7 ust. 4 tej ustawy, na przedsiębiorstwie, o którym mowa powyżej, ciąży obowiązek zapewnienia realizacji i finansowania budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączeń podmiotów ubiegających się o przyłączenie, na warunkach określonych w przepisach wykonawczych do Prawa energetycznego (dotyczących szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci oraz kalkulacji taryf, wydanych na podstawie art. 9 i 46) oraz w założeniach do planu zaopatrzenia w energię elektryczną, które uchwała rada gminy (art. 19 ust. 8).

Ze zgromadzonego w sprawie materiału dowodowego wynikało, że wnioskodawca jest właścicielem przedmiotowej nieruchomości, co zostało potwierdzone aktem notarialnym. Natomiast gmina, na terenie której położona jest nieruchomość wnioskodawcy, nie posiada założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Z planu zagospodarowania przestrzennego wynika natomiast zakaz zabudowy trwałej i kubaturowej, jak również zakaz rozdysponowywania terenu obejmującego nieruchomość wnioskodawcy.

A zatem, w niniejszej sprawie należało ustalić, czy w istocie zachodzą okoliczności wyłączające obowiązek przyłączenia przedmiotowego obiektu do sieci przedsiębiorstwa. Ustawodawca nie zdefiniował pojęcia „braku technicznych i ekonomicznych warunków dostarczania”. W związku z tym niezbędno było pociłkowanie cię litora turą przedmiotu, zgodnie z którą *brak technicznych warunków dostarczania zachodzi wówczas, gdy stan sieci w danym miejscu i czasie uniemożliwia dostarczenie paliw gazowych, energii elektrycznej bądź ciepła*

1) Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255, z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099, z 2001 r. Nr 154, poz. 1800 i 1802 oraz z 2002 r. Nr 74, poz. 676).

konkretnemu odbiorcy w sposób nie zagrażający bezpieczeństwu energetycznemu, bezpieczeństwu osób i mienia, środowisku naturalnemu względnie interesom innych odbiorców. Natomiast, o braku warunków ekonomicznych można mówić wtedy, gdy budowa sieci i przyłączy nie została przewidziana w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego. Brak ekonomicznych warunków dostarczania zachodzi również w sytuacji, gdy przeprowadzony przez przedsiębiorstwo energetyczne rachunek ekonomiczny upoważnia do stwierdzenia, że koszt budowy (rozbudowy) sieci lub przyłączenia konkretnego odbiorcy, będzie wyższy od spodziewanych wpływów z tytułu dostarczanych temu odbiorcy paliw gazowych, energii elektrycznej bądź ciepła. Wydaje się, iż jeżeli potencjalny odbiorca zagwarantuje pokrycie kosztów przyłączenia, w takiej wysokości, że przyszłe wpływy przedsiębiorstwa – w typowym okresie zwrotu – będą wyższe od tych kosztów, to wówczas przedsiębiorstwo nie może odmówić zawarcia umowy, powołując się na brak ekonomicznych warunków dostarczania (oczywiście, o ile spełnione są pozostałe przesłanki obowiązku zawarcia umowy). Z praktycznego punktu widzenia, stan braku ekonomicznych warunków dostarczania może wystąpić raczej jedynie w przypadkach wyjątkowych, a więc wówczas, gdy obiekt odbiorcy położony jest w znacznej odległości od sieci lub w miejscu szczególnie trudno dostępnym.²⁾

Jak wykazało przeprowadzone postępowanie, w niniejszej sprawie zaistniały przedstawione powyżej okoliczności. Nieruchomość wnioskodawcy jest położona w trudno dostępną, górzystą okolicę. Najbliższa linia energetyczna – to linia średniego napięcia 15 kV, usytuowana w odległości (w linii prostej) około 3 km. Przyłączenie nieruchomości wnioskodawcy do tej linii wymagałoby budowy linii średniego napięcia i stacji transformatorowej na terenie wsi. Trasa jej przebiegu prowadziłaby przez zalesiony i górzysty obszar chronionego krajobrazu, co generowałoby dodatkowe koszty (opłaty za wycinkę lasu), niezależnie od kosztów wykonania linii i stacji transformatorowej. Ponadto, niezbędne dla realizacji przyłączenia byłoby wybudowanie również stacji transformatorowej, a w następstwie – poniesienie przez przedsiębiorstwo kosztów związanych z eksploatacją wskazanych urządzeń. W ocenie Prezesa URE, zyski które osiągnęłoby przedsiębiorstwo ze sprzedaży energii elektrycznej, dostarczanej na potrzeby gospodarstwa domowego wnioskodawcy, byłyby niewspółmiernie małe w stosunku do poniesionych wysokich nakładów.

Kierując się tymi okolicznościami, Prezes URE stwierdził, że na przedsiębiorstwie energetycznym **nie ciąży** obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, z uwagi na brak warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia.

Zaprezentowana decyzja nie jest prawomocna, ponieważ strona skorzystała z przysługującego jej prawa wniesienia odwołania do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Antymonopolowego.

2. Nową grupę rozstrzyganych przez Prezesa URE spraw stanowią spory dotyczące odmowy przyłączenia do sieci gazowej. Przyczyną odmowy ze strony przedsiębiorstwa energetycznego jest zwykle brak opłacalności inwestycji, co czyni ją ekonomicznie nieuzasadnioną. Ocena zasadności stanowiska przedsiębiorstwa podlega w każdym przypadku indywidualnej ocenie.

I tak, w jednej ze spraw miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego przewidywał zapewnienie dostaw gazu dla wszystkich odbiorców. Przyłączenie wymagałoby rozbudowy istniejącego gazociągu o długości ok. 610 m i wybudowania przyłącza. Poza wnioskodawcami chęć przyłączenia do sieci zadeklarowało ich sześciu sąsiadów, natomiast gmina nie zgłosiła chęci uczestnictwa w realizowanej inwestycji. W wydanych wnioskodawcom warunkach przyłączenia do sieci gazowej ich budynku przedsiębiorstwo stwierdziło, że „projektowany koszt inwestycji przekracza opłacalność przedsięwzięcia i jest ekonomicznie nieuzasadniony” i określiło ich udział w kosztach inwestycji na 5 701 zł, czyli około 13% wartości całej inwestycji. Ogólnie zaś, aby inwestycja była ekonomicznie uzasadniona, podział kosztów (w ocenie przedsiębiorstwa) powinien ukształtować się następująco: 91,7% (39 910 zł) łącznie – po stronie 7 podmiotów, które zgłosiły zamiar przyłączenia do sieci gazowej i 8,3% (3 618 zł) – po stronie przedsiębiorstwa. Wnioskodawcy nie wyrazili zgody na zaproponowany podział kosztów. Ich zdaniem, przedsiębiorstwo powinno dokonać rozbudowy sieci i budowy przyłącza, pobierając od nich jedynie określoną w taryfie opłatę, skalkulowaną na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na rozbudowę sieci.

Po przeprowadzeniu postępowania Prezes URE uznał, iż na przedsiębiorstwie **nie ciąży** obowiązek dokonania rozbudowy sieci w zakresie niezbędnym do przyłączenia ich nieruchomości do sieci gazowej, a w konsekwencji – odmówił ukształtowania treści umowy o przyłączenie.

Określony bowiem w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne publicznoprawny obowiązek przedsiębiorstwa sieciowego dokonywania przyłączy nowych odbiorców zależy m.in. od istnienia technicznych i ekonomicznych warunków dostarczania. Ponadto, przedsiębiorstwa te mają obowiązek zapewnić realizację i finansowanie rozbudowy sieci na warunkach określonych w przepisach wykonawczych do Prawa energetycznego oraz w opracowywanych przez gminy założeniach do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Odbiorcy przyłączeni do sieci uiszczają wtedy jedynie opłatę ryczałtową za przyłączenie, kalkulowaną na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów

2) Por. A. Wałaszek-Pyziol, W. Pyziol *Prawo energetyczne – komentarz*, Wydawnictwa Prawnicze PWN, Warszawa 1999, str. 39 i 42-43).

ubiegających się o przyłączenie, określonych w planie rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego (art. 7 ust. 5 Prawa energetycznego). Koszty rozbudowy sieci, które nie zostały pokryte ryczałtowymi opłatami przyłączeniowymi, stanowią uzasadnione koszty działalności przedsiębiorstwa, będące podstawą do ustalenia wysokości opłaty za świadczenie usług przesyłowych, którą obciążani są wszyscy odbiorcy danego przedsiębiorstwa³⁾.

Obowiązek planowania w zakresie zaopatrzenia w media energetyczne Prawo energetyczne nakłada zarówno na przedsiębiorstwa energetyczne jak i na gminy. Obowiązkiem gminy jest opracowanie założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe (art. 19), zaś obowiązkiem przedsiębiorstw sieciowych jest opracowanie planów rozwoju, których projekty podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE (art. 16). Przedsiębiorstwa te przy opracowaniu planów rozwoju zobowiązane są uwzględniać miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego gminy, a organy gminy mają możliwość zapoznania się z planami rozwoju tych przedsiębiorstw przy tworzeniu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe (art. 19 ust. 4). Opracowane przez organy gminy założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe podlegają następnie porównaniu z planami rozwoju przedsiębiorstw energetycznych i w przypadku gdy plany rozwoju przedsiębiorstw nie zapewniają realizacji założeń opracowanych przez gminę, zarząd gminy opracowuje plan zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. W celu realizacji tego planu gmina może zawierać umowy z przedsiębiorstwami energetycznymi. Natomiast w przypadku braku porozumienia w tej kwestii rada gminy może wskazać w drodze uchwały tę część planu, z którą prowadzone na terenie gminy działania muszą być zgodne (art. 20).

W omawianej sprawie gmina nie opracowała założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.

Mając na względzie tę okoliczność oraz powyższe przepisy, Prezes URE uznał – iż obowiązek przedsię-

biorstw sieciowych rozbudowy sieci i przyłączenia odbiorców wyłącznie za opłatą ryczałtową ustaloną w tarifie, nałożony przez Prawo energetyczne, obejmuje tę sytuację, gdy jej realizacja jest dla przedsiębiorstwa opłacalna (są spełnione ekonomiczne warunki dostarczania – art. 7 ust. 1 Prawa energetycznego), albo gdy rada gminy w drodze uchwały nałożyła na przedsiębiorstwo obowiązek rozbudowy sieci w określonym zakresie (wskazując tę część planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, z którą muszą być zgodne działania prowadzone na obszarze gminy). Jeżeli więc dana inwestycja nie jest dla przedsiębiorstwa opłacalna, a gmina nie opracowała ani założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe ani, w konsekwencji takiego planu, przedsiębiorstwo sieciowe nie ma – na gruncie Prawa energetycznego – publicznoprawnego obowiązku dokonania przyłączenia z pobraniem jedynie opłaty ryczałtowej pokrywającej tylko część kosztów inwestycji.

W ocenie Prezesa URE możliwości inwestycyjne każdego przedsiębiorstwa energetycznego **nie są nieograniczone**, zaś przepisy ustawy – Prawo energetyczne zmierzają do osiągnięcia pewnego kompromisu pomiędzy potrzebami przyszłych odbiorców, a możliwościami zaspokajania tych potrzeb przez przedsiębiorstwa sieciowe. Natomiast gminy, podejmując działania planistyczne powinny również brać pod uwagę koszty planowanej niezbędnej rozbudowy infrastruktury i ponieść część odpowiedzialności z tego tytułu.

Omawiana powyższa decyzja nie jest prawomocna, gdyż wnioskodawcy skorzystali z przysługującego im prawa wniesienia odwołania do Sądu Antymonopolowego.



Renata Trypens



Alicja Tutak

Autorki są pracownikami Biura Prawnego URE

3) Por. art. 7 ust. 6 Prawa energetycznego oraz § 11 pkt 2 w związku z § 13 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 20 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2001 r. Nr 1, poz. 8 ze zm.).

O TARYFACH DLA CIEPŁA ZATWIERDZONYCH W PIERWSZYM PÓŁROCZU 2002 R. *)

Jadwiga Bodych-Wasilewska

1. Analiza ilościowa

W pierwszym półroczu 2002 r. wnioski w sprawie zatwierdzenia taryfy dla ciepła złożyło 377 przedsiębiorstw energetycznych prowadzących koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia w ciepło. Decyzjami pozytywnymi zakończyły się 182 postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryfy (ok. 48% wniosków), a w 11 przypadkach odmówiono zatwierdzenia taryfy (ok. 3% wniosków) wskutek braku jej zgodności z art. 45 ustawy – Prawo energetyczne oraz przepisami rozporządzenia taryfowego dla ciepła. Na koniec czerwca postępowanie administracyjne nie było zakończone w odniesieniu do 156 wniosków (ok. 41%). W pozostałych przypadkach postępowanie zawieszono (11 wniosków) lub umorzono (14 wniosków), bądź wnioski pozostawiono bez rozpoznania (3 wnioski).

Wśród 182 zatwierdzonych taryf pierwsze taryfy stanowią ok. 26% (47 taryf), taryfy drugie 22,5% (41 taryf), taryfy trzecie 38,5% (70 taryf), a taryfy czwarte ok. 13% (24 taryfy). Spośród 135 drugich, trzecich i czwartych taryf – 88 dotyczy przedsiębiorstw, którym poprzednią taryfę zatwierdzono w 2001 r., a 47 dotyczy przedsiębiorstw, którym poprzednią taryfę zatwierdzono przed 2001 r.

Najwięcej decyzji zatwierdzających taryfy dla ciepła przypada na czerwiec. W tym miesiącu zatwierdzono ok. 38% (70 taryf) wszystkich taryf zatwierdzonych w pierwszym półroczu 2002 r. Spośród taryf zatwierdzonych w czerwcu 90% dotyczy taryf drugich (13 taryf), trzecich (33 taryfy) i czwartych (17 taryf). Jest to związane z terminem zakończenia obowiązywania poprzednich taryf, w tym taryf dla ciepła produkowanego w skojarzeniu z energią elektryczną (zgodnie z obowiązującymi przepisami taryfy dla ciepła i energii elektrycznej ustala się dla tego samego okresu, a rok obowiązywania taryfy dla energii elektrycznej rozpoczyna się z dniem 1 lipca).

Przedstawione w tabeli 1 terminy zakończenia obowiązywania taryf zatwierdzonych w okresie sprawozdawczym, wskazują, że taryfy te będą oddziaływały na poziom opłat ponoszonych przez odbiorców w latach 2002-2005. Ok. 8% taryf zatwierdzonych w okresie sprawozdawczym będzie obowiązywać przez cały rok 2003 i część roku 2004, a dla ponad 11% taryf okres ich obowiązywania zakończy się w 2005 r. Przy czym 34 taryfy, będą stosowane w rozliczeniach z odbiorcami przez okres równy lub dłuższy niż 24 miesiące, co ma istotne znaczenie z punktu widzenia procedury wprowadzania w tym okresie zmian cen i stawek opłat. Zgodnie z przepisami § 28 rozporządzenia taryfowego przedsiębiorstwa energetyczne, które stosują taryfy dla ciepła zatwierdzone na okres nie krótszy niż dwa lata (dla których ustalono współczynnik korekcyjny X_r), 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. Podstawowymi kryteriami, warunkującymi zatwierdzenie taryfy dla ciepła na okres równy lub dłuższy niż 24 miesiące, są w szczególności:

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

Powyższe kryteria spełniały 2 pierwsze, 10 drugich, 19 trzecich i 3 czwarte taryfy dla ciepła, zatwierdzone

Tabela 1. Liczba taryf dla ciepła z terminem zakończenia obowiązywania

Lp.	Rok	Miesiąc, w którym kończy się okres obowiązywania taryfy												Razem
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1	2003		1	10	15	9	49	28	9	20	5			146
2	2004			1	3	3	4	1		3				15
3	2005			2	2	4	8	3	1				1	21

w okresie sprawozdawczym. Z tego ponad połowa dotyczy taryf dla przedsiębiorstw działających na terenie województw wielkopolskiego (8 taryf, tj. ok. 24%), kujawsko-pomorskiego (6 taryf, tj. 18%) i śląskiego (5 taryf, tj. 15%).

2. Charakterystyka przedsiębiorstw

Wśród 182 przedsiębiorstw, którym zatwierdzono w okresie styczeń – czerwiec 2002 r. taryfy dla ciepła, istnieją przedsiębiorstwa prowadzące koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia w ciepło zarówno na terenie jednej gminy, jak i na terenie wielu gmin jednego województwa lub wielu gmin w różnych województwach:

- wyłącznie w zakresie wytwarzania ciepła (28 przedsiębiorstw),
- wyłącznie w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła zakupionego od innych przedsiębiorstw energetycznych (24 przedsiębiorstwa),
- w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła wytworzonego we własnych źródłach ciepła (110 przedsiębiorstw),
- w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła wytworzonego we własnych źródłach ciepła i zakupionego od innych przedsiębiorstw energetycznych (19 przedsiębiorstw),
- wyłącznie w zakresie obrotu ciepłem (1 przedsiębiorstwo).

Z uwagi na bardzo duże zróżnicowanie wielkości przedsiębiorstw objętych sprawozdaniem dokonano ich podziału na grupy, przyjmując następujące kryteria wielkości sprzedaży ciepła:

Wielkość sprzedaży ciepła [GJ]
do 100 000
100 001 do 300 000
300 001 do 500 000
500 001 do 1 000 000
1 000 001 do 5 000 000
5 000 001 do 10 000 000
powyżej 10 000 000

W tej klasyfikacji do grupy małych przedsiębiorstw należą zarówno takie, które eksploatują niewielkie źródła ciepła i/lub sieci ciepłownicze, jak również takie, które eksploatują duże przemysłowe źródła ciepła, pracujące głównie dla potrzeb macierzystych zakładów i sprzedające niewielkie ilości ciepła położonym w pobliżu odbiorcom.

Poniżej przedstawiono zestawienia ilustrujące liczbę i wielkość przedsiębiorstw, prowadzących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła oraz przesyłania i dystrybucji ciepła, którym w okresie styczeń – czerwiec 2002 r. zatwierdzono taryfy dla ciepła. Wymaga wyjaśnienia, że zgodnie z zasadami kalkulacji cen i sta-

wek opłat, wynikającymi z rozporządzenia taryfowego dla ciepła:

- a) sprzedaż ciepła przez przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem ciepła uwzględnia sytuację, gdy przedsiębiorstwo prowadzi działalność:
 - wyłącznie w zakresie wytwarzania ciepła – ilość ciepła sprzedanego odbiorcom (w tym przedsiębiorstwom zajmującym się przesyłaniem tego ciepła),
 - w zakresie wytwarzania i przesyłania wytworzonego ciepła – ilość ciepła sprzedanego odbiorcom i wielkość strat ciepła podczas jego przesyłania siecią ciepłowniczą,
- b) sprzedaż ciepła przez przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem ciepła uwzględnia przypadki, gdy przedsiębiorstwo prowadzi działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła:
 - zakupionego od innych przedsiębiorstw energetycznych – ilość ciepła sprzedanego odbiorcom przyłączonym do sieci zasilanej z obcych źródeł ciepła,
 - wytworzonego we własnych źródłach ciepła – ilość ciepła sprzedanego odbiorcom przyłączonym do sieci zasilanej z własnych źródeł ciepła,
 - wytworzonego we własnych i obcych źródłach ciepła – ilość ciepła sprzedanego odbiorcom przyłączonym do sieci zasilanej z własnych i obcych źródeł ciepła.

Przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem ciepła i przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem ciepła podzielono na grupy według tego samego kryterium wielkości sprzedaży ciepła, co jednak nie oznacza, że przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem ciepła i jednocześnie jego przesyłaniem znajduje się w tej samej grupie w obu tych klasyfikacjach. Należy bowiem wyjaśnić, że wielkość sprzedaży ciepła wytworzonego (z własnych źródeł ciepła) będzie mniejsza od wielkości sprzedaży z sieci ciepłowniczej, gdy dane przedsiębiorstwo sprzedaje odbiorcom przyłączonym do sieci ciepło wytworzone we własnych źródłach i ciepło zakupione od innych przedsiębiorstw. Z kolei wielkość sprzedaży ciepła z wytwarzania będzie większa niż sprzedaż z sieci, gdy dane przedsiębiorstwo sprzedaje odbiorcom ciepło bezpośrednio z własnych źródeł ciepła (w tym przedsiębiorstwom zajmującym się przesyłaniem tego ciepła).

Przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem ciepła

W tabeli 2 przedstawiono strukturę sprzedaży ciepła – w podziale na grupy – przez 157 przedsiębiorstw zajmujących się jego wytwarzaniem, którym taryfę dla ciepła zatwierdzono w okresie sprawozdawczym. Z tabeli tej wynika, że w poszczególnych grupach przedsiębiorstw udział zamówionej mocy cieplnej nie pokrywa się z udziałem sprzedaży ciepła. Jest to spowodowane zróżnicowanym stopniem wykorzystania zamówionej mocy cieplnej w tych grupach przedsiębiorstw. Stopień wykorzystania zamówionej mocy cieplnej oraz czas

Tabela 2. Przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem ciepła

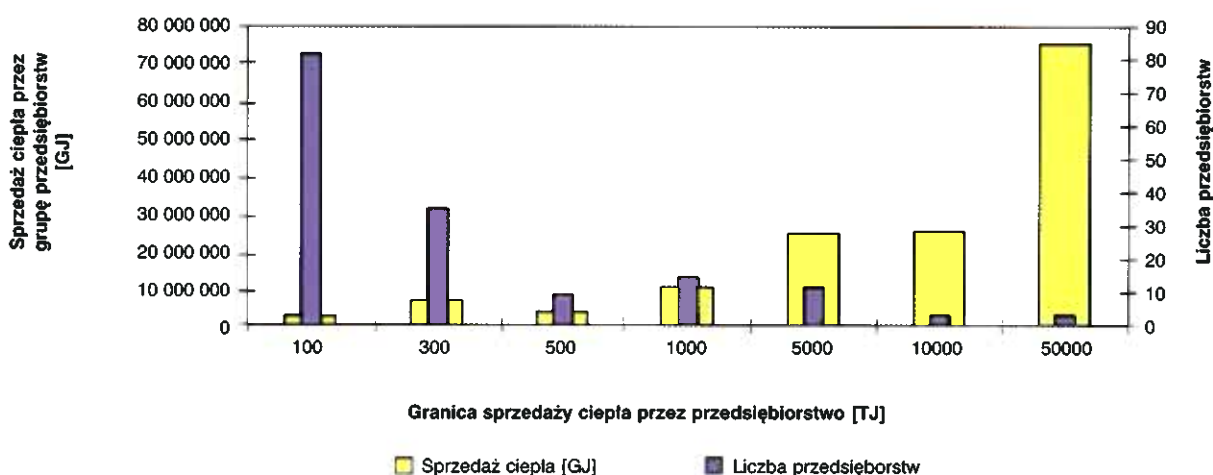
Lp.	Wielkość sprzedaży ciepła w przedsiębiorstwie [GJ]	Przedsiębiorstwa		Zamówiona moc cieplna		Sprzedaż ciepła	
		Liczba	%	MW	%	GJ	%
1	do 100 000	82	52,23	391,442	2,54	2 385 869 ¹⁾	1,63
2	100 001 do 300 000	35	22,29	930,224	6,04	6 427 997 ¹⁾	4,38
3	300 001 do 500 000	9	5,73	448,350	2,91	3 403 664 ¹⁾	2,32
4	500 001 do 1 000 000	14	8,92	1 109,162	7,20	9 862 013 ¹⁾	6,73
5	1 000 001 do 5 000 000	11	7,01	2 662,057	17,29	24 246 871	16,54
6	5 000 001 do 10 000 000	3	1,91	2 699,140	17,53	24 923 651	17,00
7	powyżej 10 000 000	3	1,91	7 156,740	46,49	75 355 447	51,40
8	Ogółem kraj	157	100,00	15 397,115	100,00	146 605 512	100,00

¹⁾ Podana w tabeli 2 ilość ciepła jest mniejsza niż podana w tabeli 6, co wyjaśniono przy omawianiu podziału przedsiębiorstw na grupy i możliwości zakwalifikowania tego samego przedsiębiorstwa do innej grupy w zakresie wytwarzania i do innej grupy w zakresie przesyłania ciepła. Ponadto różnice w ilości sprzedanego ciepła przez przedsiębiorstwa zajmujące się jego wytwarzaniem i przedsiębiorstwa zajmujące się jego przesyłaniem spowodowane są tym, że w okresie sprawozdawczym nie zostały zatwierdzone taryfy dla wszystkich przedsiębiorstw, które pośredniczą w dostawie ciepła do odbiorców z danego terenu.

Tabela 3. Wykorzystanie mocy cieplnej zamówionej w przedsiębiorstwach „wytwórczych”

Lp.	Wielkość sprzedaży ciepła w przedsiębiorstwie [GJ]	Zamówiona moc cieplna [MW]	Sprzedaż ciepła		Stosunek [GJ/MW]	Czas w h (5 : 3)
			GJ	MWh		
1	2	3	4	5	6	7
1	do 100 000	391,442	2 385 869	662 741	6 095	1 693
2	100 001 do 300 000	930,224	6 427 997	1 785 555	6 910	1 919
3	300 001 do 500 000	448,350	3 403 664	945 462	7 592	2 109
4	500 001 do 1 000 000	1 109,162	9 862 013	2 739 448	8 891	2 470
5	1 000 001 do 5 000 000	2 662,057	24 246 871	6 735 242	9 108	2 530
6	5 000 001 do 10 000 000	2 699,140	24 923 651	6 923 236	9 234	2 565
7	powyżej 10 000 000	7 156,740	75 355 447	20 932 069	10 529	2 925
8	Ogółem kraj	15 397,115	146 605 512	40 723 753	9 522	2 645

Rys. 1. Przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem ciepła



wykorzystania tej mocy w poszczególnych grupach obrazuje tabela 3. Wynika z niej, że stosunek ilości sprzedanego ciepła do zamówionej mocy cieplnej i czas wykorzystania tej mocy mają wyższe wartości w dużych niż w małych przedsiębiorstwach.

Średnia zamówiona moc cieplna dla wszystkich 157 przedsiębiorstw wynosi 98,071 MW, a średnia sprzedaż ciepła 933 793 GJ. W dwóch pierwszych grupach (sprzedaż ciepła do 300 TJ) znajduje się prawie 75% przedsiębiorstw (117 małych przedsiębiorstw), dla których śred-

Tabela 4. Struktura sprzedaży ciepła przez przedsiębiorstwa „wytwórcze” w podziale na grupy na terenie poszczególnych województw

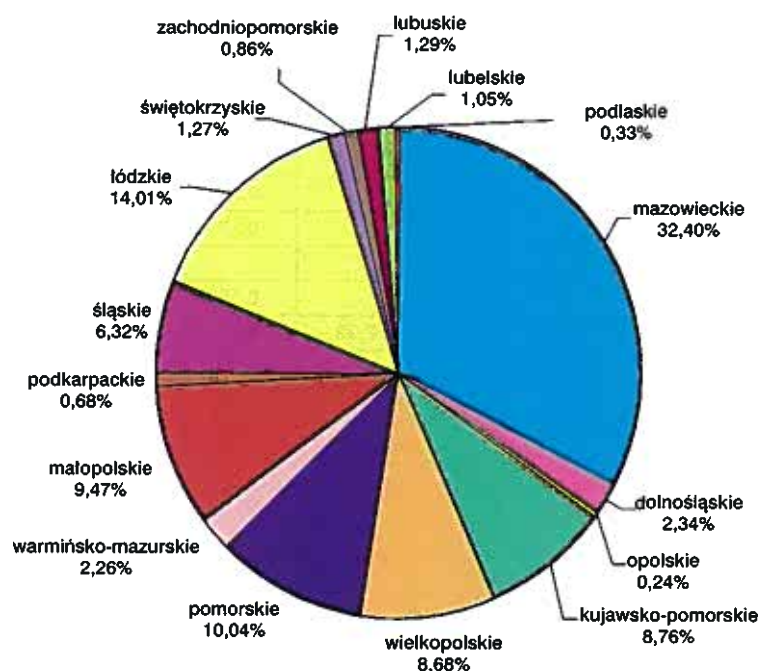
Lp.	Województwo	Udział liczby przedsiębiorstw i sprzedaży ciepła [%]												razem			
		do 100 000 GJ		od 100 001 do 300 000 GJ		od 300 001 do 500 000 GJ		od 500 001 do 1 000 000 GJ		od 1 000 001 do 5 000 000 GJ		od 5 000 001 do 10 000 000 GJ		powyżej 10 000 000 GJ		przeds.	sprzedaz ciepła
		przeds.	udział	przeds.	udział	przeds.	udział	przeds.	udział	przeds.	udział	przeds.	udział	przeds.	udział		
1	mazowieckie	50,00	0,36	21,43	1,41	14,29	1,59	7,14	1,08					7,14	95,56	14	47 495 254
2	dolnośląskie	33,34	3,35	44,44	25,66					22,22	70,99					9	3 434 920
3	opolskie	33,33	20,30	66,67	79,70											3	356 327
4	kujawsko-pomorskie	66,67	1,58													12	12 845 392
5	wielkopolskie	61,91	3,63	19,05	4,92											21	12 726 417
6	pomorskie	50,00	1,14	30,00	4,67	10,00	3,28									10	14 714 964
7	warmińsko-mazurskie	50,00	3,45	25,00	6,73	12,50	10,94									8	3 306 901
8	małopolskie	37,50	0,25	12,50	1,46											8	13 880 356
9	podkarpackie	40,00	2,97	40,00	33,55											5	997 440
10	śląskie	62,50	3,05	6,25	3,04	6,25	3,46	12,50	17,64	12,50	72,81					16	9 264 331
11	łódzkie	40,00	0,61	20,00	2,32	6,67	1,81	26,66	14,49					6,67	80,77	15	20 541 150
12	świętokrzyskie	42,85	2,02	28,57	20,06	14,29	16,80									7	1 864 834
13	zachodniopomorskie	50,00	7,10	25,00	29,78	25,00	63,12									8	1 266 912
14	lubuskie	83,33	14,23													6	1 891 234
15	lubelskie	58,33	11,28	33,33	36,74			8,34	51,98							12	1 533 993
16	podlaskie	33,33	7,82	66,67	92,18											3	485 087
17	Ogółem kraj	52,23	1,63	22,29	4,38	5,73	2,32	8,92	6,73	7,01	16,54	1,91	17,00	1,91	51,40	157	146 605 512

nia zamówiona moc cieplna wynosi 11,296 MW, a średnia sprzedaż ciepła 75 332 GJ. Przedsiębiorstwa te sprzedały zaledwie 6% (8 813 866 GJ) łącznej ilości ciepła sprzedanego przez przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem ciepła, którym zatwierdzono taryfy w okresie sprawozdawczym. Natomiast dwie ostatnie grupy (sprzedaż ciepła powyżej 5 000 T.J) obejmują tylko 3,8% przedsiębiorstw (6 dużych przedsiębiorstw), dla których średnia zamówiona moc cieplna wynosi 1 642,647 MW, a średnia sprzedaż ciepła 16 713 183 GJ. Przedsiębiorstwa te sprzedały 100 279 098 GJ, co stanowi ponad 68% łącznej ilości sprzedanego ciepła.

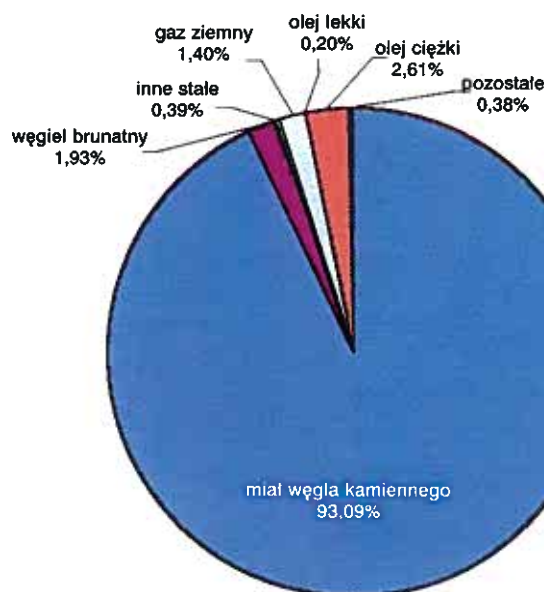
W tabeli 4 przedstawiono strukturę przedsiębiorstw „wytwórczych” w układzie terytorialnym i w podziale na grupy. Struktura ta ma znaczący wpływ na poziom średnich cen ciepła (wynikający z taryf zatwierdzonych w pierwszym półroczu 2002 r.), jaki ukształtował się w poszczególnych województwach.

Z tabeli tej wynika, że w okresie sprawozdawczym zatwierdzono najwięcej taryf dla ciepła dla przedsiębiorstw „wytwórczych” z województw: wielkopolskiego – 13,38% (21 przedsiębiorstw), śląskiego – 10,19% (16 przedsiębiorstw), łódzkiego – 9,55% (15 przedsiębiorstw), mazowieckiego – 8,92% (14 przedsiębiorstw), lubelskiego i kujawsko-pomorskiego – po 7,64% (po 12 przedsiębiorstw). Przy czym struktura liczby przedsiębiorstw nie pokrywa się ze strukturą sprzedaży ciepła. W ww. województwach największą sprzedażą ciepła charakteryzują się przedsiębiorstwa z: mazowieckiego – 32,40% (w tym ponad 95% Elektrociepłowni Warszawskie S.A.), łódzkiego – 14,01% (w tym ponad 80% Zespół Elektrociepłowni S.A. w Łodzi), kujawsko-pomorskiego – 8,76% (w tym 64% Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz S.A.), wielkopolskiego – 8,68% (12 726 417 GJ, w tym blisko 59% Zespół Elektrociepłowni

Rys. 2. Struktura sprzedaży ciepła przez przedsiębiorstwa „wytwórcze”



Rys. 3. Struktura sprzedaży ciepła przez przedsiębiorstwa „wytwórcze” w zależności od rodzaju paliwa



Poznańskich S.A.), śląskiego – 6,32% (w tym blisko 73% Elektrociepłownia Będzin S.A. i Elektrociepłownia Chorzów „ELCHO” Sp. z o.o.). Natomiast w województwie lubelskim sprzedaż ciepła przez 12 przedsiębiorstw stanowi zaledwie 1,05% sprzedaży ciepła przez wszystkie przedsiębiorstwa, którym zatwierdzono taryfy dla ciepła w okresie sprawozdawczym.

Najmniej taryf dla ciepła zatwierdzono dla przedsiębiorstw „wytwórczych” z województw: opolskiego i podlaskiego – po 3 małe przedsiębiorstwa o sprzedaży łącz-

nej stanowiącej odpowiednio 0,24% i 0,33% sprzedaży ciepła przez wszystkie przedsiębiorstwa.

Istotny wpływ na poziom średnich wskaźnikowych cen ciepła w poszczególnych przedsiębiorstwach ma rodzaj paliwa podstawowego używanego w procesie wytwarzania ciepła. Tym samym na poziom średnioważonych cen ciepła w poszczególnych województwach i w kraju istotny wpływ ma przedstawiona na rys. 3 i w tabeli 5 struktura sprzedaży ciepła ze źródeł, w których używane są różne rodzaje paliw.

Tabela 5. Struktura sprzedaży ciepła w zależności od rodzaju używanego paliwa

Lp.	Województwo	ogółem	Paliwo podstawowe						
			miął węgla kamiennego	węgiel brunatny	Inne stałe ^{*)}	gaz ziemny	olej opalowy lekki	olej opalowy ciężki	pozostałe ^{**)}
			GJ	%	%	%	%	%	%
1	mazowieckie	47 495 254	91,77		0,07	1,68	0,08	6,40	
2	dolnośląskie	3 434 920	98,17		0,17	1,57	0,09		
3	opolskie	356 327	32,69			32,07			35,24
4	kujawsko-pomorskie	12 845 392	99,03		0,18	0,46	0,33		
5	wielkopolskie	12 726 417	73,55	22,23	0,13	3,63	0,27		0,19
6	pomorskie	14 714 964	98,80		0,30	0,70	0,21		
7	warmińsko-mazurskie	3 306 901	96,05		1,03	0,95	1,56	0,41	
8	małopolskie	13 880 356	98,33		0,03	1,48	0,09		0,07
9	podkarpackie	997 440	32,82			3,70		63,48	
10	śląskie	9 264 331	97,11		0,01	0,11			2,77
11	łódzkie	20 541 150	98,40		0,81	0,07	0,09	0,51	0,12
12	świętokrzyskie	1 864 834	88,11		10,35	1,54			
13	zachodniopomorskie	1 266 912	96,18			3,49	0,33		
14	lubuskie	1 891 234	91,87		2,62	1,28	2,64	1,02	0,57
15	lubelskie	1 533 993	87,03			4,78		0,97	7,22
16	podlaskie	485 087	99,77				0,23		
17	Ogółem kraj	146 605 512	93,09	1,93	0,39	1,40	0,20	2,61	0,38

*) Źródła opalane grubymi sortymentami węgla kamiennego, koksem itp.

**) Źródła opalane gazem: koksowniczym, propan-butan, poredukcyjnym, a także energią geotermalną i słoną.

Dominującym paliwem jest miął węgla kamiennego, a udział sprzedaży ciepła ze źródeł opalanych tym paliwem (109 przedsiębiorstw) w sprzedaży ciepła ogółem przez przedsiębiorstwa „wytwórcze”, którym zatwierdzono taryfę w okresie sprawozdawczym wynosi 93% w skali kraju. Tylko w województwach podkarpackim i wielkopolskim udział sprzedaży ciepła ze źródeł opalanych tym paliwem jest dużo mniejszy od średniego udziału w kraju. W woj. podkarpackim stanowi on ok. 33% (2 przedsiębiorstwa), a woj. wielkopolskim – ok. 74% (9 przedsiębiorstw).

Przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem ciepła

W tabeli 6 przedstawiono strukturę sprzedaży ciepła – w podziale na grupy – przez 153 przedsiębiorstwa zajmujące się jego przesyłaniem i dystrybucją, którym taryfę dla ciepła zatwierdzono w okresie sprawozdawczym.

Średnia wielkość sprzedaży ciepła dla przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem ciepła wynosi 727 685 GJ. Dwie pierwsze grupy (sprzedaż ciepła do 300 TJ) obejmują 120 małych przedsiębiorstw (78,4%), które sprzedały łącznie 9 420 193 GJ, co stanowi załed-

Tabela 6. Przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem ciepła

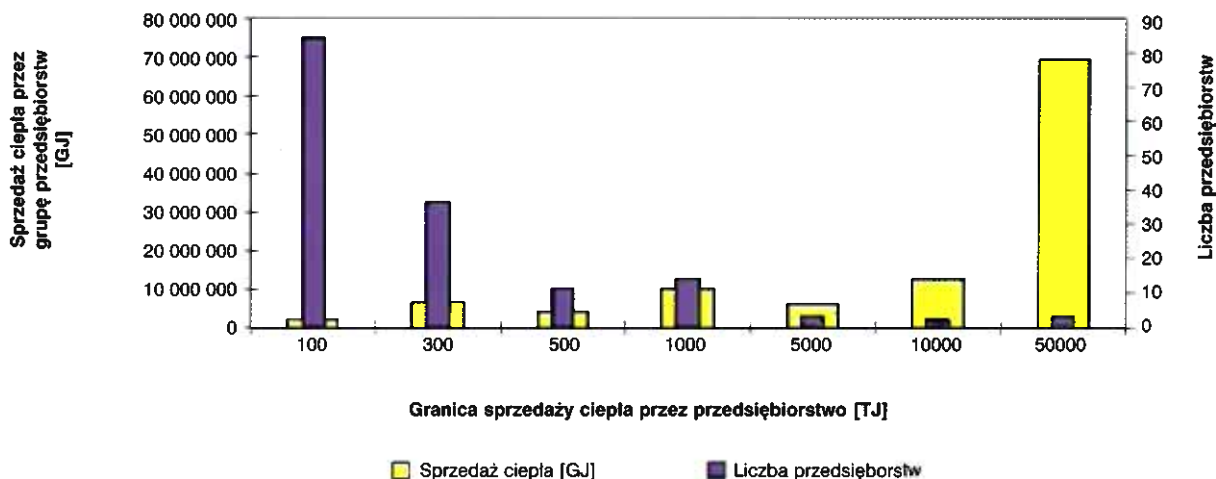
Lp.	Wielkość sprzedaży ciepła w przedsiębiorstwie [GJ]	Przedsiębiorstwa		Sprzedaż ciepła	
		Liczba	%	GJ	%
1	do 100 000	84	54,90	2 572 120 ^{*)}	2,31
2	100 001 do 300 000	36	23,53	6 848 073 ^{*)}	6,15
3	300 001 do 500 000	11	7,19	4 167 864 ^{*)}	3,74
4	500 001 do 1 000 000	14	9,15	10 021 243 ^{*)}	9,00
5	1 000 001 do 5 000 000	3	1,96	6 221 156	5,59
6	5 000 001 do 10 000 000	2	1,31	12 400 902	11,21
7	powyżej 10 000 000	3	1,96	69 021 429	62,00
8	Ogółem kraj	153	100,00	111 335 787	100,00

*) Patrz objaśnienia do tabeli 2.

Tabela 7. Przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem ciepła w poszczególnych województwach

Lp.	Województwo	Przedsiębiorstwa		Sprzedaż ciepła	
		Liczba	%	GJ	%
1	mazowieckie	11	7,19	54 598 514	49,04
2	dolnośląskie	10	6,54	1 879 431	1,69
3	opolskie	3	1,96	754 841	0,68
4	kujawsko-pomorskie	11	7,19	1 500 451	1,35
5	wielkopolskie	21	13,73	2 595 024	2,33
6	pomorskie	10	6,54	8 504 061	7,64
7	warmińsko-mazurskie	5	3,27	645 649	0,58
8	małopolskie	10	6,54	5 104 505	4,58
9	podkarpackie	5	3,27	442 742	0,40
10	śląskie	21	13,73	2 941 613	2,64
11	łódzkie	14	9,15	20 849 979	18,73
12	świętokrzyskie	7	4,58	3 353 272	3,01
13	zachodniopomorskie	6	3,92	1 198 947	1,08
14	lubuskie	4	2,61	148 863	0,13
15	lubelskie	11	7,19	6 070 841	5,45
16	podlaskie	4	2,61	747 054	0,67
17	Ogółem kraj	153	100,00	111 335 787	100,00

Rys. 4. Przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem ciepła



wie 8,5% łącznej ilości ciepła, sprzedanego przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem ciepła, którym zatwierdzono taryfy dla ciepła w okresie sprawozdawczym. Natomiast dwie ostatnie grupy (sprzedaż ciepła powyżej 5 000 Tj) obejmują tylko 5 dużych przedsiębiorstw (3,3%), które sprzedały 81 505 331 GJ, co stanowi 73,2% łącznej ilości ciepła.

W tabeli 7 przedstawiono strukturę przedsiębiorstw „przesyłowych” w podziale terytorialnym. Z tabeli tej wynika, że w okresie sprawozdawczym zatwierdzono najwięcej taryf dla ciepła dla przedsiębiorstw „przesyłowych” z województw: wielkopolskiego i śląskiego. W każdym z tych województw zatwierdzono po 21 taryf

(po 13,73%). Przy czym w obu województwach struktura liczby przedsiębiorstw nie pokrywa się ze strukturą sprzedaży ciepła. Udział sprzedaży ciepła przez przedsiębiorstwa „przesyłowe” w tych województwach stanowi odpowiednio 2,33 i 2,64% sprzedaży ciepła przez wszystkie przedsiębiorstwa, którym zatwierdzono taryfy dla ciepła w okresie sprawozdawczym.

Największa sprzedaż ciepła dotyczy przedsiębiorstw w woj. mazowieckim i łódzkim. W woj. mazowieckim sprzedaż przez 11 przedsiębiorstw stanowi 49,04% (w tym ok. 75% Stołeczne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej i ok. 21% Ostrołęckie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.), a w woj. łódzkim sprzedaż przez

14 przedsiębiorstw stanowi 18,73% (w tym ok. 80% Zespół Elektrociepłowni S.A. w Łodzi) sprzedaży ciepła przez wszystkie przedsiębiorstwa „przesyłowe”, którym zatwierdzono taryfy w okresie sprawozdawczym.

3. Poziom cen i stawek opłat w przedsiębiorstwach

Rozporządzenie taryfowe stanowi w § 7 ust. 1 i 2, że taryfy przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie wytwarzania ciepła zawierają ceny za zamówioną moc cieplną, ceny ciepła i ceny nośnika ciepła. Ponieważ ceny te są nieporównywalne ze względu na różne wielkości odniesienia (zł/MW, zł/GJ i zł/m³), a ich poziom zależy od wielu czynników, w celu umożliwienia porównywania cen ciepła wytwarzanego w różnych źródłach, a przede wszystkim aby umożliwić określenie skutków zmiany tych cen dla odbiorców, rozporządzenie taryfowe wprowadziło w § 26 ust. 1 obowiązek obliczania średnich wskaźnikowych cen ciepła. Ceny te stanowią iloraz sumy opłat od odbiorców (za zamówioną moc cieplną, za ciepło i za nośnik ciepła) i sumy ciepła oddanego do sieci oraz sprzedanego odbiorcom bezpośrednio ze źródeł ciepła.

Analogicznie, przepisy § 7 ust. 2 i 3 rozporządzenia taryfowego stanowią, że taryfy przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła zawierają stawki opłat stałych i stawki opłat zmiennych za usługi przesyłowe oraz stawki opłat abonamentowych, a zgodnie z § 26 ust. 1 tego rozporządzenia

istnieje obowiązek określania średnich wskaźnikowych stawek opłat za usługi przesyłowe, które stanowią iloraz sumy opłat od odbiorców (stałych i zmiennych opłat za usługi przesyłowe oraz opłat abonamentowych) i sumy ciepła sprzedanego odbiorcom przyłączonym do sieci ciepłowniczych.

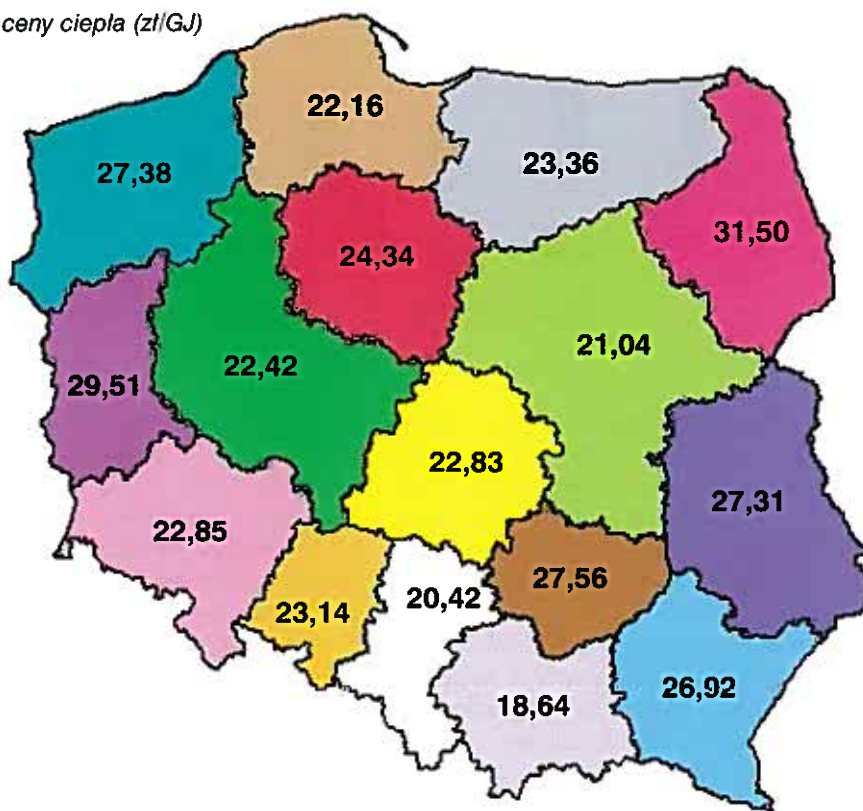
W celu umożliwienia porównań w skali makro, tj. w skali województw i całego kraju określone zostały średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe (netto – bez podatku VAT), które obliczono na podstawie zatwierdzonych w pierwszym półroczu 2002 r. taryf ciepła jako:

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

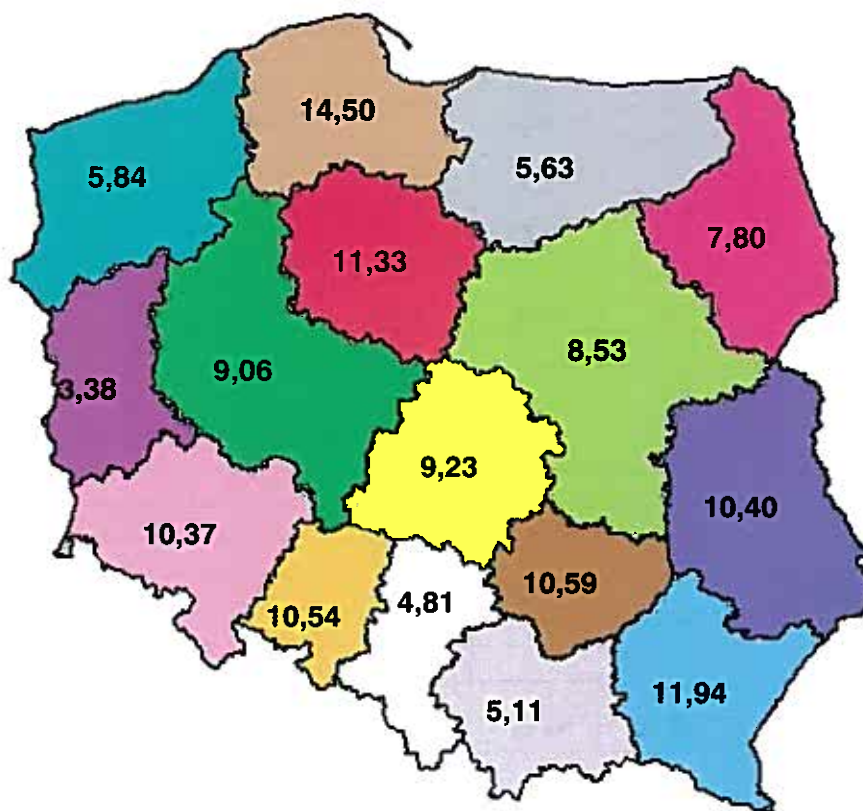
Średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe

Na rys. 5 przedstawiono średnioważone ceny ciepła „ogółem”, a na rys. 6 – średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe w poszczególnych województwach dla pierwszego roku obowiązywania taryf zatwierdzonych w okresie styczeń – czerwiec 2002 r.

Rys. 5. Średnioważone ceny ciepła (zł/GJ)



Rys. 6. Średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe (zł/GJ)



Zróżnicowanie średnioważonych cen ciepła „ogółem” (niezależnie od rodzaju paliwa) w poszczególnych województwach zawiera się w granicach od 18,64 do 31,50 zł/GJ przy średnioważonej cenie ciepła w skali kraju 22,03 zł/GJ. Natomiast zróżnicowanie średnioważonych stawek opłat za usługi przesyłowe zawiera się w granicach od 3,38 do 14,50 zł/GJ przy średnioważonej stawce opłat za usługi przesyłowe w skali kraju 9,08 zł/GJ.

Istotny wpływ na poziom średnioważonych cen ciepła przedstawionych na rys. 5, jak już wspomniano, ma rodzaj paliwa, którym opalane są źródła ciepła. W związku z tym w tabeli 8 (na stronie 18) przedstawiono średnioważone ceny ciepła w zależności od rodzaju paliwa podstawowego używanego w procesie wytwarzania ciepła.

Należy też nadmienić, że dla małych źródeł ciepła (zamówiona moc cieplna do 1 MW) ustalane są – stosownie do postanowień rozporządzenia taryfowego – stawki opłat zamiast cen za zamówioną moc cieplną, cen ciepła i cen nośnika ciepła. W stawkach opłat uwzględnione są koszty przesyłania ciepła z tych źródeł do sąsiednich obiektów (za pośrednictwem zewnętrznych instalacji odbiorczych). Powoduje to zróżnicowanie średnich wskaźnikowych cen ciepła, gdyż ceny te są wyższe w przedsiębiorstwach eksploatujących małe źródła ciepła w stosunku do cen w przedsiębiorstwach sprzedających ciepło z większych źródeł.

Natomiast poziom średniej wskaźnikowej stawki opłat za usługi przesyłowe zależy od zakresu usług

świadczonych przez dane przedsiębiorstwo. Zakres usług świadczonych przez przedsiębiorstwa „przesyłowe” jest bardzo zróżnicowany i zależy od tego, czy węzły cieplne i zewnętrzne instalacje odbiorcze należą do przedsiębiorstwa energetycznego, czy przedsiębiorstwo płaci odbiorcom za udostępnienie pomieszczeń węzłów cieplnych itp. Przedstawione na rys. 6 średnioważone stawki opłat w poszczególnych województwach nie uwzględniają tego zróżnicowania.

Ceny ciepła w źródłach opalanych miałem węgla kamiennego

Z tabeli 8 wynika, że w poszczególnych województwach średnioważona cena ciepła wytwarzanego w źródłach opalanych miałem węgla kamiennego wynosi od 18,28 zł/GJ (woj. opolskie) i 18,40 zł/GJ (woj. małopolskie) do 28,15 zł/GJ (woj. lubuskie) i 31,49 zł/GJ (woj. podlaskie).

W woj. opolskim sprzedaż ciepła ze źródeł opalanych miałem węglowym – stanowiąca 32,69% całej sprzedaży – dotyczy 2 przedsiębiorstw. Niski poziom średniej ceny w tym województwie wynika stąd, że ok. 62% sprzedaży ciepła wytwarzanego z mialu węglowego stanowi ciepło sprzedawane po cenie 10,33 zł/GJ (średnia wskaźnikowa cena ciepła) przez Elektrownię Opole S.A.

W woj. małopolskim sprzedaż ciepła ze źródeł opalanych miałem węglowym – stanowiąca 98,33% całej

Tabela 8. Średni poziom cen ciepła w zależności od rodzaju używanego paliwa

Lp.	Województwo	Średnioważona cena ciepła [zł/GJ]						
		miał węgla kamiennego	węgiel brunatny	Inne stałe	gaz ziemny	olej opałowy lekki	olej opałowy ciężki	paliwa pozostałe
1	mazowieckie	20,74		37,08	25,77	39,41	23,71	
2	dolnośląskie	22,45		43,05	44,89	41,09		
3	opolskie	18,28			29,27			20,92
4	kujawsko-pomorskie	24,14		40,36	45,89	45,72		
5	wielkopolskie	22,80	18,19	35,49	38,03	50,50		23,27
6	pomorskie	21,99		40,11	32,47	45,25		
7	warmińsko-mazurskie	22,47		34,84	36,13	58,31	39,87	
8	małopolskie	18,40		43,23	32,71	38,87		21,59
9	podkarpackie	26,34			35,04		26,74	
10	śląskie	20,44		49,79	30,17			19,37
11	łódzkie	22,60		34,74	38,68	49,34	38,62	29,06
12	świętokrzyskie	25,15		45,13	47,41			
13	zachodniopomorskie	26,83			40,46	48,27		
14	lubuskie	28,15		41,47	34,46	51,66	45,18	51,12
15	lubelskie	25,18			35,14		24,78	48,10
16	podlaskie	31,49				51,64		
17	Ogółem kraj	21,73	18,19	39,83	32,32	48,59	24,79	26,63

sprzedaży – występuje w 5 przedsiębiorstwach. Niski poziom średniej ceny w województwie jest wynikiem niskich średnich wskaźnikowych cen ciepła w 3 przedsiębiorstwach: Huta im. T. Sendzimira S.A. w Krakowie – 17,84 zł/GJ, Energetyka Dwory Sp. z o.o. Oświęcim – 15,26 zł/GJ, EC Kraków S.A. – 18,99 zł/GJ, o sprzedaży stanowiącej ok. 95% łącznej sprzedaży ciepła wytwarzanego z miału węglowego w województwie.

W woj. lubuskim sprzedaż ciepła ze źródeł opalanych miałem węglowym dotyczy 5 przedsiębiorstw i stanowi 91,87% całej sprzedaży ciepła. W każdym z tych przedsiębiorstw średnia wskaźnikowa cena ciepła jest wyższa od krajowej średniej ceny ciepła ze źródeł opalanych miałem węglowym. Przy czym najwyższe ceny występują w przedsiębiorstwach: Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Gmina Szprotawa (39,84 zł/GJ), KOMUNALNIK Sp. z o.o. Sulęcina (38,95 zł/GJ) i Zakład Budżetowy Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Gmina Wschowa (34,54 zł/GJ), które sprzedają niewielkie ilości ciepła i wg klasyfikacji z pkt 2 należą do grupy o sprzedaży ciepła do 100 TJ. Kolejnym przedsiębiorstwem zaliczanym do tej grupy jest ZASET Sp. z o.o. w Kożuchowie ze średnią wskaźnikową ceną ciepła na poziomie 22,79 zł/GJ. Ponadto dość wysoka – 27,69 zł/GJ – średnia wskaźnikowa cena ciepła wynika z zatwierdzonej taryfy dla Elektrociepłowni Zielona Góra.

W woj. podlaskim sprzedaż ciepła ze źródeł opalanych miałem węglowym – stanowiąca 99,77% całej sprzedaży – dotyczy 3 przedsiębiorstw: Zakładu Energetyki Ciepłej, Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o. Choroszcz, Zakładów Usług Technicznych „FASTY”

Białostok i Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej S.A. Bielsk Podlaski. W przedsiębiorstwie ZECWiK Sp. z o.o. Choroszcz, sprzedającym bardzo małą ilość ciepła (wg klasyfikacji z pkt 2 należącym do grupy o sprzedaży ciepła do 100 TJ), średnia wskaźnikowa cena ciepła wynosi 27,64 zł/GJ. W pozostałych 2 przedsiębiorstwach występuje sprzedaż powyżej 200 TJ (grupa o sprzedaży ciepła do 300 TJ). W przedsiębiorstwie ZUT „FASTY” Białostok średnia wskaźnikowa cena ciepła wynosi 28,91 zł/GJ, a w MPEC S.A. Bielsk Podlaski – 35,28 zł/GJ. Przy czym należy podkreślić, że w ostatnim z tych przedsiębiorstw nastąpiła obniżka średniej wskaźnikowej ceny ciepła produkowanego z miału węglowego o 11,71% (w stosunku do ostatnio stosowanej).

Ceny ciepła w źródłach opalanych węglem brunatnym

W źródłach opalanych węglem brunatnym średnioważona cena ciepła w wysokości 18,19 zł/GJ dotyczy tylko 1 przedsiębiorstwa „wytwórczego” – Zespołu Elektrociepłowni Pątnów-Adamów-Konin w województwie wielkopolskim.

Ceny ciepła w źródłach opalanych innymi paliwami stałymi

Z tabeli 8 wynika, że najniższa średnioważona cena ciepła wytwarzanego w źródłach opalanych innymi paliwami stałymi wynosi 34,74 zł/GJ i występuje w woj. łódzkim, gdzie sprzedaż ciepła przez 2 przedsiębiorstwa ze źródeł opalanych innymi paliwami stałymi stanowi

mniej niż 1% łącznej sprzedaży ciepła. Niski poziom tej ceny wynika stąd, że ok. 84% sprzedaży ciepła wytwarzanego w tym województwie z innych paliw stałych (węgiel kamienny) stanowi ciepło sprzedawane po cenie 33,54 zł/GJ (obniżka o 5,76% w stosunku do ostatnio stosowanej średniej wskaźnikowej ceny ciepła dotyczącej paliw innych stałych) przez Zakład Energetyki Ciepłej w Łowiczu Sp. z o.o.

Najwyższa średnia cena ciepła wytwarzanego w źródłach opalanych innymi paliwami stałymi – 49,79 zł/GJ – występuje w woj. śląskim, w którym sprzedaż 1 383 GJ dotyczy ciepła wytwarzanego z koksu i stanowi zaledwie 0,01% łącznej sprzedaży ciepła. Ciepło to sprzedaje przedsiębiorstwo TERMA DOM Sp. z o.o. Zabrze, a sprzedaż ta stanowi tylko ok. 0,5% całej sprzedaży ciepła przez to przedsiębiorstwo.

Ceny ciepła w źródłach opalanych gazem ziemnym

Średnia cena ciepła wytwarzanego w źródłach opalanych gazem ziemnym wynosi 32,32 zł/GJ, przy czym najniższa średnia cena wynosi 25,77 zł/GJ w woj. mazowieckim, a najwyższa 47,41 zł/GJ w woj. świętokrzyskim.

W woj. mazowieckim sprzedaż ciepła wytwarzanego z gazu ziemnego przez 4 przedsiębiorstwa stanowi 1,68% łącznej sprzedaży ciepła w województwie. Niski poziom średniej ceny ciepła wytwarzanego z gazu ziemnego wynika z poziomu średnich wskaźnikowych cen ciepła w 2 przedsiębiorstwach, które sprzedają razem ok. 97% łącznej w województwie sprzedaży ciepła wytwarzanego z tego paliwa. Są to Stołeczne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Warszawie i Energia Siedlce Sp. z o.o., w których średnie wskaźnikowe ceny ciepła wytwarzanego z gazu wynoszą odpowiednio 29,04 zł/GJ i 23,35 zł/GJ.

W woj. świętokrzyskim sprzedaż ciepła wytwarzanego z gazu ziemnego przez 3 przedsiębiorstwa stanowi 1,54% łącznej sprzedaży ciepła w województwie. Wszystkie te przedsiębiorstwa sprzedają ciepło z bardzo małych źródeł opalanych gazem, a łączna sprzedaż wynosi zaledwie 28 679 GJ. Są to Zespół Opieki Zdrowotnej – Skarżysko Kamienna, Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Kielce i Komunalny Związek Ciepłownictwa PONIDZIE – Busko Zdrój, w których średnie wskaźnikowe ceny ciepła wytwarzanego z gazu ziemnego wynoszą odpowiednio 43,92 zł/GJ, 49,73 zł/GJ i 48,38 zł/GJ.

Ceny ciepła w źródłach opalanych lekkim olejem opalowym

Średnia krajowa cena ciepła wytwarzanego w źródłach opalanych lekkim olejem opalowym wynosi 48,59 zł/GJ, przy czym najniższa średnia cena występuje w woj. małopolskim – 38,87 zł/GJ, a najwyższa w woj. warmińsko-mazurskim – 58,31 zł/GJ.

W woj. małopolskim sprzedaż ciepła wytwarzanego ze źródeł opalanych lekkim olejem opalowym występuje

w 3 przedsiębiorstwach i stanowi tylko 0,09% łącznej sprzedaży ciepła w województwie. We wszystkich przedsiębiorstwach średnie wskaźnikowe ceny ciepła wytwarzanego z lekkiego oleju opalowego są niższe od średniej ceny krajowej. Najniższa jest średnia wskaźnikowa cena ciepła wytwarzanego z tego paliwa – 35,53 zł/GJ – w przedsiębiorstwie energetycznym Gmina Tuchów, które sprzedaje ok. 69% całej ilości ciepła sprzedawanego w województwie ze źródeł opalanych lekkim olejem opalowym.

Najwyższa średnia cena ciepła wytwarzanego w źródłach opalanych lekkim olejem opalowym – 58,31 zł/GJ – występuje w woj. warmińsko-mazurskim, w którym sprzedaż przez 3 przedsiębiorstwa 51 466 GJ ciepła wytwarzanego z lekkiego oleju opalowego stanowi 1,56% całej sprzedaży ciepła. Wysoki poziom średniej wskaźnikowej ceny ciepła wynika ze średniej wskaźnikowej ceny ciepła wytwarzanego z lekkiego oleju opalowego w Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Goldap, która wynosi 61,12 zł/GJ. Należy jednak podkreślić, że cena ta jest niższa o 11,18% od ceny ostatnio stosowanej przez to przedsiębiorstwo.

Ceny ciepła w źródłach opalanych ciężkim olejem opalowym

Średnia cena ciepła wytwarzanego w źródłach opalanych ciężkim olejem opalowym wynosi w skali kraju 24,79 zł/GJ.

Najniższa średnia cena 23,71 zł/GJ występuje w woj. mazowieckim. Jest to średnia wskaźnikowa cena ciepła dla dużego źródła ciepła w ELEKTROCIEPŁOWNIACH WARSZAWSKICH S.A. Sprzedaż ciepła z tego źródła stanowi ok. 79% krajowej sprzedaży ciepła ze źródeł opalanych ciężkim olejem opalowym.

Najwyższa średnia cena ciepła wytwarzanego w źródłach opalanych ciężkim olejem opalowym (45,18 zł/GJ) dotyczy przedsiębiorstwa SIM S.A. w Zielonej Górze w woj. lubuskim. Sprzedaż ciepła wytwarzanego z ciężkiego oleju opalowego wynosi zaledwie 19 265 GJ, co stanowi 1,02% łącznej sprzedaży ciepła w woj. lubuskim przez przedsiębiorstwa, którym zatwierdzono taryfy w okresie sprawozdawczym.

Ceny ciepła w źródłach opalanych pozostałymi paliwami

Z tabeli 8 wynika, że największe zróżnicowanie cen (od 19,37 do 51,12 zł/GJ, średnioważona cena 26,63 zł/GJ) występuje w źródłach ciepła opalanych pozostałymi paliwami, w których wykorzystywane są różne rodzaje paliw lub energii, co umownie określono jako „pozostałe” paliwa. Ponieważ sprzedaż ciepła ze źródeł ciepła opalanych pozostałymi paliwami stanowi bardzo mały udział w krajowej sprzedaży ciepła (źródła w 10 przedsiębiorstwach o sprzedaży ciepła stanowiącej 0,38% krajowej sprzedaży ciepła), w tabeli 8 nie zostały wyodrębnione średnie ceny ciepła w zależności od rodzaju paliw pozostałych. Dane w tym zakresie przedstawia tabela 9.

Tabela 9. Średni poziom cen ciepła w zależności od rodzaju paliw pozostałych

Lp.	Województwo	Średnioważona cena ciepła [zł/GJ]			
		energia geotermalna	gaz propan-butan	gaz koksowniczy	inne
1	opolskie			20,92	
2	wielkopolskie				23,27 ^{*)}
3	małopolskie	21,59			
4	śląskie			20,89	13,42 ^{**)}
5	łódzkie	29,06			
6	lubuskie		51,12		
7	lubelskie		48,10		
8	Ogółem kraj	27,01	48,37	20,90	16,53

*) 1 przedsiębiorstwo (huta szkła) sprzedające ciepło odpadowe z procesu technologicznego (gdzie paliwem jest gaz) po cenie 19,92 zł/GJ oraz 1 przedsiębiorstwo sprzedające ciepło wytwarzane ze słomy po cenie 27,45 zł/GJ.

**) 1 przedsiębiorstwo (huta cynku) sprzedające ciepło z gazu poredukcyjnego.

Minimalne i maksymalne średnie wskaźnikowe ceny ciepła

W kolejnych tabelach przedstawiono wykaz przed-

siębiorstw z najniższymi i najwyższymi średnimi wskaźnikowymi cenami ciepła w poszczególnych województwach w zależności od rodzaju paliwa.

Tabela 10. Najniższe i najwyższe średnie wskaźnikowe ceny ciepła w źródłach opalanych miałem węgla kamiennego

Lp.	Województwo	Średnia wskaź. cena ciepła [zł/GJ]		Nazwa przedsiębiorstwa
		min.	max.	
1	mazowieckie	min.	14,92	Elektrownia Kozienice S.A. – Świerże Górne
		max.	33,13	Mazow. Wytw. Wódek i Drożdży POLMOS S.A. – Józefów
2	dolnośląskie	min.	16,58	KGHM POLSKA MIEDŹ S.A. – Lubin
		max.	36,72	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Syców) – Syców
3	opolskie	min.	10,33	Elektrownia Opole S.A. – Brzezie k/Opola
		max.	31,32	Miej. Zakład Energ. Ciepłej Sp. z o.o. – Kędzierzyn Koźle
4	kujawsko-pomorskie	min.	13,33	Fabryka Cukru w Tucznie S.A. – Tucznio
		max.	41,35	Przeds. Energ. Ciepłej Sp. z o.o. – Aleksandrów Kujawski
5	wielkopolskie	min.	22,19	Zespół Elektrociepłowni Poznańskich S.A. – Poznań
		max.	40,02	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Śrem
6	pomorskie	min.	21,63	Zespół Elektrociepłowni Wybrzeże S.A. – Gdańsk
		max.	35,80	„Gminna Energetyka Ciepła” Sp. z o.o. – Skaryszewy
7	warmińsko-mazurskie	min.	21,12	Elektrociepłownia Elbląg Sp. z o.o. – Elbląg
		max.	35,98	Przedsiębiorstwo Instalacyjne „PRIM” S.A. – Elk
8	małopolskie	min.	15,26	Energetyka Dwory Sp. z o.o. – Oświęcim
		max.	26,10	Spół. Mieszk. Lokat.-Włas. „ZORZA” – Myślenice
9	podkarpackie	min.	23,39	Miej. Przeds. Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Dębica
		max.	31,81	Ciepłownia Łańcut Sp. z o.o. – Łańcut
10	śląskie	min.	8,11	ELEKTROWNIA RYBNIK S.A. – Rybnik
		max.	38,49	BUMAR – LABĘDY S.A. – Gliwice
11	łódzkie	min.	20,70	Okręgowa Spółdzielnia Mleczarska – Łowicz
		max.	29,18	Fagum – Stomil S.A. – Łódź
12	świętokrzyskie	min.	22,14	Miej. Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Ostrowiec Świętokrzyski
		max.	38,57	Komunalny Związek Ciepłownictwa PONIDZIE – Busko Zdrój
13	zachodniopomorskie	min.	24,90	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Świnoujście
		max.	35,13	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Drawsko Pomorskie
14	lubuskie	min.	22,79	ZASET Sp. z o.o. – Koźuchów
		max.	39,84	Zakład Gosp. Komun. i Mieszk. (Gmina Szprotawa) – Szprotawa

15	lubelskie	min.	15,62	Cukrownia Woźuczyn S.A. – Woźuczyn
		max.	37,38	Zakład Energetyki Ciepłej (Miasto Hrubieszów) – Hrubieszów
16	podlaskie	min.	27,64	Zakład Energ. Ciepł., Wodoc. i Kanal. Sp. z o.o. – Choroszcz
		max.	35,28	Miej. Przeds. Energetyki Ciepłej S.A. – Bielsk Podlaski
17	Ogółem kraj	min.	8,11	ELEKTROWNIA RYBNIK S.A. – Rybnik – woj. śląskie
		max.	41,35	PEC Sp. z o.o. – Aleksandrów Kujawski – woj. kuj.-pom.

Tabela 11. Najniższe i najwyższe średnie wskaźnikowe ceny ciepła w źródłach opalanych innymi paliwami stałymi

Lp.	Województwo	Średnia wskaź. cena ciepła [zł/GJ]		Nazwa przedsiębiorstwa
		min.	max.	
1	mazowieckie	min.	35,62	Miejski Zakład Usług Komunalnych (Miasto Pionki) – Pionki
		max.	39,49	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej – Zwoleń
2	dolnośląskie		43,05	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Olawa *)
3	opolskie			–
4	kujawsko-pomorskie	min.	37,25	Referat Gospodarczy (Miasto i Gmina Radzyń Chełmiński)
		max.	45,46	Przeds. Energ. Ciepłej Sp. z o.o. – Aleksandrów Kujawski
5	wielkopolskie	min.	31,16	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Września
		max.	45,83	„Przedsiębiorstwo Komunalne” Sp. z o.o. – Pniewy
6	pomorskie	min.	35,69	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Chojnice
		max.	47,11	Zakład Energ. Ciepł. STAR – PEC Sp. z o.o. – Starogard Gdański
7	warmińsko-mazurskie		34,84	Przedsiębiorstwo Ciepłownictwa Sp. z o.o. – Działdowo *)
8	małopolskie	min.	37,09	P. Ener. Ciepł. GEOTERMIA PODHALAŃSKA S.A. – Szaflary
		max.	43,90	Spół. Mieszk. Lokat.-Własnościowa „ZORZA” – Myślenice
9	podkarpackie			–
10	śląskie		49,79	TERMA – DOM Sp. z o.o. – Zabrze *)
11	łódzkie	min.	33,54	Zakład Energetyki Ciepłej w Łowiczu Sp. z o.o.
		max.	40,83	Miejski Zakład Komunalny (Miasto Głowno) – Głowno
12	świętokrzyskie	min.	41,28	Komunalny Związek Ciepłownictwa PONIDZIE – Busko Zdrój
		max.	51,00	Miej. Przeds. Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Kielce
13	zachodniopomorskie			–
14	lubuskie	min.	34,63	Zakład Budżetowy Gosp. Komun. i Mieszk. (Gmina Wschowa)
		max.	45,62	Zakład Gosp. Komun. i Mieszk. (Gmina Szprotawa) – Szprotawa
15	lubelskie			–
16	podlaskie			–
17	Ogółem kraj	min.	31,16	PEC Sp. z o.o. – Września – woj. wielkopolskie
		max.	51,00	MPEC Sp. z o.o. – Kielce – woj. świętokrzyskie

*) Tylko 1 przedsiębiorstwo w województwie.

Tabela 12. Najniższe i najwyższe średnie wskaźnikowe ceny ciepła w źródłach opalanych gazem ziemnym

Lp.	Województwo	Średnia wskaź. cena ciepła [zł/GJ]		Nazwa przedsiębiorstwa
		min.	max.	
1	mazowieckie	min.	23,35	Energia Siedlce Sp. z o.o. – Siedlce
		max.	41,53	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej – Zwoleń
2	dolnośląskie	min.	39,47	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Syców) – Syców
		max.	51,73	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Pieliszu Sp. z o.o.
3	opolskie		29,27	Miej. Zakład Energ. Ciepłej Sp. z o.o. – Kędzierzyn Koźle *)
4	kujawsko-pomorskie	min.	39,38	Zak. Gosp. Kom. i Mieszk. (Miasto i Gm. Kowalewo Pomorskie)
		max.	48,78	Miejskie Przed. Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Ciechocinek
5	wielkopolskie	min.	31,91	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Września
		max.	45,74	Energooptim Bartkowiak, Cichy, Trawiński Sp. j. – Poznań
6	pomorskie	min.	30,41	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa – Gdańsk
		max.	39,90	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Chojnice

7	warmińsko-mazurskie	min.	35,89	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Giżycko
		max.	37,48	Przedsiębiorstwo Ciepłownicze Sp. z o.o. – Działdowo
8	małopolskie	min.	31,67	P. Ener. Ciepł. GEOTERMIA PODHALAŃSKA S.A. – Szafłary
		max.	44,26	BTB Polska Sp. z o.o. – Kraków
9	podkarpackie	min.	30,31	Fabryka Firanek WISAN S.A. – Skopanie
		max.	40,77	Miejskie Przed. Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Dębica
10	śląskie	min.	30,00	Katowicka Spółdzielnia Mieszkaniowa – Katowice
		max.	31,26	TERMA – DOM Sp. z o.o. – Zabrze
11	łódzkie	min.	35,32	Zak. Gosp. Kom. i Mieszk. (Miasto Pabianice) – Pabianice
		max.	49,68	Przed. Komunalne Gminy Konstantynów Łódzki Sp. z o.o.
12	świętokrzyskie	min.	43,92	Zespół Opieki Zdrowotnej – Skarżysko Kamienna
		max.	49,73	Miej. Przeds. Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Kielce
13	zachodniopomorskie	min.	37,24	Samodź. Publicz. Zespół Zakładów Opieki Zdrowotnej – Gryfice
		max.	41,55	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Drawsko Pomorskie
14	lubuskie	min.	27,20	Zakład Budżetowy Gosp. Komun. i Mieszk. (Gmina Wschowa)
		max.	38,95	Zakład Gosp. Komun. i Mieszk. (Gmina Szprotawa) – Szprotawa
15	lubelskie	min.	27,23	Zakłady Tytoniowe w Lublinie S.A.
		max.	38,07	Przed. Gospod. Komun. i Mieszk. Sp. z o.o. – Janów Lubelski
16	podlaskie			–
17	Ogółem kraj	min.	23,35	Energla Siedlce Sp. z o.o. – Siedlce – woj. mazowieckie
		max.	51,73	PEC w Pieńsku Sp. z o.o. – woj. dolnośląskie

*) Tylko 1 przedsiębiorstwo w województwie.

Tabela 13. Najniższe i najwyższe średnie wskaźnikowe ceny ciepła w źródłach opalanych lekkim olejem opałowym

Lp.	Województwo	Średnia wskaź. cena ciepła [zł/GJ]		Nazwa przedsiębiorstwa
		min.	max.	
1	mazowieckie	min.	26,84	Polterm Sp. z o.o. – Warszawa
		max.	44,93	Miejski Zakład Usług Komunalnych (Miasto Pionki) – Pionki
2	dolnośląskie	min.	39,49	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Syców) – Syców
		max.	41,66	Miejska Gospodarka Komunalna Sp. z o.o. – Oleśnica
3	opolskie			–
4	kujawsko-pomorskie	min.	39,09	OPEC Grudziądz Sp. z o.o.
		max.	49,80	Zak. Gosp. Kom. i Mieszk. (Miasto i Gm. Kowalewo Pomorskie)
5	wielkopolskie	min.	40,75	Spółdzielnia Mieszk. Lokatorsko-Własnościowa – Gostyń
		max.	55,88	Zakład Energ. Ciepłej i Usług Komun. Sp. z o.o. – Jastrowie
6	pomorskie	min.	38,34	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa – Gdańsk
		max.	47,34	Zakład Energ. Ciepł. STAR – PEC Sp. z o.o. – Starogard Gdański
7	warmińsko-mazurskie	min.	34,93	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Giżycko
		max.	61,12	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Gołdap
8	małopolskie	min.	35,53	Gmina Tuchów
		max.	46,52	Spół. Mieszk. Lokat.-Włas. „ZORZA” – Myślenice
9	podkarpackie			–
10	śląskie			–
11	łódzkie	min.	36,91	Zak. Gosp. Kom. i Mieszk. (Miasto Pabianice) – Pabianice
		max.	58,38	Pabianickie Zakłady Farm. POLFA – Pabianice
12	świętokrzyskie			–
13	zachodniopomorskie		48,27	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Wałcz *)
14	lubuskie	min.	41,24	KOMUNALNIK Sp. z o.o. – Sulęcín
		max.	52,55	SIM S.A. – Zielona Góra
15	lubelskie			–
16	podlaskie		51,64	Miej. Przeds. Energetyki Ciepłej S.A. – Bielsk Podlaski *)
17	Ogółem kraj	min.	26,84	Polterm Sp. z o.o. – Warszawa – woj. mazowieckie
		max.	61,12	PEC Sp. z o.o. – Gołdap – woj. pomorskie

*) Tylko 1 przedsiębiorstwo w województwie.

Tabela 14. Najniższe i najwyższe średnie wskaźnikowe ceny ciepła w źródłach opalanych ciężkim olejem opałowym

Lp.	Województwo	Średnia wskaź. cena ciepła [zł/GJ]	Nazwa przedsiębiorstwa
1	mazowieckie	23,71	ELEKTROCIEPŁOWNIE WARSZAWSKIE S.A. *)
2	dolnośląskie		–
3	opolskie		–
4	kujawsko-pomorskie		–
5	wielkopolskie		–
6	pomorskie		–
7	warmińsko-mazurskie	39,87	Przed. Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Ruciane Nida *)
8	małopolskie		–
9	podkarpackie	26,74	RAF – ENERGIA Sp. z o.o. – Jedlicze *)
10	śląskie		–
11	łódzkie	38,62	Przed. Komunalne Gminy Konstancin Łódzki Sp. z o.o. *)
12	świętokrzyskie		–
13	zachodniopomorskie		–
14	lubuskie	45,18	SIM S.A. – Zielona Góra *)
15	lubelskie	24,78	CUKROWNIA KRASNYSTAW S.A. – Siennica Nadolna *)
16	podlaskie		
17	Ogółem kraj	min. 23,71 max. 45,18	ELEKTROCIEPŁOWNIE WARSZAWSKIE S.A. – woj. mazow. SIM S.A. – Zielona Góra – woj. lubuskie

*) Tylko 1 przedsiębiorstwo w województwie.

Ceny ciepła w przedsiębiorstwach energetycznych wytwarzających ciepło w pełnym skojarzeniu z energią elektryczną

Przedstawione na rys. 5 średnioważone ceny ciepła obejmują wszystkie źródła ciepła w danym woje-

wództwie, w tym także ze skojarzoną produkcją ciepła i energii elektrycznej. W tabeli 15 przedstawiono średnioważone ceny ciepła w poszczególnych województwach obliczone na podstawie średnich wskaźnikowych cen ciepła w 25 przedsiębiorstwach posiadają-

Tabela 15. Średni poziom cen ciepła w województwach dla przedsiębiorstw wytwarzających ciepło w pełnym skojarzeniu z energią elektryczną oraz dla pozostałych przedsiębiorstw

Lp.	Województwo	25 przedsiębiorstw wytwórczych – pełne skojarzenie		132 przedsiębiorstwa wytwórcze	
		Średnia cena ciepła [zł/GJ]	Udział w sprzedaży przez wszystkie przedsiębiorstwa [%]	Średnia cena ciepła [zł/GJ]	Udział w sprzedaży przez wszystkie przedsiębiorstwa [%]
1	mazowieckie	20,94	31,31	23,91	1,09
2	dolnośląskie			22,85	2,34
3	opolskie	20,92	0,09	24,35	0,16
4	kujawsko-pomorskie	24,08	8,62	40,53	0,14
5	wielkopolskie	22,53	6,03	22,16	2,66
6	pomorskie	21,63	9,12	27,48	0,91
7	warmińsko-mazurskie	21,12	1,78	31,73	0,48
8	małopolskie	18,42	8,89	21,98	0,58
9	podkarpackie	26,74	0,43	27,22	0,25
10	śląskie	20,27	5,72	21,87	0,60
11	łódzkie	22,33	11,36	24,94	2,65
12	świętokrzyskie			27,56	1,27
13	zachodniopomorskie			27,38	0,86
14	lubuskie	27,69	1,11	40,48	0,18
15	lubelskie	24,06	0,54	30,82	0,50
16	podlaskie			31,50	0,33
17	Ogółem kraj	21,46	85,00	25,25	15,00

cych taryfy zatwierdzone w pierwszym półroczu 2002 r., w których ciepło jest wytwarzane w całości lub części w pełnym skojarzeniu z energią elektryczną (obowiązujące przepisy stanowią, że pełne skojarzenie występuje, gdy sprawność przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną i ciepło wynosi co najmniej 65%). Należy podkreślić, że zgodnie z rozporządzeniem taryfowym dla ciepła średnie wskaźnikowe ceny ciepła określa się dla łącznej ilości ciepła sprzedanego przez te przedsiębiorstwa, tj. ciepła wytworzonego w skojarzeniu i bez skojarzenia. Tak więc podane w tabeli 15 średnioważone ceny ciepła nie są cenami obliczonymi tylko dla ciepła wytwarzanego w pełnym skojarzeniu. Dla porównania w tabeli 15 przedstawiono również średnioważone ceny ciepła dla 132 pozostałych przedsiębiorstw wytwarzających ciepło, którym zatwierdzono taryfy w okresie styczeń – czerwiec 2002 r.

Porównanie przedstawionych w tabeli 15 średnioważonych cen ciepła dla 25 przedsiębiorstw, które produkują ciepło w pełnym skojarzeniu z produkcją energii elektrycznej, ze średnioważonymi cenami ciepła dla pozostałych 132 przedsiębiorstw w poszczególnych województwach i w skali kraju wskazuje, że średnioważona cena ciepła w przedsiębiorstwach produkujących ciepło w skojarzeniu jest niższa niż w pozostałych przedsiębiorstwach, z wyjątkiem województwa wielkopolskiego. W skali kraju średnioważona cena ciepła w przedsiębiorstwach wytwarzających

ciepło w całości lub części w skojarzeniu jest niższa o 15%. Jednak należy podkreślić, że skojarzona produkcja ciepła i energii elektrycznej jest najbardziej efektywną technologią wytwarzania ciepła, co powinno mieć wpływ na poziom cen ciepła. Tymczasem tylko w 11 przedsiębiorstwach energetycznych wytwarzających ciepło w części lub w całości w pełnym skojarzeniu z energią elektryczną średnie wskaźnikowe ceny ciepła są niższe od krajowej średnioważonej ceny ciepła „ogółem” (22,03 zł/GJ) obliczonej dla wszystkich przedsiębiorstw, którym zatwierdzono taryfy dla ciepła w pierwszym półroczu 2002 r. Aż ok. 56% przedsiębiorstw wytwarzających ciepło w pełnym skojarzeniu z energią elektryczną posiada średnie wskaźnikowe ceny ciepła wyższe od krajowej średnioważonej ceny ciepła „ogółem”, która uwzględnia średnie wskaźnikowe ceny ciepła w małych znacznie mniej efektywnych źródłach ciepła.

4. Zmiany cen i stawek opłat oraz przychodów ze sprzedaży ciepła w przedsiębiorstwach

Wyżej podane średnioważone ceny ciepła i stawki opłat za usługi przesyłowe porównano ze średnioważonymi cenami ciepła i stawkami opłat za usługi przesyłowe ustalonymi na podstawie średnich wskaźnikowych cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe ostatnio stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne,

Tabela 16. Zmiany średnioważonych cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe oraz przychodów przedsiębiorstw, którym w okresie styczeń – czerwiec 2002 r. zatwierdzono taryfy dla ciepła

Lp.	Województwo	Średni wzrost w %		
		cen ciepła „ogółem”	stawek opłat za usługi przesyłowe	przychodów ze sprzedaży ciepła
1	mazowieckie	6,00	5,55	5,85
2	dolnośląskie	5,59	10,36	6,51
3	opolskie	- 0,05	- 9,46	- 4,90
4	kujawsko-pomorskie	4,59	7,06	4,71
5	wielkopolskie	4,13	4,40	4,15
6	pomorskie	8,54	10,72	9,13
7	warmińsko-mazurskie	3,75	- 1,14	3,52
8	małopolskie	5,39	- 2,26	4,64
9	podkarpackie	9,66	8,22	9,42
10	śląskie	4,25	12,44	4,78
11	łódzkie	4,21	9,55	5,71
12	świętokrzyskie	4,87	7,04	5,75
13	zachodniopomorskie	6,08	21,16	8,35
14	lubuskie	2,79	8,74	2,84
15	lubelskie	0,07	3,15	2,02
16	podlaskie	- 2,08	1,72	- 1,13
17	Ogółem kraj	5,28	6,68	5,61

Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE
(stan na 31.07.2002 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Podwyżka w %	
Warszawa	Elektrownia Koźienice S.A. – Świerże Górne	3,80	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gostyninie Sp. z o.o. – Gostynin	2,50	
	P.P.H.U. Węgielek Andrzej Tyski – Nasielsk	- 5,20	
	Elektrociepłownie Warszawskie S.A. – Warszawa	6,01	
	Stołeczne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Warszawa	4,13	
	Płocka Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Płock	3,62	
	Zakład Energetyki Ciepłej (Miasto Nowy Dwór Maz.) – Nowy Dwór Mazowiecki	1,59	
	Ciepłownia Miejska Sp. z o.o. – Szydłowiec	- 0,01	
	Łęgajny Renewable Energy Generation Sp. z o.o. – Warszawa	34,38	
	Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A. – Płock	6,11	
	Zespół Elektrowni Ostrołęka – Ostrołęka	6,02	
	Żyrardów – VT-ENERGO Sp. z o.o. – Żyrardów	7,30	
	Szczecin	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. (dawniej: Gmina Drawsko Pomorskie) – Drawsko Pomorskie	- 2,49
		Edward Kmita – Przedsiębiorstwo Projektowo-Uslugowe „HYDRONIKA” – Koszalin	2,20
Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Wałcz		4,94	
Elektrociepłownia Zielona Góra S.A. – Zielona Góra		2,44	
Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Szczecin		7,48	
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Gryfino		6,61	
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. – Police		3,60	
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Stargard Szczeciński		4,94	
Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Szczecinek		2,88	
Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A. – Nowe Czarnowo 76		4,20	
Port Handlowy Świnoujście Sp. z o.o. – Świnoujście		15,29	
Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Zielona Góra		6,01	
Elektrociepłownia Gorzów S.A. – Gorzów Wlkp.		1,00	
P.H.U. „ARPOL” Sp. z o.o. – Zielona Góra		5,62	
SIM S.A. – Zielona Góra		- 3,50	
P.P.H.U. Ciepłownia Sp. z o.o. – Świebodzin		3,32	
Gdańsk	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej PEC Sp. z o.o. – Kwidzyń	7,62	
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa – Gdańsk	- 13,88	
	Zespół Elektrociepłowni Wybrzeże S.A. – Gdańsk	7,61	
	Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Gdańsk-Wrzeszcz	11,89	
	Zakład Usług Komunalnych Sp. z o.o. – Gniew	7,98	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Pisz	4,36	
	Elektrociepłownia Elbląg Sp. z o.o. – Elbląg	4,50	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Gołdap	- 11,18	
	EKOTERM Sp. z o.o. – Szczytno	0,87	
	Zakład Energetyki Ciepłej KOSPEC Sp. z o.o. – Kościerzyna	3,22	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Nowy Dwór Gdański	5,03	
	Gmina Stary Targ – Stary Targ	3,05	
	DALKIA SOPOT Sp. z o.o. – Sopot	6,76	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Pastęk	5,58	
	Fabryka Śrub ORNETA Sp. z o.o. – Orneta	10,99	
	P.P.W.iH. TAMEX Sp. z o.o. – Olsztyn	- 6,95	
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Ostróda	3,74	
Poznań	Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz S.A. – Bydgoszcz	5,51	
	Elektrociepłownia Toruń S.A. – Toruń	2,45	
	OPEC Grudziądz Sp. z o.o. – Grudziądz	5,40	
	Referat Gospodarczy (Miasto i Gmina Radzyń Chełmiński) – Radzyń Chełmiński	5,10	

	Elektrociepłownia ENERGOTOR – TORUŃ S.A. – Toruń	3,20
	Pomorska Agencja Poszanowania Energii Sp. z o.o. – Bydgoszcz	- 6,36
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Wągrowiec	4,63
	Kotłownia IZOPOŁ – Zakład Gospodarki Ciepłej i Wodnej Sp. z o.o. – Trzemeszno	8,55
	Elektrociepłownia Kalisz – Piwonice S.A. – Kalisz	4,48
	Huta Szkła WARTA S.A. – Sieraków Wlkp.	- 8,21
	Zakład Energetyki Ciepłej i Usług Komunalnych Sp. z o.o. – Jastrowie	4,64
	Ostrowski Zakład Ciepłowniczy S.A. – Ostrów Wlkp.	4,57
	COGEN Sp. z o.o. – Poznań	3,62
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Toruniu Sp. z o.o. – Toruń	5,48
	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Gniewkowo) – Gniewkowo	5,21
Lublin	Zakłady Mięsne „Łmeat – Łuków” S.A. – Łuków	14,14
	Kraśnickie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Kraśnik	9,19
	Elektrociepłownia GIGA Sp. z o.o. – Świdnik	1,26
	Lubelskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Lublin	1,67
	ENERGOPON Sp. z o.o. – Poniatowa	6,97
	Zakład Energetyki Ciepłej (Miasto Biłgoraj) – Biłgoraj	3,61
	ENERGOINWEST Białystok S.A. – Białystok	- 3,45
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „PEC” – Świdnik	0,53
	Elektrociepłownia Lublin-Wrotków Sp. z o.o. – Lublin	4,50
	Elektrociepłownia Białystok S.A. – Białystok	4,50
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Białystok	3,97
	Samodzielny Publiczny Wojewódzki Szpital Specjalistyczny – Chełm	3,52
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Chełm	2,70
	Zakład Utrzymania Ruchu Sp. z o.o. – Świdnik	3,09
Łódź	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej (Miasto Tomaszów Mazowiecki) – Tomaszów Mazowiecki	6,39
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. (dawniej przedsiębiorstwo komunalne) – Kutno	5,40
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Zgierz	6,27
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Sieradz	1,75
	Zespół Elektrociepłowni S.A. – Łódź	5,90
	Zakład Energetyczno-Mechaniczny ENERGETYK Sp. z o.o. – Żychlin	5,20
	Przedsiębiorstwo Komunalne Gminy Konstantynów Łódzki Sp. z o.o. – Konstantynów	0,87
	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Ostrowiec Świętokrzyski	5,65
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Włoszczowa	2,94
	Zakłady Ostrowieckie – Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Ostrowiec Świętokrzyski	4,52
	NSK ISKRA S.A. – Kielce	11,98
	Energetyka – Boruta Sp. z o.o. – Zgierz	5,24
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. (poprzednio Miejskie) – Bełchatów	11,78
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Łęczycza	4,00
	Elektrociepłownia Zduńska Wola Sp. z o.o. – Zduńska Wola	4,53
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Staszów	2,63
	STOLBUD S.A. – Włoszczowa	4,27
	Elektrownia im. T. Kościuszki S.A. – Połaniec	0,37
Wrocław	ENERGETYKA Sp. z o.o. – Lubin	2,08
	Miejska Gospodarka Komunalna Sp. z o.o. – Oleśnica	4,98
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Lubań Sp. z o.o. – Lubań	1,43
	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Kędzierzyn Koźle	- 8,40
	Elektrownia Opole S.A. – Brzezie k/Opola	3,19
	DRUK – LEN S.A. – Kamienna Góra	-
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Jelenia Góra	2,63
	Zakład Usług Technicznych Sp. z o.o. – Stronie Śląskie	4,34
	Zakład Budżetowy Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej (Gmina Lwówek Śląski) – Lwówek Śląski	14,20
	Nyska Energetyka Ciepła – Nysa Sp. z o.o. – Nysa	1,73

Odmowa zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej

(stan na 12.08.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	„Południowy Koncern Energetyczny” S.A.	9.07.2002 r.

Odmowy zatwierdzenia zmiany taryfy dla energii elektrycznej

(stan na 14.08.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakład Energetyczny Toruń S.A.	9.07.2002 r.
2	Polish Energy Partners S.A.	17.07.2002 r.
3	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej i Gospodarki Wodno-Ściekowej „ENWOS” Sp. z o.o.	7.08.2002 r.
4	Zespół Elektrociepłowni Bielsko-Biała S.A.	14.08.2002 r.

Ustalenie wysokości współczynnika korekcyjnego X w taryfie dla energii elektrycznej

(stan na 12.08.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Elektrociepłownia Białystok S.A.	28.06.2002 r.
2	Energetyka Ciepła Opolszczyzny S.A.	30.07.2002 r.
3	Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.	7.08.2002 r.

Zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych

(stan na 14.08.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Media Odra Warta Sp. z o.o.	28.06.2002 r.
2	Zakłady Chemiczne „Siarkopol” Tarnobrzeg Sp. z o.o.	12.07.2002 r.
3	Zakład Energetyki – Blachownia Sp. z o.o.	1.08.2002 r.
4	Huta Pokój S.A.	14.08.2002 r.
5	System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.	14.08.2002 r.

Ustalenie okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych X w taryfie dla paliw gazowych

(stan na 14.08.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Media Odra Warta Sp. z o.o.	28.06.2002 r.
2	Zakłady Chemiczne „Siarkopol” Tarnobrzeg Sp. z o.o.	12.07.2002 r.
3	Zakład Energetyki – Blachownia Sp. z o.o.	1.08.2002 r.
4	Huta Pokój S.A.	14.08.2002 r.
5	System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.	14.08.2002 r.

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE Z URZĘDU (stan na 12.08.2002 r.)

Wcc – wytwarzanie ciepła

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „TEST” Kłoda W., Olejnicka D. Spółka Jawna	71–700 Szczecin, ul. Ludowa 24

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Maryla Pliszka, Jacek Pliszka – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „ADMAG”	96–515 Teresin, Paprotnia, ul. Kampinoska 3
2	„Małyska i Wspólnicy – Lipiany Południe” Spółka Jawna	59–700 Bolesławiec, Lipiany
3	Stacja Paliw „PAWOJ” Lucyna Kopeć, Zdzisław Kopeć Spółka Jawna	97–200 Tomaszów Mazowiecki, Kolonia Zawada
4	Teresa Folwarczny, Andrzej Folwarczny – Przedsiębiorstwo Handlowe „FATEX”	43–430 Skoczów, ul. Górny Bór 23 a
5	Wiktor Piekutowski – Stacja Paliw „DUET” Piekutowski Wiktor	24–220 Niedzwica Duża, Trojaczkowice k/Lublina

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE NA WNIOSEK (stan na 12.08.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	Jerzy Gruszecki – Import Export Handel Hurtowo-Detaliczny	58–580 Szklarska Poręba, ul. Armii Krajowej 5 A	Opc
2	Z. Żak, G. Żak Spółka Jawna	57–300 Kłodzko, ul. Zajęcza 4	Opc
3	Kazimierz Korzonek – Stacja Paliw	30–065 Kraków, ul. Piastowska 3	Opc
4	ETPOL ZIĘTAŁ, GURTMAN Spółka Jawna	42–244 Mstów, Wancerzów, ul. Sadowa 1 A	Opc
5	Zdzisław Bitowski – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe – Zdzisław Bitowski	59–700 Bolesławiec, ul. Kościuszki 36	Opc
6	Barbara Kozłowska – Firma Handlowo-Usługowo-Produkcyjna BARBARA KOZŁOWSKA	06–200 Maków Maz., ul. Dunaj 4	Opc
7	„JB” Sp. z o.o.	31–115 Kraków, ul. Garncarska 1/10	Opc
8	Maria Teresa Gajeka – Skład Opału i Materiałów Budowlanych – Usługi Transportowo-Rozładunkowe Maria Gajeka	58–150 Strzegom, Al. Wojska Polskiego 72	Opc
9	Józef Szymański – P.PH.U. MONREX	05–124 Skrzyszew, ul. Nowodworska 26	Opc
10	Jan Granacki, Elżbieta Granacka	16–320 Bargłów Kościelny 17	Opc
11	Przedsiębiorstwo Robót Inżynieryjnych „ENERGOPOL-LUBLIN” S.A.	20–325 Lublin, ul. Droga Męczenników Majdanka 60/62	Opc
12	„Energia Invest” Sp. z o.o.	59–220 Legnica, ul. Rataja 28	Oee
13	Mariusz Andrzej Dziozok, Robert Piorun Dystrybucja Paliw M. Dzięczek – R. Piorun S.C.	83–110 Tczew, Czatkowy 21 a	Opc
14	Stanisław Wiesław Płoski – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „PATHAS” Stacja Paliw Stanisław Wiesław Płoski	06–516 Szydłowo	Opc

15	Bolesław Bidermann – Usługi Transportowe, Stacja Paliw Bidermann Bolesław	63–800 Gostyń, ul. Powstańców Wielkopolskich 20 b	Opc
16	Przedsiębiorstwo Robót Kolejowych i Inżynieryjnych S.A.	50–950 Wrocław, ul. Książkiewiczza 19	Opc
17	Edward Podkanowicz, Krzysztof Rajski – Podhale Oil S.C.	34–400 Nowy Targ, ul. Składowa 11	Opc
18	Ryszard Gosk – Stacja Paliw Akcesoria Samochodowe	18–400 Łomża, Al. Legionów 152	Opc
19	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej Sp. z o.o.	37–700 Przemyśl, ul. Dworskiego 106	Opc
20	„Z.K. TRANSOIL” Sp. z o.o.	02–786 Warszawa, ul. ZWM 18/35	Opc
21	„ROPAKO” Sp. z o.o.	45–233 Opole, ul. Oleska 133	Opc
22	Przedsiębiorstwo „Siemiński” Sp. z o.o.	97–505 Dobryszycze, Blok Dobryszycki	Opc
23	CRC Polska Sp. z o.o.	50–051 Wrocław, Plac Teatralny 8	Wpc
24	EKOENERGIZ S.A.	10–448 Olsztyn, ul. Głowackiego 28 lok. II P	Ppg, Opg
25	„NA SKARPIE” ŁUKASIK Spółka Jawna	43–300 Bielsko-Biała, ul. Czerwona 112	Opc
26	„TRANS – OIL” Sp. z o.o.	40–203 Katowice, Al. Roździeńskiego 188 B	Opc
27	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „TOW-MOT” Sp. z o.o.	66–400 Gorzów Wlkp., ul. Podmiejska 18	Opc
28	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „EURO-KOK” Spółka Jawna Kościuk i Spółka	66–200 Świebodzin, Osiedle Żaków 55	Opc
29	Janina Pyzik – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe Pyzik Janina	23–450 Goraj, ul. Szczepczeska 10	Opc
30	Małgorzata Teresa Wojciechowska – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „EKOPAL” Małgorzata Teresa Wojciechowska	97–400 Bełchatów, ul. Okrzei 6	Opc
31	POLBUD Sp. z o.o.	43–501 Czechowice-Dziedzice, ul. Górnicza 15	Wpc
32	Stacja Paliw „DOM-KAL” Spółka Jawna Marian Dobaczewski, Lech Kaliński, Marianna Dobaczewska, Jadwiga Kalińska	09–533 Słubice, ul. Płocka 83	Opc
33	Przedsiębiorstwo „ZETKA” Sp. z o.o.	00–057 Warszawa, Plac Dąbrowskiego 3	Opc
34	„POLBUD” Sp. z o.o.	43–502 Czechowice-Dziedzice, ul. Górnicza 15	Opc
35	„ENERGOGAZ” Sp. z o.o.	22–100 Chełm, ul. Rejowiecka 174	Opc
36	„JAN I ZBYCH” Stacja Paliw Jan Błaziak, Zbigniew Nawrocki Spółka Jawna	49–200 Grodków, ul. Klubowa 7	Opc
37	„MAC-BENZ” Zenon i Maciej Klaczkiewicz Spółka Jawna	64–500 Szamotuły, ul. Lipowa	Opc
38	„ROLDEB” Zbigniew Swaryczewski, Leszek Ziółek Spółka Jawna	66–540 Stare Kurowo, ul. Kościuszki 79 A	Opc
39	Edmund Leś – Przedsiębiorstwo Budowlano-Handlowo-Transportowe Edmund Leś	32–800 Brzesko, ul. Solskiego 14 a	Opc
40	Zakłady Azotowe w Chorzowie – Holding S.A.	41–503 Chorzów, ul. Narutowicza 15	Pee, Oee
41	„MARK-POL” Sp. z o.o.	65–536 Zielona Góra, ul. Powstańców Warszawy 13/8	Opc
42	„ROMAR” Sp. z o.o.	87–100 Toruń, ul. Chrobrego 117	Opc
43	Władysław Dębiński – Stacja Paliw „DUET” Dębiński Władysław	24–220 Niedzwica Duża, Trojczkowice k/Lublina	Opc
44	Przedsiębiorstwo Produkcji, Usług i Handlu „HELIOS” Sp. z o.o.	30–102 Kraków, ul. Morawskiego 5	Opc
45	Leszek Kukła – Motel „LECH”	32–546 Młoszowa, ul. Krakowska	Opc
46	Antoni Lulewicz – „PLANT CO” Firma Handlowa	16–050 Michałowo, ul. Akacyjowa 4	Opc
47	Kazimierz Hernik, Teresa Hernik – Zakład Dystrybucji Gazu Hernik K., T.	26–600 Radom, ul. Kierzkowska 1	Opc
48	Jarosław Jechorek – JJ ECO – OIL	61–546 Poznań, ul. Św. Józefa 24/7	Opc
49	Inowrocławskie Zakłady Chemiczne SODA MĄTWY S.A.	88–101 Inowrocław, ul. Fabryczna 4	Pee, Oee
50	Janikowskie Zakłady Sodowe JANIKOSODA S.A.	88–160 Janikowo, ul. Przemysłowa 30	Pee, Oee
51	Krzysztof Rudziński, Wanda Rudzińska – AMBERTRANS P.H.U.	71–032 Szczecin, ul. Św. Kingi 12	Opc

52	„LEXOIL” Sp. z o.o.	58–570 Jelenia Góra, ul. Cieplicka 126 A	Opc
53	Joanna Antonowicz – P.U.H. Wyposażenie Warsztatów	43–600 Jaworzno, ul. Zegadłowicza 27	Opc
54	PKP CARGO S.A.	40–202 Katowice, ul. Roździeńskiego 1	Opc
55	Firma Handlowa „DANEX” Sp. z o.o.	30–718 Kraków, ul. Myśliwska 5	Opc
56	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „JOKO” Sp. z o.o.	97–561 Ładzice, Stobiecko Szlacheckie	Opc
57	„JK SERVICE” Sp. z o.o.	21–512 Zalesie, Wólka Dobryńska 159	Opc
58	KS – PETRO Sp. z o.o.	04–345 Warszawa, ul. Wspólna Droga 25 A/2	Opc
59	Spółdzielnia Mieczarska „DEMI”	56–200 Góra, ul. Poznańska 18	Opc
60	„TOMALA” Spółka Jawna	57–500 Bystrzyca Kłodzka, ul. Kłodzka 10	Opc
61	„PRIMBR” Sp. z o.o.	76–200 Słupsk, ul. Przemysłowa 35	Wcc, Pcc
62	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „FLUPAL” Sp. z o.o.	76–200 Słupsk, ul. Bolesława Krzywoustego 8	Wcc, Pcc
63	JAR-POL Zakłady Produkcyjno-Handlowe Spółka Jawna Regina i Jarosław Buraczek	78–100 Kołobrzeg, Zieleniewo 32	Wcc
64	Elektrociepłownie Kujawskie Sp. z o.o.	88–100 Inowrocław, ul. Fabryczna 8	Wcc, Pcc, Wee
65	Zakład Energo-Mechaniczny Łabędy Sp. z o.o.	44–109 Gliwice, ul. Zawadzkiego 45	Opc
66	SOLAR-BIN Sp. z o.o.	35–959 Rzeszów, ul. T. Boya-Żeleńskiego 27	Wcc, Pcc
67	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	39–120 Sędziszów Młp., ul. 3 Maja 11	Pcc
68	Przedsiębiorstwo „INPRO” Sp. z o.o.	53–204 Wrocław, ul. Tapicerska 38	Wcc
69	MVV ESCO POLSKA S.A.	02–954 Warszawa, ul. Królowej Marysieńki 10	Wcc, Pcc

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Opc – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY PROMESY KONCESJI

(stan na 12.08.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	„G.EN. GAZ ENERGIA” Sp. z o.o.	53–128 Wrocław, ul. Sudecka 95/97	Ppg, Opg
2	Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.	65–120 Zielona Góra, ul. Zjednoczenia 103	Wcc, Wee
3	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „Bugaj” Sp. z o.o.	27–200 Starachowice, ul. Radomska 29	Wee

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE ZŁOŻYŁY WNIOSKI KONCESYJNE

(stan na 12.08.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Kielecka Spółdzielnia Mieszaniowa	25-344 Kielce, ul. Kujawska 26
2	ENERGO GOTLAND S.A.	09-500 Gostynin, ul. Rogożewek 42 a
3	Karin Consulting Sp. z o.o.	53-149 Wrocław, ul. Racławicka 15/19
4	OMEGA Sp. z o.o.	43-100 Tychy, ul. Tolstoja 3 C
5	P.H.U. HURTEX GM S.C. Jarosław Grolnik	76-200 Słupsk, ul. Przemysłowa 73
6	P.H.U. „AGBU” Agnieszka Bułka	43-300 Bielsko-Biała, ul. Karpacka 22
7	P.H.U. „LOKUM” Lidia Beck	43-300 Bielsko-Biała, ul. 1 Maja 19
8	ROLBO Sp. z o.o.	04-683 Warszawa, ul. Mikołowskiego 2 a
9	Firma Usługowo-Handlowo-Produkcyjna JARECKI Spółka Jawna	34-600 Limanowa, Mordarka
10	PETROCHEM Sp. z o.o.	03-543 Warszawa, ul. Barkocińska 6
11	Zakład Gospodarki Komunalnej w Radlinie – Gmina Radlin	44-310 Radlin, ul. Rymera 15
12	ANIMA Olga Bojanek	42-200 Częstochowa, ul. Kutrzeby 32
13	Pawelec GALON Spółka Jawna	08-455 Trojanów, Mroków
14	Firma „Barbara” Barbara Łbik	61-255 Poznań, Osiedle Tysiąclecia 72/101
15	P.P.H.U. „PAL-MIKO” Sp. z o.o.	30-714 Kraków, ul. Gromadzka 24 c
16	P.H.U. „PERFECT” Bogusław Rożek	35-125 Rzeszów, ul. Kotuli 5/36
17	WM Spółka Jawna – Wiesław Malinowski, Waldemar Malinowski	72-006 Szczecin, Mierzyn, ul. Welecka 2
18	ELEFANT PORTAS KAMILA	42-200 Częstochowa, ul. Oskara Lange 1/44
19	PAWTRANS Transport Międzynarodowy Import-Export St. Pawłowski	24-320 Poniatowa, ul. Szkolna 19
20	P.U.H. EKO-STAR S.C. Waldemar Krysiński, Jacek Adamik, Maciej Nocuń	42-200 Częstochowa, ul. Poselska 12/32
21	ABC Leasing Sp. z o.o.	62-800 Kalisz
22	Huta Ostrowiec S.A.	27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Samsonowicza 2
23	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „SATAL I” Tatarski Leszek	26-640 Skaryszew, ul. Konopnickiej 36
24	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „BEST”	38-230 Nowy Żmigród, ul. Mytarka 82 a
25	INTERTRANS S.A.	67-200 Głogów, ul. Piastowska 5
26	STALPROFIL S.A.	41-308 Dąbrowa Górnicza, ul. Roździeńskiego 11 a
27	„KARHAL” Sp. z o.o.	40-322 Katowice, ul. Wandy 14
28	Szymaszek Władysław	41-308 Dąbrowa Górnicza, ul. Roździeńskiego 11
29	Centrum Produktów Naftowych „PETROLEUM” Sp. z o.o.	87-100 Toruń, ul. Dominikańska 9
30	Miejskie Przedsiębiorstwo Komunikacji Sp. z o.o.	25-734 Kielce, ul. Jagiellońska 92
31	Firma Finansowo-Wdrożeniowa „CONTRAKT” Wojciech Jagieła	42-200 Częstochowa, ul. Św. Barbary 85
32	GORG Sp. z o.o.	58-500 Jelenia Góra, ul. Bartka Zwycięzcy 7
33	P.H.U. „BARTEK” Waldemar Słoka	42-500 Będzin, ul. Modrzejowska 57/1
34	F.U.H. „INTER-ES” Gniodorz Mirosław	41-100 Siemianowice Śl., ul. Gansińca 7/25
35	PETROENERGIA. Sławomir Zaręba	05-110 Jabłonna, ul. Chotomska 5
36	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe „BAUTRADE” S.A.	43-382 Bielsko-Biała, ul. Lajkonika 20
37	Przedsiębiorstwo Paliwowe HDT Sp. z o.o.	43-382 Bielsko-Biała, ul. Lajkonika 20
38	VICTORIA Sp. z o.o.	09-505 Nowy Duninów, ul. Włocławska 7
39	„ENE ENERGIA” S.A.	51-122 Wrocław, ul. Romanowskiego 23 A
40	„DSM MATEO” Sp. z o.o.	61-695 Poznań, ul. Macieja Rataja 42
41	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe JUN-e „L” Laskowski Jerzy	04-130 Radzyń, ul. Kluda 1
42	Firma Przewozowo-Usługowa SOKOŁ Sp. z o.o.	53-139 Wrocław, ul. Powstańców Śląskich 168

43	„ECOBUD” Sp. z o.o.	42-400 Zawiercie, ul. Macieja Rataja 29 A
44	HESSO-OIL Sp. z o.o.	01-366 Warszawa, ul. Oświatowa 34 A
45	Tank Oil Sp. z o.o.	05-082 Babice Stare, ul. Kresowa 1
46	F.H.U. Petrokrak Elżbieta i Maciej Lorenz	31-419 Kraków, ul. Liryczna 4
47	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe MERCURY Henryk Mikołajczyk	43-300 Bielsko-Biała, ul. Galczyńskiego 6
48	Zakład Obrotu Towarowego „STAR-POL” Arkadiusz Wolanin	41-200 Sosnowiec, ul. Grota Roweckiego 130
49	Jan Andrzej Piekut „TRANS-OIL”	91-024 Łódź, ul. Wielkopolska 53 a
50	Bytomski Holding Produkcyjno-Ustugowy S.A.	41-906 Bytom, ul. Konstytucji 91
51	Solar-Bin Sp. z o.o.	35-959 Rzeszów, ul. Żeleńskiego 27
52	P.H.U. „ASIS”	41-216 Sosnowiec, ul. Obr. Warszawy 8/24
53	Roman Tereszkiwicz	17-300 Siemiatycze, ul. Romanówka 52
54	P.P.H.U. MAT-OIL	61-371 Poznań, ul. R. Maya 1
55	P.W. „SELTEX” Sp. z o.o.	49-120 Dąbrowa Opolska, ul. Spółdzielcza 3
56	GRASS CAVAGNA GROUP POLSKA	09-100 Płońsk, ul. Mazowiecka 6
57	„E-KOL” Przedsiębiorstwo Innowacyjno-Wdrożeniowe Zaopatrzenia Przemysłu Henryk Kolski	44-300 Wodzisław Śląski, ul. Księżnej Konstancji 4
58	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w organizacji	11-730 Mikołajki, ul. Łabędzia 1 C
59	Forcenergy Polska Sp. z o.o.	00-665 Warszawa, ul. Nowowiejska 25
60	„PETRO-JET” Sp. z o.o.	30-714 Kraków, ul. Gromadzka 24 E
61	ALLPOL Sp. z o.o.	98-300 Wieluń, ul. Warszawska 41
62	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „MENAGO” Robert Bąk	70-026 Szczecin, ul. Smolańska 3
63	„REKON” Sp. z o.o.	54-204 Wrocław, ul. Legnicka 628
64	„AGZ-TANK” Sp. z o.o.	51-117 Wrocław, ul. Paprotna 8
65	„PE-GAS” Sp. z o.o.	71-100 Goleniów, ul. Konstytucji 3 Maja
66	Bio-Energo-Chemia S.A.	40-004 Katowice, Al. Korfańtego 2/911
67	GLOBE Sp. z o.o.	00-060 Warszawa, ul. Królewska 27
68	MARGOS Matek i Ryszard Essel S.C.	19-400 Olecko, ul. Żeromskiego 8
69	WOLIN NORTH Sp. z o.o.	71-324 Szczecin, Al. Wojska Polskiego 156
70	„Q-INVEST” Sp. z o.o.	05-077 Wesola, ul. Trakt Brzeski 65
71	Paweł Muller P.H.U. „MULLER”	58-530 Kowary, ul. 1-go Maja 82 a
72	Trans Produkt Sp. z o.o.	43-100 Tychy, ul. Nowokościelna 35
73	AUTO Śląsk Sp. z o.o.	48-300 Nysa, ul. Ujejskiego 5
74	P.H.U. „ENERGIA” Ireneusz Skoczylas	62-230 Witkowo, ul. Powidzka 19
75	Spółdzielnia Mieszkaniowa „Wichrowe Wzgórze”	72-315 Resko, ul. Wolności 40
76	OKTAN Sitkowski Piotr Marek	30-693 Kraków, ul. Tuchowska 1/11
77	Firma Prywatna ASCHEM	01-457 Warszawa, ul. Przanowskiego 59
78	Tabex S.A.	03-216 Warszawa, ul. Modlińska 15
79	Instalacje BASISTA Spółka Jawna	44-203 Rybnik, ul. Prosta 144
80	KRI Sp. z o.o.	74-500 Chojna, Wysogotowo k/Poznania, ul. Skórzewska 35; O/Chojna, ul. Różana 16
81	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „Black Red White” Tadeusz Chmiel	23-400 Biłgoraj, ul. Krzeszowska 63
82	Wytwórnia Filtrów „PZL-Sędziszów” S.A.	39-120 Sędziszów Młp., ul. Fabryczna 4
83	Gmina Ujazd	97-225 Ujazd, Plac Kościuszki 6
84	P.H.U. „TERMO-INSTAL” Wiesław Kucab	57-300 Kłodzko, ul. Kardynała S. Wyszyńskiego 4/12
85	THYSSENKRUPP HISERV Sp. z o.o.	50-106 Wrocław, ul. Rynek 7
86	Dolnośląski Zakład Termoenergetyczny S.A.	58-309 Wałbrzych, ul. Broniewskiego 1 B

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ZMIENIONO WARUNKI KONCESJI

(stan na 12.08.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Numer decyzji	Zakres zmiany
1	PEC Sochaczew Sp. z o.o.	96-500 Sochaczew, ul. 600-lecia 90	14.05.2002	WCC/463E/341/W/OWA/2002/AR PCC/485E/341/W/OWA/2002/AR	zmiana w związku z wymianą dwóch kotłów dotychczas opalanych paliwem węglowym na kotły opalane olejem opalowym oraz w związku ze zmianą parą-metrów jednej z sieci
2	Elektrociepłownia Warszawskie S.A.	03-216 Warszawa, ul. Modlińska 15	16.05.2002	WCC/124D/142/W/OWA/2002/AS	zmiana z uwagi na wymianę dwóch kotłów na kotłoludźlany (Zerań) co zwiększa moc cieplną osiągalną o 141 MW
3	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	42-606 Tarnowskie Góry, ul. Miodowa 6	3.06.2002	PCC/573B/345/W/OKA/2002/KR	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
4	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej "Bugaj" Sp. z o.o.	27-200 Starachowice, ul. Radomska 29	4.06.2002	PCC/205A/245/W/OŁO/2002/TB	obniżenie parą-metrów pracy sieci ciepłowniczych
5	TERVAL Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A.	59-300 Lubin, ul. Przemysłowa 2	5.06.2002	WCC/431B/208/W/7OWR/2002/TT	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
6	PH.U SAP J., B. Wierzbowscy Spółka Jawna	06-220 Szelków, Orzyc	11.06.2002	OPC/600B/9340/W/2/2002/AJP	zmiana nazwy, formy prawnej, przedmiotu i zakresu działalności
7	PW. "GLG" T., E. Leś, J. Grodny Spółka Jawna	32-800 Brzesko, ul. Solskiego 24	11.06.2002	OPC/472A/9189/W/2/2002/ALK	zmiana nazwy, formy prawnej, treści warunków koncesji i numeru region;
8	Zakład Budowlano-Instalacyjny "WACHELKA I ŁYCZBA" Spółka Jawna	42-200 Częstochowa, ul. Kopernika 21	13.06.2002 11.06.2002	OPC/472B/9189/U/2/2002/ALK MPC/11A/79/W/2/2002/ALK OPC/166A/79/U/2/2002/ALK	zmiana zakresu działalności zmiana nazwy, formy prawnej, treści warunków koncesji i numeru region

Zmiany warunków koncesji

KONCESJE

9	STACJA PALIW „PETRUS” Spółka Jawna Cz. Smusz	43-267 Suszec, ul. Pszczyńska 76	11.06.2002	OPC/1354A/1788/W/3/2002/MJ	zmiana nazwy, formy prawnej, treści warunków koncesji i numeru region
10	Zakład Usług Technicznych Sp. z o.o.	57-550 Stronie Śląskie, ul. Hutnicza 12	11.06.2002	WCC/186B/233/W/5/OWR/2002/TT	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
11	MZ LOGISTYK P. Maliński, A. Ziarkowski Spółka Jawna	60-865 Poznań, ul. Jeżycka 36/1	11.06.2002	OPC/747A/9755/W/2/2002/ALK	zmiana nazwy, formy prawnej, treści warunków koncesji i numeru region
12	Feniks – Nord Sp. z o.o.	80-434 Nowy Dwór Gdański, Plac Wolności 22	11.06.2002	OPC/969A/123/W/2/2002/ALK	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
13	Elektrociepłownie Wybrzeże S.A.	80-867 Gdańsk, ul. Swojska 9	11.06.2002	WCC/294A/1254/W/OGD/2002/JG WEE/17A/1254/W/OGD/2002/JG OEE/224B/1254/W/OGD/2002/JG	zmiana nazwy
14	Stacja Benzynowa J. Dziczek	83-110 Tczew, ul. Gdańska 20	11.06.2002	OPC/489A/9434/U/2/2002/ALK	zmiana zakresu działalności
15	Zakład Energetyki Ciepłej Tczew Sp. z o.o.	83-110 Tczew, ul. Rokicka 16	11.06.2002	WCC/399C/278/W/3/OGD/2002/SA	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
16	KOPER Spółka Jawna	99-400 Łowicz, ul. Piłszków 18	11.06.2002	OPC/489B/9198/W/2/2002/AJP	zmiana nazwy, formy prawnej, przedmiotu i zakresu działalności
17	KGHM Polska Miedź S.A.	59-301 Lubin, ul. M. Skłodowskiej-Curie 48	12.06.2002	WCC/552B/2678/W/OWR/2002/MB PCC/579B/2678/W/OWR/2002/MB	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
18	Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz S.A.	85-950 Bydgoszcz, ul. Energetyczna 1	12.06.2002	WEE/158/1253/W/OPO/2002/AJ	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
19	„D i D” D. Wieczorek, D. Kolodziej Sp. z o.o.	41-940 Piekary Śląskie, ul. Graniczna 7	13.06.2002	OPC/1728A/2939/W/3/2002/BP	zmiana nazwy
20	TEGRA Sp. z o.o.	59-301 Lubin, ul. M. Skłodowskiej-Curie 47	13.06.2002	OPC/1159A/298/W/2/2002/ALK	zmiana zakresu działalności
21	Energetyka Sp. z o.o.	59-301 Lubin, ul. M. Skłodowskiej-Curie 58	13.06.2002	PEE/46A/141/W/3/2002/MS OEE/48A/141/W/3/2002/MS	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
22	Elbiańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	82-300 Elbląg, ul. Fabryczna 3	13.06.2002	WCC/603B/159/W/3/OGD/2002/SA	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
23	SETON K. Cichocki, R. Matusiewicz Spółka Jawna	19-321 Nowa Wieś Elcka, ul. Elcka 9 B	14.06.2002	OPC/246A/340/W/2/2002/ALK	zmiana nazwy, formy prawnej, treści warunków koncesji i numeru region

24	Zespół Ciepłowni Przemysłowych „CARBO ENERGIA” Sp. z o.o.	41-700 Ruda Śląska, ul. Szyb Walenty 32	17.06.2002	PCC/177E/207W/OKA/2002/AK	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
25	PU.H. „HEKSAN” K. Pączek i Wspólnicy Spółka Jawna	21-300 Radzyń, ul. Warszawska 131	18.06.2002	OPC/871B/651W/2/2002/ALK	zmiana nazwy, formy prawnej, treści warunków koncesji i numeru regon
26	P.H.U. PETRO-KOMPLEKS S.C. R. Łazarz, M. Kłęczar, R. Kłęczar, B. Kłęczar	32-651 Nowa Wieś, ul. Oświęcimska 87	18.06.2002	OPC/1688B/2965W/2/2002/AS OPC/1687B/2776W/2/2002/AS OPC/1689B/2958W/2/2002/AS OPC/1690B/2951W/2/2002/AS	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
27	MEGAWAT Sp. z o.o.	44-230 Czerwionka - Leszczyny, ul. Młyńska 21 a	18.06.2002	OEE/158A/287W/3/2002/ASA	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
28	PPU.H. ENCO Sp. z o.o.	41-914 Bytom, ul. Strzelców Bytomskich 165	19.06.2002	WCC/358C/330W/OKA/2002/PS	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
29	Administracja Domów Mieszkalnych w Nowym Stawie	82-230 Nowy Staw, ul. Westerplatte 20	20.06.2002	WCC/977A/2265W/6/OGD/2002/KC	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
30	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	87-700 Aleksandrów Kujawski, ul. Świsłucha 5	20.06.2002	WCC/540D/254W/OPO/2002/AJ	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
31	Termia Sp. z o.o.	70-121 Szczecin, ul. Częstochowska 10/25	21.06.2002	WCC/1010-A/3466/OSZW/2002/ZD	zawężenie przedmiotu i zakresu działalności
32	Spółka Energetyczna „Jastrzębie” S.A.	44-335 Jastrzębie Zdrój, ul. Rybnicka 6 c	24.06.2002	WCC/61C/1258W/OKA/2002/AK	zmiana przedmiotu i zakresu działalności; wykreślenie dwóch warunków z koncesji
33	Glucholaskie Zakłady Papiernicze Sp. z o.o.	48-340 Glucholazy, ul. Gen. W. Andersa 32	25.06.2002	PCC/65B/1258W/OKA/2002/AK	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
34	„COGEN” Sp. z o.o.	60-967 Poznań, ul. Nowowiejskiego 11	25.06.2002	PCC/108B/619W/OWR/2002/HC	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
35	Zakład Gospodarki Ciepłowniczej w Tomaszowie Mazowieckim Sp. z o.o.	97-200 Tomaszów Mazowiecki, ul. Wierzbowa 136	25.06.2002	WCC/988B/2018W/OPO/2002/AJ	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
36	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	58-500 Jelenia Góra, ul. Karola Miarki 46	26.06.2002	WCC/573B/339W/OLO/2002/TB	zmiana ilości i mocy zainstalowanych źródeł ciepła
37	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „EMPEC” Sp. z o.o.	76-270 Usłka, ul. Marynarki Polskiej 40	4.07.2002 26.06.2002	PCC/448B/177W/OWR/2002/HC WEE/92A/177W/6/OWR/2002/TT WCC/174C/266W/OGD/7/2002/KK	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
38	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	99-100 Łęczycza, ul. Ozorkowskie Przedmieście 73	26.06.2002	WCC/78C/219W/OLO/2002/TB	zmiana ilości i mocy zainstalowanych źródeł ciepła; zmiana liczby eksploatowanych sieci ciepłowniczych; ciepło kupowano z dwóch obcych źródeł, obecnie kupuje się z jednego obcego źródła ciepła
				PCC/84B/219W/OLO/2002/TB	
				OCC/33B/219W/OLO/2002/TB	

KONCESJE

39	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	10-710 Olsztyn, ul. Słoneczna 46	27.06.2002	WCC/35B/156W/OGD/2002/DJ	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
40	Zakład Dystrybucji Gazu „PRO-BUT”	27-230 Brody, Lubienia, ul. Henryk 15	27.06.2002	OPC/1102B/741W/2/2002/ALK	zmiana nazwy, formy prawnej, treści warunków koncesji i numeru region
41	SIM S.A.	65-431 Zielona Góra, ul. Sienkiewicza 31 a	27.06.2002	WCC/847C/1033W/OSZ/2002/JC	zmiana przedmiotu i zakresu działalności;
42	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	75-111 Koszalin, ul. Łużycka 25 a	19.07.2002 8.08.2002	WCC/847D/1033W/OSZ/2002/JC WCC/847E/1033W/OSZ/2002/JC PCC/906B/1033W/OSZ/2002/JC	zawężenie przedmiotu i zakresu działalności
43	STOEN S.A.	00-950 Warszawa, skr. poczt. 49	28.06.2002	WCC/261D/139/OSZ/W/2002/RN	zawężenie przedmiotu i zakresu działalności
44	INWESTYCJE KAPITAŁOWE S.A.	03-801 Warszawa, ul. Zamoyskiego 53/1	1.07.2002	PEE/30A/2720W/3/2002/MS OEE/32B/2720W/3/2002/MS	zmiana dostosowania treści umów
45	Rzeszowski Zakład Energetyczny S.A.	35-959 Rzeszów, ul. 8-go Marca 6	1.07.2002	OPC/271A/4478U/2/2002/ALK	zmiana zakresu działalności
46	Górnśląski Zakład Elektroenergetyczny S.A.	44-100 Gliwice, ul. Barlickiego 2	1.07.2002	PEE/12A/2690W/3/2002/ASA OEE/14B/2690W/3/2002/ASA	zmiana dostosowania treści umów
47	Energetyka Kaliska S.A.	62-800 Kalisz, ul. Wolności 8	1.07.2002	PEE/53C/2689W/3/2002/ASA OEE/55B/2689W/3/2002/ASA PEE/16A/2687W/3/2002/MS	zmiana dostosowania treści umów
48	PEC Żyrardów Sp. z o.o.	96-300 Żyrardów, ul. Konarskiego 2	1.07.2002	WCC/570C/226W/OWA/2002/ML	zmiana związana z likwidacją kotłowni
49	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	11-700 Mrągowo, Osiedle Parkowe 2	2.07.2002	WCC/82D/329W/OGD/2002/BP	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
50	AGRO-BUD Józef Kossakowski	28-300 Zambrów, ul. Papieża Jana Pawła II 26/40	2.07.2002	OPC/555A/9514U/2/2002/ALK	zmiana zakresu działalności
51	Media Odra Warta Sp. z o.o.	61-775 Poznań, ul. Wielka 20	2.07.2002	PPG/32C/9878W/2/2002/AS OPG/31C/9878W/2/2002/AS	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
52	STYGA Sp. z o.o.	78-100 Kolobrzeg, ul. Jasna	2.07.2002	OPC/940B/929W/3/2002/ASA	zmiana nazwy, formy prawnej, treści warunków koncesji i numeru region
53	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	22-600 Tomaszów Lubelski, ul. Lwowska 37 A	3.07.2002	WCC/918B/449W/OLB/2002/MSZ PCC/725A/449W/OLB/2002/MSZ	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
54	Gmina i Miasto Lubraniec – Zakład Remontowo-Budowlany	87-890 Lubraniec, ul. Słowackiego 22	3.07.2002	WCC/882B/1733W/OPO/2002/AJ	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
55	Zakład Energetyki Ciepłej „ZEC” Sp. z o.o.	88-400 Żnin, ul. Fabryczna 3	5.07.2002	WCC/8B/348W/OPO/2002/AJ PCC/4B/348W/OPO/2002/AJ	zmiana przedmiotu i zakresu działalności oraz siedziby
56	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Dąbrowie Górniczej	41-308 Dąbrowa Górnicza, ul. Laski 188	8.07.2002	PCC/54F/168W/OKA/2002/PP OCC/19C/168W/OKA/2002/PP	zmiana przedmiotu i zakresu działalności

57	Fabryka Śrub „ORNETA” Sp. z o.o.	11-130 Ormeta, ul. Dworcowa 2	9.07.2002	PCC/233A/749/W/OGD/2002/JK	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
58	Dolnośląski Zakład Termoelektryczny S.A.	58-309 Wałbrzych, ul. Broniewskiego 1 B	9.07.2002	WCC/81F/134/W/4/OWR/2002/JJ	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
59	TABO Z., J. Janiak, W. Zaleski Spółka Jawna	09-400 Płock, ul. Wiadukt 1	10.07.2002	OPC/351A/3475/U/2/2002/ALK	zmiana nazwy, formy prawnej, treści warunków koncesji i numeru region
60	BITUMEX Sp. z o.o.	47-208 Reńska Wieś, ul. Fabryczna 5	10.07.2002	OPC/205B/9163/W/2/2002/ALK	zmiana nazwy
61	OKTAN ENERGY & V/L SERVICE Sp. z o.o.	70-850 Szczecin, ul. Tczewska 32	10.07.2002	MPC/17A/55/W/2/2002/ALK	zmiana nazwy, formy prawnej, treści warunków koncesji i numeru region
62	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	12-200 Pisz, ul. Mickiewicza 39	11.07.2002	PCC/545A/274/W/OGD/2002/DJ	zmiana treści warunku
63	Zakład Budżetowy Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej	59-600 Lwówek, Al. Wojska Polskiego 27	11.07.2002	WCC/806A/797/W/7/OWR/2002/TT PCC/849A/797/W/6/OWR/2002/TT	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
64	VE-Energo Sp. z o.o.	01-167 Warszawa, ul. Zawiszy 10	15.07.2002	WCC/852C/1149/W/OWA/2002/DL	zmiana w związku ze zdemontowaniem turbozespołu w elektrociepłowni w Żyrardowie
65	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	29-100 Włoszczowa, ul. Sienkiewicza 4	15.07.2002	PCC/638A/2648/W/OŁO/2002/TB	zmiana mocy zainstalowanych źródeł ciepła i liczby eksploatowanych sieci ciepłowniczych
66	MAKRO Sp. z o.o.	00-747 Warszawa, ul. Elbląska 15/17	17.07.2002 29.07.2002	OPC/405A/3392/U/2/2002/ALK MPC/25A/3392/W/2/2002/ALK	zmiana nazwy, formy prawnej, przedmiotu i zakresu działalności
67	Łączyńska Energetyka Sp. z o.o.	21-013 Puchaczów, Bogdanka	18.07.2002	WCC/128F/266/W/3/OŁB/2002/JD	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
68	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	19-400 Olecko, ul. Składowa 7	19.07.2002	WCC/396C/535/W/OGD/2002/AR	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
69	PaBeRo Sp. z o.o.	09-407 Płock, ul. Otoińska 25	22.07.2002	MPC/100A/1048/W/2/2002/ALK OPC/1142C/1048/W/2/2002/ALK	zmiana nazwy, formy prawnej, przedmiotu i zakresu działalności
70	„TEMPEKS” Przedsiębiorstwo Usługowo-Wdrożeniowe Bogusław Żurawski	60-126 Poznań, ul. Knapowskiego 28	22.07.2002	WCC/731C/2904/W/OPO/2002/AJ	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
71	Zakład Energetyki Ciepłej i Usług Komunalnych Sp. z o.o.	64-915 Jastrowie, ul. Wojska Polskiego 29	22.07.2002	WCC/871A/1377/W/OPO/2002/AJ PCC/436A/1377/W/OPO/2002/AJ	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
72	Zespół Elektrociepłowni w Łodzi S.A.	90-975 Łódź, ul. Andrzejeńskiej 5	22.07.2002	PCC/332B/1268/W/OŁO/2002/TB	zmiana liczby eksploatowanych sieci ciepłowniczych
73	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	99-300 Kutno, ul. Holenderska 4	22.07.2002	PCC/17E/241/W/OŁO/2002/TB	zmiana liczby eksploatowanych sieci ciepłowniczych

Zmiany w warunkach koncesji

KONCESJE

74	TRAN-S-OIL S.A.	43-300 Bielsko-Biała, ul. Mickiewicza 12	23.07.2002	OPC/766A/9652/W/2/2002/BP	zmiana nazwy, formy prawnej, przedmiotu i zakresu działalności
75	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A.	72-300 Gryfice, ul. Wąłowa 21 B	24.07.2002	WCC/410B/225/OSZ/W/2002/RN PCC/430A/225/OSZ/W/2002/RN	zawężenie przedmiotu i zakresu działalności
76	Przedsiębiorstwo Usług Komunalnych w Chojnie Sp. z o.o.	74-500 Chojna, ul. Słowiańska 1	24.07.2002	WCC/632C/802/W/OSZ/2002/BS PCC/667C/802/W/OSZ/2002/BS	zawężenie przedmiotu i zakresu działalności
77	Harpen Polska Sp. z o.o.	54-413 Wrocław, ul. Klecińska 5	25.07.2002	WCC/742E/11/W/OWR/2002/MB	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
78	J & S ENERGY S.A.	00-078 Warszawa, Plac J. Piłsudskiego 9	29.07.2002	OPC/160B/3138/U/2/2002/ALK	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
79	Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	14-200 Iława, ul. Wojska Polskiego 23	29.07.2002	WCC/12B/281/W/OGD/2002/DJ	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
80	ANDMAR	62-580 Grodziec, ul. Zwierzyniecka 4	29.07.2002	OPC/806A/3418/U/2/2002/ALK	zmiana zakresu działalności
81	Górażde Cement S.A.	45-076 Opole, ul. Cementowa 1, Chorula	2.08.2002	PEE/87A/2109/W/1/2002/MS OEE/88A/2109/W/1/2002/MS	zmiana nazwy, przedmiotu i zakresu działalności
82	Zakład Energetyczny Koszalin S.A.	75-950 Koszalin, ul. Morska 10	2.08.2002	OEE/29B/2716/W/1/2002/MS	zmiana dostosowania treści umów
83	Pomorska Specjalna Strefa Ekonomiczna Sp. z o.o.	81-703 Sopot, ul. Władysława IV 9	2.08.2002	PEE/210A/956/W/1/2002/MS OEE/252A/956/W/1/2002/MS PPG/41A/956/W/1/2002/MS OPG/40A/956/W/1/2002/MS	zmiana nazwy
84	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	76-150 Darłowo, ul. Żeromskiego 15	5.08.2002	PCC/86B/502/W/OSZ/2002/RN	zawężenie przedmiotu i zakresu działalności
85	Przedsiębiorstwo Budowlano-Instalacyjne „JANEMMERT”	86-100 Świecie, Kozłowo 7A	6.08.2002	WCC/839C/9565/W/OPO/2002/AJ PCC/869C/9565/W/OPO/2002/AJ OCC/255B/9565/W/OPO/2002/AJ	zmiana przedmiotu i zakresu działalności oraz nazwy przedsiębiorstwa

Legenda:

Wcc – wytworzenie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytworzenie energii elektrycznej

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM WYGASŁY DECYZJE KONCESYJNE (stan na 12.08.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	GASPOL Firma Handlo-wo-Uslugowa	22-121 Sielec 140 A/13	13.06.2002	Opc	działalność gospodarcza nie wymaga koncesji
2	Montgaz S.C.	63-400 Ostrów Wlkp., ul. Kościuszki 14	17.07.2002	Opc	działalność gospodarcza nie wymaga koncesji
3	Kopalnia Piasku „Kotłarnia” S.A.	47-246 Kotłarnia, ul. Dębowa 3	26.07.2002	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
4	P.U.H. „ASSTONEX” S. Szczepański	94-102 Łódź, ul. Maratońska 33/4	29.07.2002	Opc	działalność gospodarcza nie wymaga koncesji
5	P.P.H. FARMUTIL Sp. z o.o.	64-920 Piła, ul. Wojska Polskiego 44	1.08.2002	Opc	działalność gospodarcza nie wymaga koncesji

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Opc – obrót paliwami ciekłymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYCH WNIOSKI KONCESYJNE POZOSTAŁY BEZ ROZPOZNANIA

(stan na 12.08.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	„ENERGOTECHBUD” Sp. z o.o.	44-240 Żory, ul. Fabryczna 12	29.05.2002	Wcc, Pcc	brak informacji dot. działalności
2	Magazynowanie Paliw i Smarów Sp. z o.o.	02-548 Warszawa, ul. Różana 8/10	18.06.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
3	Arval Service Lease Polska Sp. z o.o.	02-672 Warszawa, ul. Domaniewska 41	18.06.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
4	FIRMA ADAM S.C. H. Musiański, A. Duda	40-724 Katowice, ul. Piotrowicka 89 D	18.06.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
5	P.P.H.U. „AUTO-ZBIX” Sp. z o.o.	55-100 Trzebnica, ul. Obrońców Pokoju 12	18.06.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
6	TELERAJ Sp. z o.o.	58-100 Świdnica, Plac Św. Małgorzaty	18.06.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
7	Hutnicze Przedsiębiorstwo Remontowe Sp. z o.o.	59-220 Legnica, ul. Złotoryjska 194	18.06.2002	Wcc, Pcc	brak informacji dot. działalności
8	FACTOR Sp. z o.o.	80-855 Gdańsk, ul. Wały Piastowskie 1/515	18.06.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
9	Rezon Holdings S.A.	10-029 Olsztyn, ul. Staromiejska 16	20.06.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
10	Firma Handlowo-Uslugowa „Epsilon” I. Wakufa	40-153 Katowice, Al. W. Korfańskiego 191	20.06.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
11	RADCORP Sp. z o.o.	81-526 Gdynia, ul. Świerkowa 43/9	20.06.2002	Wcc, Pcc	brak informacji dot. działalności
12	„FM” Sp. z o.o.	00-480 Warszawa, ul. Wiejska 15	25.06.2002	Opc	brak informacj dot. działalności
13	ROL-POL Sp. z o.o.	09-400 Płock, ul. Bielska 55	25.06.2002	Opc	brak informacj dot. działalności
14	BMS Consulting Sp. z o.o.	20-026 Lublin, ul. Chopina 11 lok. 12	25.06.2002	Opc	brak informacj dot. działalności

15	EUROSERVICE Sp. z o.o. Zakłady Przemysłu Tłuszczowego	22-452 Bodaczów	25.06.2002	Pee	brak informacji dot. działalności
16	PP. Stacja Paliw M. Morawiec	31-752 Kraków, ul. Makuszyńskiego 26	25.06.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
17	Centrala Zaopatrzenia Górnictwa S.A.	40-952 Katowice, ul. Powstańców 17	25.06.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
18	Zakład Usług Publicznych E. Bąbel	72-410 Golczewo, ul. Zwycięstwa 25	25.06.2002	Wcc, Pcc	brak informacji dot. działalności
19	P.H.U. LEAR T. Kostrzewska	78-300 Świdwin, ul. Kołobrzeska 9	25.06.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
20	MODEX-OIL Ł. Strzelecka	82-500 Kwidzyn, ul. Sztumska 9	25.06.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
21	LINDA Sp. z o.o.	92-236 Łódź, ul. M. J. Piłsudskiego 141	25.06.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
22	PETRO-COMPLEX I. Niedźwiedzka	41-260 Sławków, ul. Walcownia 1	1.07.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
23	PETROPAL Sp. z o.o.	44-213 Rybnik, ul. Robotnicza 2	2.07.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
24	Stacja Paliw M. Lorenc	44-304 Wodzisław Śląski, ul. Mszańska 1 a	4.07.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
25	Firma Handlowa J. Pycia	66-235 Torzyn, ul. Świebodzińska	16.07.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
26	ASCHEM F.H.	01-457 Warszawa, ul. Przanowskiego 59	17.07.2002	Wpc, Mpc	brak informacji dot. działalności
27	A. Adamska, T. Nowak	46-070 Polska Nowa Wieś, ul. Lipowa 7	17.07.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
28	PROCJAN OIL Sp. z o.o.	54-426 Wrocław, ul. Fabryczna 10	17.07.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
29	INVEST-EKO Sp. z o.o.	65-077 Zielona Góra, Al. Wojska Polskiego 33	17.07.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
30	EL-WIL Sp. z o.o.	82-300 Elbląg, ul. Nowodworska 27	17.07.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
31	Dolnośląski Zakład Termoenergetyczny S.A.	58-309 Wałbrzych, ul. Broniewskiego 1 B	26.07.2002	Pcc, Occ	brak informacji dot. działalności
32	F.H. „DOWEX” S.C.	37-600 Lubaczów, ul. Budowlanych 12	29.07.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
33	KWARTET S.C. Stacja Paliw	46-022 Zawada k/Opola, ul. Turawska 1 A	29.07.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
34	Stacja Paliw M. Leus	59-223 Krotoszyce, Wilczyce	30.07.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
35	P.H. BIT-MK S.C. Krystyna Siwek	05-123 Chotomów, ul. Bagienna 1	2.08.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
36	TOFMIR S.C. S. Gurgon, K. Piotrowski	05-220 Zielonka, ul. Poniatowskiego 95	2.08.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
37	ZEP-MOT Sp. z o.o.	09-400 Płock 1, ul. Graniczna 57	2.08.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
38	P.H.U. AST S.C. Roman Grzegorowski	96-500 Sochaczew, ul. Warszawska 59/51	2.08.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
39	Andrzej Szajda – Zakład Instalatorstwa Sanitarnego i Ogrzewania	46-200 Kluczbork, ul. Sybiraków 3	6.08.2002	Ppg, Opg	brak informacji dot. działalności

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

którym zatwierdzono taryfy dla ciepła w pierwszym półroczu 2002 r. i na tej podstawie określono zmiany średnioważonych cen ciepła oraz średnioważonych stawek opłat za usługi przesyłowe w poszczególnych województwach i w skali kraju. Istotne jest, że określone w ten sposób zmiany średnioważonych cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe nie mogą być utożsamiane ze zmianami w roku 2002 w stosunku do roku 2001. Obliczone średnioważone ceny ciepła nie dotyczą lat kalendarzowych, lecz odpowiednio pierwszego roku stosowania taryfy i ostatnich 12 miesięcy. Dla poszczególnych przedsiębiorstw są to różne 12-to miesięczne okresy, ponieważ taryfy były zatwierdzone w różnych miesiącach okresu sprawozdawczego, co ma wpływ na termin ich zastosowania do rozliczeń z odbiorcami (nie wcześniej niż 14 dni po opublikowaniu we właściwym miejscowo wojewódzkim dzienniku urzędowym).

Z uwagi na to, że średnie wskaźnikowe ceny ciepła dotyczą łącznej sprzedaży ciepła, zarówno dostarczonego odbiorcom bezpośrednio ze źródeł ciepła, jak też za pośrednictwem sieci ciepłowniczych, a średnie wskaźnikowe stawki opłat za usługi przesyłowe dotyczą zróżnicowanego dla poszczególnych przedsiębiorstw zakresu usług (jeszcze większe zróżnicowanie występuje w odniesieniu do różnych grup odbiorców, które mogą być zasilane z różnych źródeł ciepła oraz z różnych sieci ciepłowniczych), a ponadto, że w poszczególnych grupach odbiorców może występować zróżnicowany wskaźnik wykorzystania zamówionej mocy cieplnej (stosunek GJ/MW), nie można w skali makro określić „sumarycznej” jednostkowej opłaty za ciepło dostarczane za pośrednictwem sieci (jako sumy ceny ciepła i stawki opłaty za usługi przesyłowe). Tylko w skali przedsiębiorstwa możliwe jest określenie takiej „jednostkowej ceny” dla poszczególnych grup odbiorców.

W związku z powyższym w tabeli 16 przedstawiono oddzielnie wzrost średnioważonych cen ciepła i oddzielnie wzrost średnioważonych stawek opłat za usługi przesyłowe oraz wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła w poszczególnych województwach i w skali kraju.

Zmiany średnioważonych cen ciepła

Średnioważona cena ciepła „ogółem” wzrosła w skali kraju w stosunku do średnioważonej ceny ostatnio stosowanej o 5,28%.

W 2 województwach (podlaskie i opolskie) ostatnio stosowane średnie ceny ciepła uległy obniżeniu. W 8 województwach (kujawsko-pomorskie, wielkopolskie, warmińsko-mazurskie, śląskie, łódzkie, świętokrzyskie, lubuskie, lubelskie) średni wzrost cen ciepła jest niższy, a w 2 (małopolskie i dolnośląskie) nieznacznie wyższy od średniego wzrostu cen ciepła w skali kraju.

W pozostałych 4 województwach (podkarpackie, pomorskie, zachodniopomorskie i mazowieckie) średni wzrost cen ciepła przekracza średnią krajową.

W woj. pomorskim wzrost wynosi 8,54%, ale średnioważona cena ciepła w wysokości 22,16 zł/GJ jest tylko bardzo nieznacznie wyższa od średniej ceny ciepła „ogółem” w kraju (22,03 zł/GJ), a w woj. mazowieckim wzrost wynosi 6,00%, ale poziom średnioważonej ceny ciepła (21,04 zł/GJ) jest niższy od poziomu średniej krajowej ceny ciepła „ogółem”. Największy wzrost średnioważonej ceny ciepła o 9,66% wystąpił w woj. podkarpackim, w którym średnioważona cena ciepła „ogółem” – 26,92 zł/GJ – jest wyższa od średniej krajowej ceny ciepła „ogółem”. Podobnie jest w woj. zachodniopomorskim, gdzie wzrost średnioważonej ceny ciepła wynosi 6,08%, a średnia cena ciepła jest na poziomie 27,38 zł/GJ.

W odniesieniu do woj. podkarpackiego należy zauważyć, że przedstawiony średni wzrost dotyczy 5 przedsiębiorstw „wytwórczych” (o bardzo małej lub małej sprzedaży ciepła – wg klasyfikacji z pkt 2 grupy przedsiębiorstw do 100, 300 i 1 000 TJ), w tym przedsiębiorstwa energetycznego Fabryka Firanek WISAN S.A. – Skopanie, które w okresie sprawozdawczym miało zatwierdzoną pierwszą taryfę dla ciepła, która to taryfa uwzględniała zmianę paliwa z miálu węgla kamiennego na gaz ziemny. W przedsiębiorstwie tym wystąpił wprawdzie bardzo duży wzrost średniej wskaźnikowej ceny ciepła, tj. o 101,40% z 15,05 zł/GJ na 30,31 zł/GJ, ale poziom ustalonej ceny jest niższy od krajowego poziomu średniej ceny ciepła ze źródeł opalanych gazem ziemnym (32,32 zł/GJ – tabela 8). Na skalę wzrostu średnioważonej ceny ciepła w tym województwie ma również wpływ wysokość wzrostu średnich wskaźnikowych cen ciepła w przedsiębiorstwach: Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Dębica (o 14,63%) i RAF ENERGIA Sp. z o.o. – Jedlicze (o 8,00%).

Natomiast w odniesieniu do woj. zachodniopomorskiego należy nadmienić, że średni wzrost o 6,08% i średnia cena ciepła w wysokości 27,38 zł/GJ dotyczą 8 małych i bardzo małych przedsiębiorstw „wytwórczych” (4 przedsiębiorstwa o sprzedaży do 100 TJ, 2 – do 300 TJ i 2 – do 500 TJ), wytwarzających ciepło przede wszystkim w małych źródłach ciepła opalanych miałem węgla kamiennego, gazem ziemnym i lekkim olejem opalowym.

Zmiany średnioważonych cen ciepła w zależności od rodzaju paliwa podstawowego zużywanego w źródłach ciepła przedstawiono w tabeli 17.

Z tabeli 17 wynika, że najwyższy wzrost średnich cen ciepła w skali kraju wystąpił w źródłach opalanych lekkim olejem opalowym i w źródłach opalanych miałem węgla kamiennego. Natomiast średnia krajowa cena ciepła wytwarzanego z paliw pozostałych uległa obniżeniu, przy czym średnia krajowa cena ciepła wytwarzanego z energii geotermalnej wzrosła o 14,54%, a wytwarzanego z gazu koksowniczego wzrosła o 4,29%. Natomiast średnia cena ciepła wytwarzanego z gazu propan-butan obniżyła się w stosunku do ceny ostatnio stosowanej o 12,53%.

Tabela 17. Zmiany średnioważonych cen ciepła w zależności od rodzaju zużywanego paliwa

Lp.	Województwo	Średnia zmiana cen ciepła [%] w zależności od rodzaju paliwa						
		miat węgla kamiennego	węgiel brunatny	Inne stałe	gaz ziemny	olej opałowy lekki	olej opałowy ciężki	paliwa pozostałe
1	mazowieckie	6,23		5,99	7,64	18,51	2,95	
2	dolnośląskie	6,17		- 2,40	- 9,05	8,16		
3	opolskie	10,19			- 5,03			- 6,02
4	kujawsko-pomorskie	4,63		9,58	- 6,80	13,45		
5	wielkopolskie	4,73	2,02	8,05	3,58	3,51		- 7,59
6	pomorskie	8,38		28,32	12,29	16,45		
7	warmińsko-mazurskie	4,53		- 4,70	4,40	- 10,59	11,87	
8	małopolskie	5,07		13,68	17,88	10,52		14,54
9	podkarpackie	9,83			35,42		8,00	
10	śląskie	4,05		16,11	16,29			11,24
11	łódzkie	4,33		- 2,92	5,55	10,86	0,03	
12	świętokrzyskie	5,37		1,51	12,57			
13	zachodniopomorskie	5,94			5,72	35,63		
14	lubuskie	2,52		8,50	- 9,77	8,32	16,20	- 12,03
15	lubelskie	2,88			- 1,96		8,59	- 12,58
16	podlaskie	- 2,08				0,00		
17	Ogółem kraj	5,45	2,02	3,02	4,94	5,85	3,87	- 3,59

Zmiany średnioważonych stawek opłat za usługi przesyłowe

Z tabeli 16 wynika, że średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe wzrosła w skali kraju o 6,68%.

W woj. opolskim pomimo obniżki średniej stawki opłat za usługi przesyłowe, jej wysokość (10,54 zł/GJ – rys. 6) jest wyższa od średniej krajowej (9,08 zł/GJ). Natomiast wysoki średni wzrost stawki opłat za usługi przesyłowe w woj. zachodniopomorskim nie jest związany z wysokim poziomem średniej stawki (5,84 zł/GJ – rys. 6). Podobnie jest w województwach: śląskim i lubuskim. W woj. śląskim wzrost wynosi 12,44%, ale średnia stawka opłat za usługi przesyłowe wynosi 4,81 zł/GJ, a w woj. lubuskim wzrost wynosi 8,74%, a średnia stawka opłat wynosi 3,38 zł/GJ. Z kolei w województwach: warmińsko-mazurskim i małopolskim wystąpiła obniżka średnich stawek opłat (odpowiednio o 1,14 i 2,26%), a poziom tych stawek (odpowiednio 5,63 zł/GJ i 5,11 zł/GJ) jest niższy niż poziom krajowej średniej stawki opłat. W województwach: dolnośląskim, pomorskim, łódzkim, świętokrzyskim i kujawsko-pomorskim wystąpił wzrost (odpowiednio 10,36%, 10,72%, 9,55%, 7,04% i 7,06%) przekraczający średni wzrost w kraju i jednocześnie poziom tych stawek (odpowiednio 10,37 zł/GJ, 14,50 zł/GJ, 9,23 zł/GJ, 10,59 zł/GJ i 11,33 zł/GJ) jest wyższy od poziomu średniej stawki opłat w kraju.

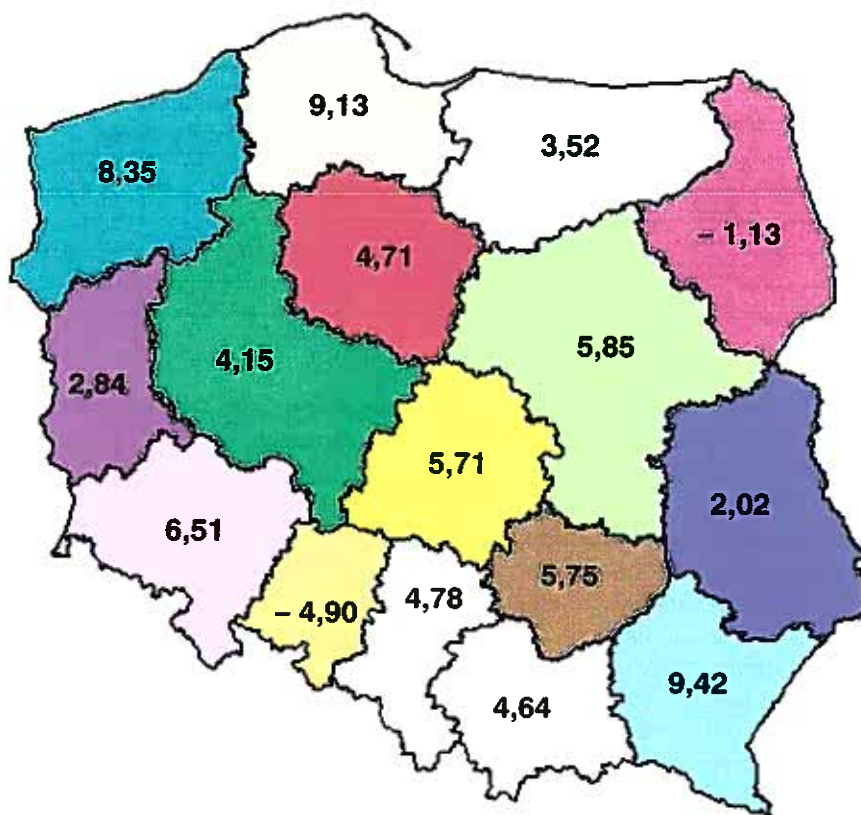
Z powyższego wynika, że trudno jest określić zależności między poziomem średnioważonych sta-

wek opłat za usługi przesyłowe i ich wzrostem. Może to być spowodowane tym, że przy opracowywaniu poprzednich taryf przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła nie dysponowały jeszcze pełną ewidencją kosztów, dostosowaną do wymogów Prawa energetycznego. W wielu z tych przedsiębiorstw dopiero przy opracowywaniu kolejnej taryfy wprowadzono do właściwego podziału kosztów, w wyniku czego nastąpił stosunkowo duży wzrost stawek opłat za usługi przesyłowe, przy jednoczesnym znacznie niższym wzroście cen ciepła, np. w województwach zachodniopomorskim (21,16 i 6,08%), śląskim (12,44 i 4,25%) i dolnośląskim (10,36 i 5,59%). Ponadto wydaje się, że w dalszym ciągu wpływ na powstanie tych dysproporcji miało ograniczenie wzrostu cen i stawek opłat do 15% w pierwszej taryfie (wymogi pierwszego rozporządzenia taryfowego), co niekiedy powodowało subsydiowanie skrośne między poszczególnymi rodzajami prowadzonej działalności i grupami odbiorców.

Wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła

W tabeli 16 przedstawiono też średni wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła. Określono go na podstawie przychodów przedsiębiorstw w poszczególnych województwach i w kraju, wynikających z cen i stawek opłat ustalonych w taryfach, zatwierdzonych w okresie sprawozdawczym, w stosunku do przycho-

Rys. 7. Średni wzrost przychodów planowanych na pierwszy rok stosowania taryfy (w %)



dów, wynikających z cen i stawek opłat ostatnio stosowanych.¹⁾

Określenie średniego wzrostu przychodów ze sprzedaży ciepła pozwala na ocenę średniego wzrostu opłat z tytułu zaopatrzenia w ciepło w poszczególnych województwach i w skali kraju oraz stanowi syntetyczny wskaźnik, służący do porównań makroekonomicznych. Ponieważ średni wzrost przychodów w województwach i w skali kraju jest określany na podstawie przychodów różnej wielkości przedsiębiorstw, o bardzo zróżnicowanym zakresie prowadzonej działalności (co omówiono w charakterystyce przedsiębiorstw), nie może być on utożsamiany ze wzrostem opłat ponoszonych w różnych miejscowościach przez różne grupy odbiorców. Tylko w skali przedsiębiorstwa możliwe jest określenie – na podstawie cen i stawek opłat ustalonych

w taryfie oraz zamówionej mocy cieplnej i sprzedaży ciepła – wysokości opłat dla poszczególnych grup odbiorców.

Z tabeli 16 wynika, że średni wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła w pierwszym roku obowiązywania taryf zatwierdzonych w pierwszym półroczu 2002 r., wynosi w skali kraju 5,61%, a jego zróżnicowanie w poszczególnych województwach (przedstawione również na rys. 7) wynosi od „-” 4,90% w woj. opolskim do „+” 9,42% w woj. podkarpackim. Jednak zarówno w woj. opolskim, jak i w woj. podkarpackim średnioważone ceny ciepła i stawki opłaty za usługi przesyłowe (rys. 5 i 6) są wyższe od średnioważonej ceny ciepła i stawki opłaty za usługi przesyłowe w skali kraju. W związku z tym trzeba stwierdzić, że dla uzyskania prawidłowej (obiektywnej) oceny skutków ekonomicznych istnieje potrzeba jednoczesnego analizowania wzrostu przychodów oraz poziomu cen i stawek opłat.

Niezbędne jest podkreślenie, że udział przychodów z tytułu świadczenia usług przesyłowych stanowi w skali kraju ok. 24% łącznych przychodów, przewidywanych na pierwszy rok obowiązywania taryf zatwierdzonych w pierwszym półroczu 2002 r., a więc jest ponad 3-krotnie mniejszy od przewidywanych przychodów z działalności gospodarczej związanej z wytwarzaniem ciepła. Tak więc wzrost stawek opłat za usługi przesyłowe powoduje znacznie mniejszy wzrost opłat dla odbiorców niż wzrost cen ciepła.

1) Zarówno przychody wynikające z cen i stawek opłat określonych w taryfach, jak też przychody wynikające z cen i stawek opłat ostatnio stosowanych są określane jako iloczyn cen i stawek opłat oraz przyjętych do kalkulacji wielkości zamówionej mocy cieplnej i sprzedaży ciepła z roku kalendarzowego, poprzedzającego pierwszy rok stosowania taryfy. Tak więc przychody w pierwszym roku stosowania taryfy są przychodami przewidywanymi. Rzeczywiste przychody w pierwszym roku stosowania taryfy mogą się różnić od przewidywanych wskutek zmian zamówionej mocy cieplnej i sprzedaży ciepła w stosunku do poprzedniego roku kalendarzowego.

Tabela 18. Zmiany średnioważonych cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe oraz przychodów przedsiębiorstw, którym w okresie styczeń – czerwiec 2002 r. zatwierdzono I, II, III i IV taryfy dla ciepła

Lp.	Taryfa	Średni wzrost [%]		
		cen ciepła	stawek opłat za usługi przesyłowe	przychodów ze sprzedaży ciepła
1	I taryfa	10,34	2,35	9,07
2	II taryfa	5,39	2,31	4,91
3	III taryfa	5,13	9,61	6,36
4	IV taryfa	4,98	5,40	5,07
5	Razem	5,28	6,68	5,61

Zmiany cen i stawek opłat oraz przychodów ze sprzedaży ciepła z uwzględnieniem podziału zatwierdzonych taryf na pierwsze, drugie, trzecie i czwarte

W tabeli 18 przedstawiono zmiany średnioważonych cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe oraz przychodów, jakie nastąpią w przedsiębiorstwach, którym w okresie styczeń – czerwiec 2002 r. zatwierdzono pierwszą i kolejne (drugą, trzecią, czwartą) taryfy dla ciepła.

Średnioważony wzrost cen ciepła o 5,28% w znacznym stopniu wynika z wzrostu o 10,34% średnich cen ciepła w przedsiębiorstwach, którym w okresie styczeń – czerwiec 2002 r. zatwierdzono pierwsze taryfy dla ciepła. Trzeba wyjaśnić, że pierwsze taryfy dla ciepła zostały zatwierdzone dla przedsiębiorstw, które podjęły w ostatnim czasie działalność ciepłowniczą, ale przede wszystkim dla przedsiębiorstw, które zwlekały z wnioskiem o zatwierdzenie taryfy dla ciepła (często aż do wezwania przez Prezesa URE o złożenie wniosku) pomimo, że działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło prowadzi od dłuższego czasu.

W przedsiębiorstwach, którym zatwierdzono drugą taryfę, średni wzrost cen ciepła jest tylko nieznacznie wyższy (wzrost o 5,39%), a w przedsiębiorstwach którym zatwierdzono trzecie i czwarte taryfy, jest niższy (wzrost

odpowiednio o 5,13% i 4,98%), od średniego krajowego wzrostu cen ciepła „ogółem”.

Podobnie jest w odniesieniu do wzrostu przychodów ze sprzedaży ciepła. W przedsiębiorstwach, którym zatwierdzono pierwsze taryfy, wzrost przychodów jest znacznie wyższy (wzrost o 9,07%) od wzrostu przychodów dla wszystkich przedsiębiorstw (wzrost o 5,61%).



Autorka jest Koordynatorem Zespołu ds. Standaryzacji i Taryfikacji w URE

*) Skróc raportu przygotowanego dla Prezesa URE o taryfach dla ciepła zatwierdzonych w pierwszym półroczu 2002 r.

**Warunki prenumeraty na rok 2003
Biuletynu Urzędu Regulacji Energetyki
– na stronach 47–48**

O ZADANIACH RZECZNIKA ODBIORCÓW PALIW I ENERGII

Jacek Belkowski

W dniu 1 lipca 2002 r. zaczął obowiązywać nowy statut Urzędu Regulacji Energetyki. Wprowadzony został on w życie zarządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 25 czerwca 2002 r. w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki (Monitor Polski Nr 26, poz. 436). Jedną z wielu zmian w stosunku do poprzedniego statutu jest utworzenie nowego stanowiska Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii, które w dniu 1 lipca 2002 r. zostało mi powierzone.

Przy opracowaniu założeń do nowego statutu przyjęto generalną zasadę zmniejszenia liczby komórek organizacyjnych i uproszczenie struktury Urzędu. Wynikało to z potrzeby zmniejszenia kosztów funkcjonowania URE i dostosowanie Urzędu do nowych warunków wynikających m.in. z przystąpienia Polski do UE. Struktura Urzędu została stworzona przy wykorzystaniu nabytych doświadczeń w ciągu pięciu lat istnienia Urzędu, czego efektem jest także nowoutworzone stanowisko Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii.

Prezes URE zgodnie z przepisami ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 z późn. zm.) ma za zadanie regulowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą i założeniami polityki energetycznej państwa uwzględniając interesy przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii. Doświadczenie uczy, że o ile przedsiębiorstwa energetyczne mają odpowiednie specjalistyczne służby, które są w stanie sprawnie pokierować działaniami przedsiębiorstwa i są w kontakcie z właściwymi organami państwowymi, to odbiorcy bardzo często potrzebują pomocy w tym zakresie. Szczególnie staje się to czytelne gdy uświadomimy sobie, że przeważającą liczbę odbiorców stanowią osoby fizyczne, które często nie znają swoich praw. Bardzo często nie wiedzą gdzie mają się zwrócić ze swoimi problemami jakie powstają pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym a odbiorcą.

Pojedyncze stanowisko nie byłoby w stanie załatwić wszystkich skarg odbiorców, czy sporów między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami, dlatego też będą one załatwiane w układzie dotychczasowym, czyli w dominującym wymiarze przez oddziały terenowe Urzędu Regulacji Energetyki.

Rzecznik odbiorców powinien każdemu odbiorcy pomóc zdefiniować problem i skierować go do właściwej komórki organizacyjnej Urzędu bądź do odpowiedniej instytucji, jeśli sprawa wykracza poza kompetencje URE.

W sprawach szczególnie drażliwych, mam tu na myśli przypadki wykorzystywania przez przedsiębiorstwa dominującej pozycji w stosunku do odbiorców, lub gdy sprawa jest niewłaściwie udokumentowana, czy niejasne

lub niezasadne są zarzuty w stosunku do odbiorcy, będą zwracał się bezpośrednio do osób, które w przedsiębiorstwach energetycznych są odpowiedzialne za dany rodzaj spraw lub do ich przełożonych. Liczę w takich przypadkach na szybkie wyjaśnienie istoty problemu.

Zamierzam analizować tematykę skarg i sporów prowadzonych przez komórki Urzędu Regulacji Energetyki a powstałymi między odbiorcami a przedsiębiorstwami energetycznymi. Efekty takiej analizy będą omawiane okresowo w publikacjach URE i mogą się przekładać na wnioski o zmianę aktów prawnych. Będę pokazywać przykłady zarówno pozytywnych rozwiązań konkretnych problemów jak i negatywne przypadki. Liczę na współpracę przedsiębiorstw energetycznych w dzieleniu się wiedzą i pokazywaniem możliwości rozwiązywania problemów charakterystycznych dla obsługi odbiorców.

Podjęmę współpracę z instytucjami zajmującymi się problematyką konsumencką, a także z federacjami konsumenckimi. Mam nadzieję, że taka współpraca budować będzie świadomość praw odbiorców paliw i energii i przez to prowadzić będzie do podnoszenia jakości obsługi odbiorców przez przedsiębiorstwa energetyczne.

Z krótkiego okresu pracy na tym stanowisku zauważyłem niepokojącą liczbę przypadków, gdy odbiorcy są straszeni możliwością odcięcia dostawy paliw lub energii. I to nie chodzi o takich odbiorców, którzy nie płacą rachunków, ani też nie chodzi o przypadki, o których jest mowa w art. 6 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, czyli zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska, czy też nielegalny pobór. Chodzi tu głównie o dostosowanie instalacji odbiorczej do wymogów odpowiednich przepisów. Złą praktyką jest stosowanie w formularzach przez niektóre przedsiębiorstwa energetyczne kategorię stwierdzeń, że jak nie będzie spełnione natychmiast oczekiwanie dostawcy to odbiorcy zostanie wstrzymana dostawa gazu, ciepła czy energii elektrycznej. Odebrane sygnały od odbiorców świadczą o ich przerażeniu, że w krótkim czasie zostaną pozbawieni gazu czy energii, przy czym bardzo często nie rozumieją istoty sprawy.

Innym rodzajem to sprawy wynikające z nieświadomości skutków podpisania nowej umowy na znacznie większą, niż dotychczas, moc zamówioną. Uświadomienie następuje po przystaniu faktur do zapłaty. Można to inaczej załatwiać, nie „łapać” klienta na nieuświadomione kilkukrotne podniesienie mocy zamówionej. Uważam, że przed podpisaniem umowy należy wyjaśnić odbiorcy istotne, w stosunku do poprzedniej, zmiany w umowie i o skutkach wprowadzonych zmian. Takie załatwianie buduje zaufanie odbiorcy do przedsiębiorstwa energetycznego i na pewno w dłuższej perspektywie czasowej opłaci się przedsiębiorstwu.

Z tych sygnałów przedsiębiorstwa energetyczne powinny wyciągnąć kilka wniosków. Przede wszystkim należy zastąpić druki opracowane przed wielu laty na takie, w których klient traktowany będzie jak partner. Bez wyciągania wobec niego bez potrzeby straszaka w postaci możliwości przerwania dostaw. Ponadto w kontaktach z odbiorcami należy operować językiem zrozumiałym i nie próbować przy pomocy skomplikowanych dla

odbiorców zapisów umów wyciągać od nich wyższe stawki opłat.

Zarządy większości przedsiębiorstw energetycznych dają jednoznaczne sygnały, że są świadomi, że ich przedsiębiorstwa nie mogą istnieć bez odbiorców. Sądzę, że jeszcze trzeba popracować nad tym, by ta banalna prawda dotarła do wszystkich pracowników mających kontakt z odbiorcami.

ZMIANA NAPIĘCIA ZNAMIONOWEGO z 220/380 V na 230/400 V

Jacek Belkowski

W wielu publikacjach prasowych poruszany jest temat zmiany napięcia niskiego w Polsce z dotychczasowego 220/380 V¹⁾ na 230/400 V. Jest to powszechnie używane napięcie przez odbiorców energii elektrycznej w Polsce, stąd szerokie zainteresowanie sprawą. Niestety w publikacjach zamieszczanych w prasie codziennej, a więc kierowanej do stosunkowo dużej liczby czytelników, znajdują się rozbieżne informacje, które powodują, że odbiorcy nie wiedzą na jakie faktycznie skutki będą narażeni w chwili zmiany napięcia.

Mam nadzieję, że tekst ten zainspiruje pracowników przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się eksploatacją sieci elektroenergetycznych do podjęcia działań zmierzających do rzetelnego informowania odbiorców o harmonogramie i skutkach zmiany napięcia na obsługiwanych obszarach. Dotyczy to oczywiście tych obszarów, na których nie dokonano jeszcze zmiany napięcia.

Dlaczego zmieniamy napięcie?

Wartości napięć między innymi dla sieci przesyłowych, odbiorczych i urządzeń określa Polska Norma **PN-IEC 60038** Napięcia znormalizowane IEC, ustanowiona przez Polski Komitet Normalizacyjny w dniu 18 marca 1999 r. uchwałą nr 14/99-o. Wymieniona norma jest jednym z elementów dostosowania, w tym przypadku napięcia, polskich standardów technicznych do wymogów międzynarodowych i zastąpiła normę PN-88/E-02000.

PN-IEC 60038 jest normą do obligatoryjnego stosowania, ponieważ wymieniona jest w załączniku²⁾ do rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 14 września 1999 r. w sprawie wprowadzenia obowiązku stosowania niektórych Polskich Norm (Dz. U. Nr 80, poz. 911 ze zm.)³⁾.

W normie zostały określone wymagane lub zalecane wartości napięcia znamionowego sieci dla różnych

rodzajów sieci i urządzeń. I tak w dziale drugim norma PN-IEC 60038 „Tablice napięć znormalizowanych”, w tablicy I „Sieci i urządzenia prądu przemiennego o napięciu znamionowym zawartym między 100 a 1 000 V włącznie” w kolumnie dotyczącej sieci trójfazowej cztero- i trójprzewodowej o częstotliwości 50 Hz wymieniono napięcie znamionowe 230/400 V.

Kiedy powinno być zmienione napięcie?

W normie PN-IEC 60038 Napięcia znormalizowane IEC, w przypisie przy interesującym nas poziomie napięcia znamionowego 230/400 V znajduje się zalecenie dotyczące harmonogramu zmiany napięcia. Okres przejściowy zmiany napięcia 220/380 V na 230/400 V „powinien być możliwie krótki i nie zaleca się aby przekroczył 2003 rok”. Biorąc jednocześnie pod uwagę rozstrzygnięcia rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 14 września 1999 r. w sprawie wprowadzenia obowiązku stosowania niektórych Polskich Norm wprowadzanie zmian mogło być rozpoczęte 23 października 1999 r., z chwilą wejścia w życie tego aktu prawnego⁴⁾, i powinno być zakończone przed końcem 2003 r.

Niezależnie od powyższego pragnę zwrócić uwagę, że stosownie do § 33 punkt 5b rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 25 września 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. Nr 85, poz. 957), przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane **do powiadomienia na piśmie, co najmniej z rocznym wyprzedzeniem**, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania instalacji do zmienionych warunków zasilania. Z tego przepisu wynika bezpośredni obowiązek ciążący na przedsiębiorstwach energetycznych oraz pośredni obowiązek dostosowania instalacji i odbiorników energii elektrycznej przez odbiorców.

4) § 3 rozporządzenia mówi: „wchodzi w życie po upływie 14 dni od publikacji”; Dziennik Ustaw Nr 55 ukazał się 8 października 1999 r.

1) Pierwsza wartość określa wartość nominalną fazową i występuje w instalacjach jednofazowych; druga wartość to napięcie międzyfazowe, obie liczby charakteryzują sieć trójfazową.

2) Na pozycji 227.

3) Rozporządzenie wydane na podstawie art. 19 ust. 2 ustawy z 3 kwietnia 1993 r. o normalizacji (Dz. U. Nr 55, poz. 251 ze zm.).

Wartości napięć

Na podstawie dotychczasowych przepisów napięcie w sieciach prądu przemiennego powinno wynosić 220 V⁵⁾, z dopuszczalnym odchyleniem w dół – 10% i w górę + 5%. Odpowiada to możliwej zmienności napięć od 198 V do 231 V.

Obowiązująca norma PN-IEC 60038 podaje dwa zalecenia dotyczące odchyłek od nominalnej wartości 230 V. Pierwsze dotyczy okresu przejściowego, w którym zalecane odchylenia wynoszą: – 10% i + 6%, co odpowiada zmienności napięć w przedziale 207 V do 243,8 V. Drugie zalecenie podaje możliwe odchylenia w przedziale $\pm 10\%$, co odpowiada 207 V do 253 V i dotyczy normalnych warunków użytkowania, po okresie przejściowym.

Pragnę odnotować, że istnieje, oprócz normy, inny akt prawny odnoszący się do napięć. Jest nim cytowane wcześniej rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 25 września 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz **standardów jakościowych** obsługi odbiorców, w którym to rozporządzeniu w rozdziale 6 „Standardy jakościowe obsługi odbiorców”, w § 33 ust. 1 pkt 2, zostały określone dopuszczalne odchylenia napięcia znamionowego, dla interesującego nas poziomu napięć, w przedziale od – 10% do + 5%, co odpowiada zmienności napięć od 207 V do 241,5 V. Takie uregulowanie oznacza, że przyjęte standardy jakościowe obsługi odbiorców są ostrzejsze od obowiązującej normy, ponieważ zawężają dopuszczalne odchylenie napięcia w górę. W obecnym stanie prawnym dopuszczona zmienność napięcia wynosi:

- **198 V do 241,5 V – w okresie przejściowym, to jest do 31.12.2003 r.,**
- **207 V do 241,5 V – od 1.01.2004 r.**

Formalnie rzecz biorąc, przy spełnieniu przytoczonego wcześniej wymogu powiadomienia odbiorców, od kilku lat możliwe jest by w instalacjach odbiorców było napięcie o wartości 241,5 V. I pewnie u części odbiorców zmiana wartości napięcia stała się faktem.

Skutki zmiany napięcia

Dotychczasowe doświadczenie pokazuje, że głównym zmartwieniem odbiorców było zbyt niskie napięcie w sieci elektrycznej, które powodowało pogorszenie pracy urządzeń elektrycznych, a w skrajnych przypadkach uniemożliwiało pracę niektórych rodzajów odbiorników energii elektrycznej. Z tego właśnie względu należy się cieszyć, że skutek zmiany napięć podniesione zostanie minimalne dopuszczalne napięcie.

Korzyści z unifikacji napięć jest wiele. Przytoczę kilka najbardziej praktycznych:

- możliwość korzystania w każdym kraju z tych samych urządzeń,

- możliwość produkcji większych serii takich samych urządzeń, a tym samym możliwość obniżenia ceny,
- większa kompatybilność części i podzespołów.

Specjaliści od budowy urządzeń elektrycznych uspokajają, mówiąc, że nie będzie negatywnych skutków zmiany napięcia ponieważ:

- urządzenia elektryczne dostępne na naszym rynku od wielu lat (niektóre grupy urządzeń nawet od kilkunastu lat) przystosowane są do pracy ze znamionowym napięciem 230 V,
- starsze urządzenia konstruowane były z marginesami bezpieczeństwa przekraczającymi możliwe do osiągnięcia wartości napięć przy aktualnych regulacjach,
- doświadczenia krajów, które przeszły podobną operację wskazują, że nie było negatywnych skutków zmiany napięcia.

Pomimo takich argumentów wskutek sygnałów płynących z artykułów prasowych wśród odbiorców istnieje obawa, iż najstarsze urządzenia przestaną działać, a więc te, które najczęściej używane są przez osoby o niższych dochodach.

Należy zatem oczekiwać od przedsiębiorstw energetycznych, że skutecznie dotrą z rzetelną informacją do wszystkich odbiorców. W niektórych przypadkach, szczególnie w stosunku do ludzi starszych lub niedoświadczonych, bezpośredni kontakt pracownika przedsiębiorstwa energetycznego zapewne byłby dobrym sposobem na powiadomienie o planowanych zmianach napięcia sieci, przy jednoczesnej możliwości dokonania oceny zagrożeń dla konkretnych urządzeń u odbiorcy. W zależności od stwierdzonych zagrożeń można dostosować program zmiany napięcia do istniejących warunków, kierując się zasadą dbałości o interes odbiorców.

Należy zwrócić uwagę, że istnieje przedział napięć od 207 do 231 V, który spełnia wymagania poprzedniej normy dla napięcia znamionowego 220 V i nowej normy, przy podwyższonym napięciu do 230 V. W przypadkach, gdy jest to uzasadnione potrzebami odbiorców i gdy są możliwości techniczne sieci, można zawęzić zmienność napięcia do podanego przedziału.

Liczę na profesjonalne podejście pracowników przedsiębiorstw energetycznych, na rzeczowe, wszechstronne wyjaśnienia i tam gdzie to będzie potrzebne na pomoc odbiorcom. Przedsiębiorstwa w różnym stopniu mają zaawansowane prace wprowadzenia w życie zmiany napięcia znamionowego w sieciach. Bardzo pomocną może być wymiana doświadczeń w ramach zawodowej współpracy elektroenergetyków.



Autor jest Rzecznikiem Odbiorców Paliw i Energii URE

5) W tej części, dla czytelności wywodu, będę podawał tylko wartości napięcia fazowego.

KOSZTY OSIEROCONE W POLSCE I KRAJACH UE

Agnieszka Panek

Problem kosztów osieroconych (stranded costs) w polskim sektorze elektroenergetycznym jest ostatnio tematem poruszonym w licznych publikacjach. W procesie tworzenia konkurencyjnego rynku energii elektrycznej problem ten pojawił się także w krajach Unii Europejskiej po wejściu w życie Dyrektywy 96/92/EC, określającej zasady działania jednolitego rynku energii elektrycznej w krajach UE.

W Polsce, podobnie jak w wielu krajach UE, na przedsiębiorstwach energetycznych ciąży zobowiązanie wynikające z przeprowadzonych inwestycji, długoterminowych umów na zakup paliw lub energii, umów zawartych z pracownikami, które nie będą mogły być pokryte po wprowadzeniu w pełni konkurencyjnego rynku. W celu umożliwienia państwom UE rozwiązania tego problemu w art. 24 ww. Dyrektywy przewidziano stosowanie rozwiązań przejściowych, które umożliwiają odzyskanie kosztów osieroconych poprzez odstąpienie od niektórych uregulowań zawartych w Dyrektywie. Podejście dotyczące rozwiązania problemu kosztów osieroconych nie jest jednakowe w każdym przypadku, lecz dostosowane do indywidualnych uwarunkowań. Obowiązuje jednak generalna zasada, że tego rodzaju koszty nie powinny zakłócać mechanizmów konkurencji, co jest szczególnie ważne w obrocie transgranicznym. Poniżej przedstawiamy kilka zaproponowanych przez kraje członkowskie rozwiązań:

Austria

Koszty osierocone w Austrii pojawiły się w wyniku udzielenia gwarancji rządowym wytwórcom energii elektrycznej, których działalność wymagała koncesjonowania oraz długoterminowej umowy dostawy węgla brunatnego zawartej pomiędzy kopalnią węgla brunatnego GKB a koncernem OeDK (operator elektrowni Voitsberg). Łączna suma tych kosztów została oszacowana przez niezależnych ekspertów odpowiednio na kwoty 462 mln EURO oraz 179 mln EURO. Zdecydowano, iż koszty te zostaną pokryte za pośrednictwem subwencji. Środki finansowe przeznaczone na wypłatę subwencji i systemu administracyjno – monitorującego uzyskiwane są z opłaty pobieranej od operatorów sieci przesyłowej oraz odbiorców uprawnionych do swobodnego dostępu do sieci przesyłowej, którzy wcześniej odbierali energię elektryczną wyprodukowaną przez przedsiębiorstwa, w których pojawiły się koszty osierocone. Natomiast operatorzy sieci przesyłowej pokrywają te koszty w swoich taryfach.

Powyższe rozwiązanie zostało zaaprobowane przez Komisję Europejską, przy czym zakwalifikowano je jako

pomoc państwa dla przedsiębiorstw, a nie jako rozwiązanie okresu przejściowego zgodnie z art. 24 Dyrektywy.

Dania

Koszty osierocone w Danii wynikały z zawarcia długoterminowych umów na dostawy gazu typu *take-or-pay*, stanowiącego paliwo dla czterech elektrociepłowni, w stosunku do których istniał nałożony prawem obowiązek zakupu energii przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne po określonej cenie, konieczności pokrycia kosztów likwidacji wyeksploatowanych elektrowni oraz pokrycia zobowiązań emerytalnych wobec pracowników kopenhaskiego przedsiębiorstwa dystrybucyjnego, które prowadzi również działalność wytwórczą. Koszty te zostały oszacowane odpowiednio na 120 – 136 mln EURO i 376 mln EURO, natomiast w zakresie świadczeń emerytalnych nie zostały oszacowane.

W przypadku wytwórców zezwolono im na pobieranie dodatkowej opłaty od wytwarzanej przez nich energii elektrycznej. Opłata ta jest obliczana z dołu jako różnica pomiędzy przychodami wytwórcy a kosztami i zobowiązaniami wynikającymi z kontraktów.

W zakresie konieczności likwidacji źródeł zaproponowano system subsydiów państwowych. Koszty finansowania subsydiów przełożone są na odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przedsiębiorstw dystrybucyjnych Elsam i Elkraft, które przeprowadzają te likwidacje bez względu na źródło zakupu energii.

W zakresie świadczeń emerytalnych zaproponowano system opłat nałożonych na odbiorców energii przyłączonych do sieci tego przedsiębiorstwa dystrybucyjnego.

Powyższe rozwiązania zostały przedstawione Komisji Europejskiej i zostały uznane za wykraczające poza zakres art. 24 Dyrektywy. Aktualnie przeprowadzane jest badanie pod względem zgodności przyjętych rozwiązań z zasadami stosowania mechanizmów pomocy państwa.

Francja

Koszty osierocone we Francji obejmują koszty wynikające z umów na dostawę energii elektrycznej zawartych z niezależnymi wytwórcami, kosztów związanych z likwidacją elektrowni jądrowej Superphenix oraz zobowiązań związanych z finansowaniem specjalnego programu emerytalnego dla pracowników sektora elektroenergetycznej i gazowego.

Francja przedstawiła jedynie ogólny opis proponowanej metody pokrycia kosztów wynikających z umów na dostawę energii elektrycznej zawartych z niezależnymi

mi wytwórcami, polegającej na wypłacaniu EdF rekompensat z funduszu zasilanego przez dodatkowe opłaty nałożone na odbiorców, wytwórców i autoproducentów importujących lub dokonujących zakupu na terenie UE, dodawane do każdej jednostki energii wytworzonej, dostarczonej lub zakupionej. Koszty te miałyby być rozdzielone pomiędzy odbiorców mających prawo do wyboru dostawcy oraz odbiorców nie posiadających tego prawa. W przypadku likwidacji elektrowni jądrowej przedstawiono taki sam mechanizm.

Natomiast w zakresie świadczeń emerytalnych stwierdzono jedynie, że pracodawcy nie utworzyli rezerwy na ten cel oraz, że koszty te będą rosły z roku na rok.

Komisja Europejska uznała, iż przedstawione rozwiązanie wykracza poza ramy art. 24 Dyrektywy.

Hiszpania

Hiszpania określiła dwa rodzaje kosztów osieroconych: obniżenie przychodów wytwórców w stosunku do przychodu wcześniej gwarantowanego (gwarantowane pokrycie kosztów przeprowadzanych inwestycji modernizacyjnych – technologiczne koszty osieroczone i długoterminowe umowy na zakup paliwa) oraz zwiększenie kosztów działalności operatorów systemów przesyłowych działających poza Półwyspem Iberyjskim.

W pierwszym przypadku zaproponowano zastosowanie systemu kompensat na łączną kwotę ok. 11,7 mld EURO, w tym 9,9 mld EURO odszkodowania na technologiczne koszty osieroczone dla 11 wytwórców, a 1,73 mld EURO na pokrycie stałej subwencji dla wytwórców produkujących energię elektryczną z hiszpańskiego węgla.

Źródłami środków finansowych na wypłatę kompensat dla wytwórców jest opłata zatwierdzona przez Regulatora w taryfach wytwórców oraz opłata przesyłowa. Opłaty te pobierane są przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne i przekazywane wytwórcom pod nadzorem Regulatora. Od 1 stycznia 1999 r. dokonano zmian w przepisach, w szczególności wprowadzono stały składnik taryfy wytwórców w wysokości 4,5% ceny energii przeznaczony na wypłatę kompensat. Planuje się, iż na podstawie zagwarantowanych w ten sposób przychodów wytwórcy dokonają emisji papierów wartościowych do wysokości 5,9 mld EURO z terminem płatności 15 lat. Natomiast dopłaty dla wytwórców produkujących energię elektryczną z hiszpańskiego węgla są finansowane ze stałej opłaty w taryfie w wysokości 0,006 EURO/kWh.

Metoda pokrycia kosztów osieroconych związanych z działalnością operatorów przesyłowych poza Półwyspem Iberyjskim nie została szczegółowo określona, stwierdzono jedynie, że powinny one zostać pokryte w sposób analogiczny do kosztów działalności operatorów krajowych.

Powyższe rozwiązanie zostało zaaprobowane przez Komisję Europejską, przy czym nie zakwalifikowano go jako rozwiązania okresu przejściowego zgodnie z art. 24 Dyrektywy.

Niemcy

Koszty osieroczone w Niemczech obejmują koszty związane z przeprowadzoną przez VEAG w byłym NRD inwestycją w zakresie odbudowy i modernizacji należących do tego przedsiębiorstwa elektrociepłowni opalanych węglem brunatnym. Koszty te miały zostać pokryte w wyniku realizacji długoterminowych umów sprzedaży energii elektrycznej pomiędzy VEAG a operatorami sieci rozdzielczych w Niemczech Wschodnich. Operatorzy ci mieli zakupić 70% swojego zapotrzebowania od VEAG po cenie zapewniającej pokrycie kosztów, a następnie przenieść koszty zakupu w taryfach na odbiorców końcowych.

W celu zapewnienia sprzedaży energii elektrycznej przez VEAG wprowadzono przejściowe przepisy, które zezwalają to odmowę przez przedsiębiorstwo sieciowe dostępu do sieci odbiorcom z byłej NRD w celu zakupu energii od alternatywnych dostawców. Rozwiązanie to zmusi odbiorców do zakupu energii po cenie droższej niż rynkowa. Planowane jest stosowanie tego rozwiązania do roku 2003.

Powyższe rozwiązanie zostało zaaprobowane przez Komisję Europejską i zakwalifikowano je jako rozwiązanie okresu przejściowego zgodnie z art. 24 Dyrektywy.

Podsumowanie

Z powyżej przedstawionych informacji wynika, iż rozwiązanie problemu kosztów osieroconych nie jest zadaniem łatwym. Wszystkie proponowane powyżej rozwiązania przekładają się wcześniej czy później na wzrost płatności odbiorców. Należy jednak zdać sobie sprawę, iż u źródła powstania tych kosztów leży utrzymanie wysokiego poziomu i niezawodności świadczenia usług energetycznych – czyli właśnie interes odbiorcy.

W Polsce zaproponowano już kilka sposobów rozwiązania problemu kosztów osieroconych związanych z kontraktami długoterminowymi, jednak jak na razie żaden z nich nie został zrealizowany. Nie udało się wprowadzić w życie systemu opłat kompensacyjnych (SOK). Aktualnie planuje się rozwiązania wielotorowe tego problemu. Część kontraktów ma być rozwiązana a zobowiązania przejęte przez koncern, w którym znaleźliby się wytwórcy o krańcowo różnych kosztach wytwarzania, co po uśrednieniu dałoby możliwość stosowania przez koncern ceny energii na poziomie rynkowym. Pozostałe kontrakty długoterminowe (w całości lub części) mają zostać rozwiązane. Koszty finansowe z nimi związane będą spłacone wcześniej za pomocą środków pozyskanych z emisji obligacji, które zostaną wykupione ze środków z opłaty restrukturyzacyjnej dołączonej do opłaty przesyłowej.

Na tym etapie realizacji trudno stwierdzić, czy przyjęto rozwiązania optymalne. Jednak na pewno powinny zostać rozważone koszty dodatkowe proponowanych rozwiązań w odniesieniu do płynących z nich korzyści, a także ich wykonalność w aktualnych warunkach prawnych. Warto również przyjrzeć się rozwiązaniom już wprowadzonym w życie w krajach UE, aby wystrzec się

błędów, które inni już popełnili. Należy również wziąć pod uwagę różnice uregulowań prawnych, księgowych itp. pomiędzy Polską a krajami UE.

Jedno jest oczywiste – rozwiązanie przyjęte w Polsce powinno być przejrzyste (określone kwotowo i wyodrębnione w taryfach) oraz ograniczone w czasie, co pozwoli na jego akceptację przez organy unijne.



Autorka jest pracownikiem Departamentu Promowania Konkurencji URE

Literatura:

1. „Directive 96/92/EC of The European Parliament and of The Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market of electricity” – Official Journal L 027, 30/01/1997 p. 0020-0029.
2. „Elektroenergetyka w Unii Europejskiej” – Władysław Mielczarski, Rynki Energii-Consulting Sp. z o.o., Łódź 2002.
3. „Perspektywy rozwoju elektroenergetyki w świecie i w Polsce” – Mirosław Duda, Biblioteka Regulatora, Warszawa, październik 2001.
4. „Konkurencyjny rynek dostawców” – Mirosław Duda, Biuletyn URE Nr 1, styczeń 2002.
5. „Bariery zaistnienia rynku energii elektrycznej” – Agnieszka Andrzejczuk, Biuletyn URE Nr 4, lipiec 2002.

PRAWNE ASPEKTY POZOSTAWIENIA WNIOSKU O ROZSTRZYGNIĘCIE SPORU BEZ ROZPOZNIANIA

Zdzisław Muras

Zgodnie z art. 23 ust. 5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 ze zm.) do kompetencji Prezesa URE należy m.in. rozstrzyganie sporów w zakresie określonym w art. 8 ust. 1 tej ustawy, w tym także sporów dotyczących ustalania warunków świadczenia usług przesyłowych paliw lub energii (art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne).

W dniu 27 czerwca 2002 r. do Prezesa URE zwrócił się zarząd jednego z przedsiębiorstw energetycznych o rozstrzygnięcie sporu dotyczącego warunków umowy o świadczenie usług przesyłowych. Wniosek ten zawierał pewne uchybienia formalne, ponieważ nie precyzował przedmiotu sporu. Zgodnie natomiast z wyrokiem z dnia 13 października 1999 r. Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Antymonopolowego (XVII Amc 36/99), postępowanie sporne z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, jest przykładem postępowania kontradiktoryjnego. Dla jego skuteczności wymagane jest zatem istnienie dwóch stron procesowych. Zarówno inicjatywa wszczęcia postępowania, jak i **określenia jego przedmiotu**, w zakresie, o którym mowa w tym przepisie, **należy wyłącznie do strony postępowania**, nie zaś do Prezesa URE. Także w orzecznictwie Naczelnego Sądu Administracyjnego przyjmuje się, że w razie wątpliwości co do przedmiotu postępowania, jego sprecyzowanie należy do strony, nie zaś do organu administracji. W wyroku NSA z dnia 11 czerwca

1990 r. (I SA 367/90 ONSA 1990/2-3/47), sąd ten wskazał, że stosownie do art. 61 § 1 Kpa żądanie wszczęcia postępowania administracyjnego określa przedmiot tego postępowania, a w razie wątpliwości sprecyzowanie żądania należy do strony, nie zaś do sfery ocennej organu administracji¹⁾.

W związku z powyższym, w omawianej sprawie, na podstawie art. 64 § 2 Kodeksu postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2000 r. Nr 98, poz. 1071 oraz z 2001 r. Nr 49, poz. 509) zwrócono się do zainteresowanego podmiotu o sprecyzowanie przedmiotu sporu z równoczesnym zastrzeżeniem, że nieusunięcie braków w terminie 7 dni od dnia otrzymania pisma spowoduje pozostawienie podania bez rozpoznania. Strona postępowania nie uzupełniła wskazanego powyżej braku, co było podstawą do pozostawienia wniosku bez rozpoznania, o czym powinny być powiadomione zainteresowane strony.

W doktrynie postępowania administracyjnego możemy znaleźć zarówno poglądy, iż pozostawienie wniosku bez rozpoznania powinno następować w drodze decyzji administracyjnej²⁾, jak i poglądy, że następuje ono w for-

1) Zob. też wyrok NSA z 5 lipca 1999 r. IV SA 1632/96, niepublikowany.

2) Zob. np. J. Borkowski, J. Jendrośka, R. Orzechowski, A. Zieliński, Kodeks postępowania administracyjnego wyd. II, Komentarz, Warszawa 1989 r., str. 152.

mie pisma informującego zainteresowaną stronę o zaistnieniu tego faktu³⁾. Dużo bardziej jednoznaczne w tej mierze jest orzecznictwo. Zarówno Sąd Najwyższy⁴⁾, jak i Naczelny Sąd Administracyjny⁵⁾ zgodnie przyjmują, że **pozostawienie wniosku o wszczęcie postępowania administracyjnego bez rozpoznania** na podstawie art. 64 § 2 Kpa **nie wymaga wydania decyzji administracyjnej**. Jak podkreśla w swojej uchwale Sąd Najwyższy, wniosek o wszczęcie postępowania może wywoływać przewidziane przez prawo skutki prawne jedynie wówczas, gdy czyni on zadość wymaganiom, jakie mu to prawo stawia. Jednym z wymogów, którego spełnienie jest konieczne, aby wniosek spowodował wszczęcie postępowania administracyjnego, w tym także w sprawie rozstrzygnięcia przez Prezesa URE sporu o świadczenie usług przesyłowych, jest precyzyjne określenie żądania – czyli przedmiotu postępowania. Brak spełnienia tego wymogu powoduje, że wniosek taki, jako wadliwy nie powoduje wszczęcia jurysdykcyjnego postępowania administracyjnego, które to postępowanie może być zakończone wydaniem decyzji administracyjnej. Jeżeli więc podanie nie spełnia podstawowych wymogów, nie powoduje ono wszczęcia postępowania administracyjnego z chwilą jego doręczenia, a ponieważ nie zostało wszczęte postępowanie administracyjne, nie może być zakończone w formie wydania decyzji administracyjnej. Brak skuteczności żądania wszczęcia postępowania powoduje, że nie można przyjąć, iż zostało wszczęte postępowanie w danej instancji, a zatem, że istnieje podstawa do jego zakończenia choćby i decyzją niemerytoryczną. Nawet zatem gdyby, wbrew wyraźnym rozwiązaniom prawnym, przyjąć, że art. 104 Kpa stanowi samodzielną podstawę prawną wydania decyzji, to fakt, że dotknięte brakami formalnymi żądanie nie

może skutecznie doprowadzić do wszczęcia postępowania w sprawie, wyłącza wydanie decyzji o jego zakończeniu. Zgodnie jednak z zasadą pisemności postępowania (art. 14 Kpa) organ administracji jest obowiązany do powiadomienia zainteresowanego o pozostawieniu jego wniosku bez rozpoznania. Także Naczelny Sąd Administracyjny podkreśla, że pozostawienie sprawy bez rozpoznania nie następuje ani w formie decyzji administracyjnej, ani postanowienia, jest to bowiem jedynie czynność materialno-techniczna, o której należy jednak poinformować strony⁶⁾.

Wydanie natomiast w takim wypadku decyzji administracyjnej powoduje, że jest ona obciążona jednym z poważnych uchybień proceduralnych wskazanych w art. 156 § 1 pkt 2 Kpa, stanowiących podstawę stwierdzenia jej nieważności, ponieważ decyzja taka jest wydawana bez podstawy prawnej. Nie stanowi bowiem samodzielną podstawy do wydania takiej decyzji ani art. 64 § 2 Kpa, ani art. 104-105 Kpa.

Na zakończenie należy jeszcze podkreślić, że organ administracji jest zobowiązany zawsze do wezwania strony (jeżeli jest ona znana) do usunięcia zaistniałego uchybienia w ustawowym terminie siedmiu dni. Termin ten nie może być dowolnie przez organ administracyjny ani wydłużany, ani skracany. Natomiast samo pozostawienie wniosku bez rozpoznania nie wyczerpuje uprawnień stron do wystąpienia z wnioskiem o rozstrzygnięcie zaistniałego sporu o świadczenie usług przesyłowych pomiędzy tymi samymi podmiotami w przyszłości, o ile wniosek taki będzie wolny od wad, tzn., gdy będzie spełniał wszystkie stawiane przez prawo wymogi, co do jego formy i treści.



*Autor jest pracownikiem
Departamentu Promowania Konkurencji URE*

3) Zob. np. B. Adamiak, J. Borkowski, Kodeks postępowania administracyjnego. Komentarz, Warszawa 2000 r., str. 319.

4) Zob. uchwałę siedmiu Sędziów Sądu Najwyższego z 8 czerwca 2000 r. III ZP 11/00, OSNAP z 2000 r. nr 19, poz. 702, z aprobowaną glosą B. Adamiak OSP z 2001 r. nr 1 poz. 12.

5) Zob. np. wyrok NSA z 13 lipca 1999 r. I SA 1658/98, niepublikowany, wyrok NSA z 7 grudnia 1999 r. I SA 95/99, niepublikowany.

6) Zob. wyrok NSA z 30 września 1999 r. I SAB 89/99, niepublikowany.

PROBLEMY STRUKTURALNE W ENERGETYCE – DYLEMATY WYBORU

dr Mirosław Duda

Reforma rynkowa naszej gospodarki spowodowała powstanie nowych struktur przedsiębiorstw, umożliwiających wykorzystanie inicjatywy podmiotów gospodarczych, obfitujących rozmaitymi rodzajami działalności i powiązaniami kapitałowymi. W sektorze energetycznym obserwuje się zwiększający się udział przedsiębiorstw prywatnych chociaż nadal duża część przedsiębiorstw jest całkowitą lub częściową własnością państwa. Jednocześnie w wyniku restrukturyzacji wielkich przedsiębiorstw powstało wiele podmiotów gospodarczych o różnych formach własności, które działają na wyspecjalizowanych rynkach lub jako satelitarne, zgrupowane wokół macierzystych jednostek. Owa różnorodność struktur jest wynikiem postępującej liberalizacji gospodarki, jednak w zakresie działalności regulowanej powoduje zmniejszenie przejrzystości kosztów. W artykule omówiono niektóre problemy struktur kapitałowych i organizacyjnych przedsiębiorstw energetycznych.

Koegzystencja własności państwowej i prywatnej

Zjawisko współistnienia rozmaitych form własności na rynkach energetycznych obserwuje się nie tylko w krajach transformujących swoją gospodarkę lecz również w krajach o ustabilizowanej gospodarce rynkowej. Własność państwowa oczywiście powoduje zarzewie konfliktu pomiędzy organami państwowymi wykonującymi funkcje regulacyjne i właścicielskie. Państwowy właściciel, jak każdy właściciel kapitału produkcyjnego czy usługowego, stara się maksymalizować zyski, natomiast państwowy regulator, chroniąc interesy konsumentów, stara się te zyski ograniczać, zwłaszcza w tych segmentach rynku, w których nie występują lub mają ograniczone działanie mechanizmy konkurencji.

W USA, w sektorze energetycznym, występują wszystkie rodzaje własności kapitału, począwszy od dominującego kapitału prywatnego, skoncentrowanego i rozproszonego, po kapitał gminny, stanowy i federalny. Przeważający udział kapitału prywatnego spowodował konieczność szybkiego rozwoju legislacji i regulacji przez niezależne komisje regulacyjne działalności monopolistycznej w zakresie usług publicznych. Nie objęto jednak regulacją działalności przedsiębiorstw państwowych, stanowych i federalnych pozostawiając ich pod nadzorem właścicielskim. Uniknięto w ten sposób konfliktu właścicielskiego i regulacyjnego państwa lub władz lokalnych.

W krajach Europy Zachodniej, mimo dominującej gospodarki rynkowej, nadal w sektorach infrastrukturalnych, zwłaszcza sieciowych nośników energii, występują

w dużej części przedsiębiorstwa państwowe i nie ma jednoznacznego poglądu, że konieczna jest ich prywatyzacja. W Unii Europejskiej nie ma też przepisów regulujących strukturę własności przedsiębiorstw energetycznych, gdyż obecnie nie byłoby możliwe uzgodnienie jednolitego poglądu w tej sprawie. W Wielkiej Brytanii i RFN przeważa stanowisko, że nieodzownym warunkiem poprawnego działania rynków (konkurencyjnych i regulowanych) sieciowych nośników energii jest całkowita prywatyzacja przedsiębiorstw energetycznych. Regulatorzy energetyki Francji i krajów skandynawskich twierdzą, że kapitał państwowy może na rynku funkcjonować w taki sam sposób jak prywatny, jeśli zapewni się odpowiednie rozdzielenie funkcji regulacyjnych i własnościowych państwa oraz zarządy firm państwowych rozliczać się będzie według takich samych kryteriów, jak menedżerów firm prywatnych. Minimalnym warunkiem w tym przypadku jest zapewnienie i egzekwowanie prawa korporacyjnego (działalności gospodarczej przedsiębiorstw), które w jednakowy sposób traktuje przedsiębiorstwa, niezależnie od rodzaju ich własności. Kapitał państwowy może również mieć dobre wyniki na rynku, o czym świadczą przykłady takich firm jak EdF, Vattenfall, Electrabel i innych. Może być również agresywny w działaniu, aczkolwiek dotyczy to przede wszystkim operacji na rynkach zagranicznych, gdzie nie występuje bezpośrednio konflikt interesów właścicielskich i regulacyjnych. Ostatnio obserwuje się jednak tendencje prywatyzacyjne nawet w takim kraju jak Francja, gdzie zamierza się prywatyzować Electricité de France i Gaz de France. Motywy tych działań mają szerszy kontekst. Nie są prowadzone tylko w celu poprawy działania rynków energii elektrycznej i gazu, chociaż na pewno spowodują likwidację konfliktu interesów regulacyjnej i właścicielskiej funkcji państwa.

Przepisy Unii Europejskiej dotyczące zasad działania rynków konkurencyjnych energii elektrycznej i gazu (Dyrektywy 96/92/EC i 98/30/EC) regulują działalność przedsiębiorstw w sposób jednolity dla wszystkich rodzajów własności. Jest to pewna specyfika systemów regulacyjnych w Europie, z której wynikają szczególne wymagania w odniesieniu do przejrzystości struktur organizacyjnych sektora energetyki, aby – przy różnorodności rodzajów własności – możliwa była weryfikacja struktury kosztów i wymuszanie niedyskryminacji podmiotów na rynku, w tym skrośnego subsydiowania pomiędzy rodzajami działalności, zwłaszcza konkurencyjnymi i regulowanymi.

W krajach przechodzących transformację rynkową współistnienie własności państwowej i prywatnej wynika z istoty procesu reform, które często ze względów formalnych i również społecznych muszą być rozciągnięte

w czasie. A zatem konflikt interesów właścicielskich i regulacyjnych jest immanentną cechą transformacji¹⁾. Z tego względu przejrzystość struktur podmiotów regulowanych i także systemu regulacji prawnej i administracyjnej jest szczególnie istotna. Dotyczy to przede wszystkim rozdzielenia działalności konkurencyjnej od działalności regulowanej²⁾, w podmiotach posiadających oba rodzaje działalności.

Przejrzystość struktur rynku

Jak wiadomo, rynki sieciowych nośników energii, a więc przede wszystkim energii elektrycznej i paliw gazowych, powinny być wyraźnie podzielone na segmenty dostaw energii do sieci, które mogą być obszarami konkurencyjnymi, oraz usług transportu sieciowego, który to segment z racji swego charakteru monopolu naturalnego na ogół jest regulowany, aczkolwiek w jego strukturze niektóre fragmenty mogą i powinny być poddane mechanizmom konkurencji. Chodzi tutaj zwykle o tzw. rynki usług technicznych np. w elektroenergetyce dotyczących regulacyjnych usług systemowych i rezerw mocy świadczonych przez wytwórców, dostarczania energii na pokrycie strat sieciowych itp.

Różne rodzaje działalności w przedsiębiorstwie pionowo zintegrowanym stwarzają sprzyjające warunki do skrośnych przepływów finansowych. W obszarach, gdzie działają tylko mechanizmy konkurencji, skrośne przepływy finansowe pomiędzy różnymi rodzajami działalności konkurencyjnej nie są regulowane. Stosownie do przepisów antymonopolowych sankcjami prawnymi objęty jest tylko tzw. dumping cenowy i nadużywanie siły rynkowej. Zabezpieczeniem przed nadmiernym obciążaniem odbiorców skutkami skrośnego subsydiowania są w tym przypadku mechanizmy konkurencji, które ustalają poziom cen dla poszczególnych rodzajów działalności na rynku a nie w relacji do struktury kosztów wewnątrz przedsiębiorstw.

Konieczność rozdzielenia poszczególnych rodzajów działalności dotyczy tych, z których jedne mają charakter działalności konkurencyjnej a inne regulowanej. W odniesieniu do przedsiębiorstw elektroenergetycznych i gazowniczych wymagają tego obecnie obowiązujące przepisy Unii Europejskiej (Dyrektywa „Elektryczna” 96/92/EC

i Dyrektywa „Gazowa” 98/30/EC). Chodzi przede wszystkim o zapewnienie oddzielenia działalności przedsiębiorstw energetycznych jako operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych od działalności w zakresie obrotu energią elektryczną lub paliwami gazowymi. Obecnie nie stawia się wymagań, aby to było rozdzielenie prawne, a tylko funkcjonalne. W przewidywanej nowelizacji tych przepisów zamierza się jednak zastrzyć te wymagania poprzez wprowadzenie obowiązku **wydzielenia prawnego** przedsiębiorstw sieciowych będących operatorami systemów przesyłowych³⁾, i również przedsiębiorstw sieciowych będących operatorami systemów dystrybucyjnych o liczbie odbiorców powyżej 100 000. W tej sprawie trwają jeszcze dyskusje, gdyż zastosowanie tego wymogu do przedsiębiorstw dystrybucyjnych jest mocno kontestowane przez organizacje energetyczne. Podstawowym argumentem przeciwko tej propozycji jest wątpliwe prawnie zmuszanie odbiorców, którzy nie chcą korzystać z rynku konkurencyjnego do posiadania dwu kontrahentów – jednego w zakresie usług transportowych, a drugiego w zakresie obrotu handlowego lub korzystania z firm oferujących usługi zintegrowane. O ile prawne wydzielenie operatorów systemów przesyłowych jest zasadne, gdyż rynek konkurencyjny praktycznie jest skoncentrowany na poziomie sieci przesyłowych, to rozciągnięcie tego wymagania na dystrybucję może zlikwidować korzyści z synergii obu tych rodzajów działalności.

Struktura przedsiębiorstwa regulowanego

Struktura przedsiębiorstwa działającego wyłącznie na rynku konkurencyjnym nie jest przedmiotem regulacji. Inaczej ma się sprawa w przypadku przedsiębiorstw monopolistycznych. W tym przypadku regulator jest zobowiązany do badania zasadności kosztów, które są podstawą do ustalania cen lub taryf w części regulowanej. **Przejrzystość działania i struktury przedsiębiorstwa regulowanego jest podstawowym warunkiem skutecznej oceny zasadności kosztów.** Chodzi zarówno o powiązania kapitałowe, jak i funkcjonalne.

Na obecnym etapie reformy w Polsce mamy do czynienia z wieloma przedsiębiorstwami będącymi własnością Skarbu Państwa, które są „obudowane” współpracującymi drobnymi firmami prywatnymi, w tym bardzo często stanowiącymi własność pracowników tegoż przedsiębiorstwa. Stwarza to trudności w ocenie zasadności kosztów zakupów produktów lub usług w tych firmach satelitarnych. Na ogół przedsiębiorstwo regulowane stosuje procedury przetargowe zgodnie z ustawą o zamówieniach publicznych. Ustawa ta z powodu złożoności procedur i dużej liczby wyjątków – umożliwia dość dowolne sterowanie zamówieniami, zwłaszcza jeśli wydzielone firmy są tak wyspecjalizowane, że praktycznie nie istnieje dla nich konkurencja. Wtedy koszty zakupów formalnie są uzasadnione, a w rzeczywistości mogą odbiegać od uza-

1) W pewnych sytuacjach owo współlistnienie funkcji regulacyjnych i własnościowych państwa może zapobiegać konfliktom społecznym, kiedy twarde reguły rynkowe lub regulacyjne mogą powodować upadłość przedsiębiorstw, nieprzygotowanych jeszcze do warunków rynkowych. Istnieją wtedy naturalne tendencje państwowego właściciela do ochrony słabszych podmiotów. Jeśli tego typu działanie występuje jako odstępstwo od reguł rynkowych wymuszone wyjątkową sytuacją w celu zapobieżenia wybuchom społecznym, to można je uznać za usprawiedliwione. Nie może to jednak być działanie normalne, gdyż wtedy okres transformacji może nabrać cech trwałości i gospodarka rynkowa nigdy nie zostanie wprowadzona.

2) Pod pojęciem „działalność regulowana” rozumie się działalność o charakterze monopolu, której ceny lub taryfy są regulowane (stanowione lub zatwierdzone) przez organ regulacji.

3) Propozycja Dyrektywy nowelizującej Dyrektywy 96/92/EC i 98/30/EC, dokument Komisji Europejskiej COM (2002) 304 final.

sadnionego poziomu, mimo że wyniki przetargów z cenami są ogłaszane w siedzibie zamawiającego i podane do wiadomości uczestnikom przetargów. Poza tym dość często firmy macierzyste, w celu ułatwienia startu na rynku konkurencyjnym swoim wydzielonym firmom, podpisują z nimi tzw. kontrakty stabilizujące, które powinny działać tylko przejściowo, a które nabierają cech trwałości.

Zagrożeniem dla przejrzystości kosztów działalności regulowanej jest wprowadzanie liberalizacji do dziedzin, które nie powinny być liberalizowane. **Chodzi głównie o tworzenie odrębnych podmiotów prawnych, wykonujących fragment całości działalności regulowanej, które nie mogą istnieć samodzielnie na rynku swoich usług, gdyż takiego rynku po prostu nie ma.** W Polsce na początku reformy w sektorze elektroenergetycznym dokonano restrukturyzacji wewnętrznej wielu przedsiębiorstw sieciowych, w których np. zakłady terenowe przekształcono w odrębne podmioty prawa handlowego, zamierzając w ten sposób podwyższyć efektywność funkcjonowania zamiast tworzenia wewnątrz przedsiębiorstwa tzw. wyodrębnionych centrów kosztowych. Powstało wiele nowych stanowisk menedżerskich, zamieniono normalną strukturę poleceń służbowych na relacje umowne, co znakomicie skomplikowało obieg informacji i egzekwowanie obowiązków, istotnych nawet z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw sieciowych nośników. W celu opanowania negatywnych skutków tego zjawiska wykorzystuje się oddziaływanie właścicielskie, które w pewien sposób usprawniają relacje pomiędzy współpracującymi podmiotami, lecz nie zawsze są zgodne z kodeksem spółek handlowych. To zjawisko powinno być brane pod uwagę w procesie prywatyzacji, aby wyeliminować potencjalne konflikty interesów spółek w działalności komplementarnej, a nie konkurencyjnej. Wydaje się, że dla bezpieczeństwa dostaw lepsze jest posiadanie jednego właściciela przedsiębiorstw komplementarnych zanim nie powstanie odpowiednio silna regulacja prawna i administracyjna.

Innym rodzajem działalności, która często jest podejmowana przez przedsiębiorstwa, o działalności regulowanej, a która stwarza zagrożenie dla interesów odbiorców, jest działanie na rynkach kapitałowych, co jest powszechnie stosowane w krajach o utrwalonej gospodarce rynkowej. Przypadek Enronu skłania jednak do szczególnej ostrożności w dopuszczaniu możliwości ponoszenia ryzyka na rynku kapitałowym przez przedsiębiorstwa z działalnością regulowaną. Praktycznie to ryzyko jest dopuszczalne tylko w zakresie zysku z kapitału własnego przedsiębiorstwa. Nie powinno się dopuszczać angażowania innych środków działalności regulowanej, a zwłaszcza z funduszu amortyzacyjnego, gdyż w przypadku strat na działalności kapitałowej i konieczności utrzymania działalności przedsiębiorstwa musieliby być nimi obciążeni odbiorcy (lub Skarb Państwa), co jest sprzeczne z istotą regulacji i regulator nie może takich strat zaliczyć do kosztów uzasadnionych.

Generalnie tworzenie grup kapitałowych jest potrzebne ze względu na koncentrację kapitału w celu wzmoc-

nienia pozycji grupy na rynku. W wielu przypadkach kłóci się to z zasadą zakazu skrośnych przepływów finansowych pomiędzy różnymi rodzajami działalności. Skomplikowane powiązania kapitałowe utrudniają również ocenę zasadności kosztów działalności regulowanej.

Dość często przedsiębiorstwa regulowane wchodzą w relacje handlowe, które utrudniają badanie zasadności kosztów, a czasami nawet badanie przestrzegania przepisów prawa. Niestety pomagają w tym nieprecyzyjne sformułowania przepisów prawnych, jak np. przepisy o obowiązkach zakupu energii odnawialnej. Do swoistej „obrony” przed przejrzystością wykorzystuje się czasami instrumenty prawne, m.in. ustawę o ochronie informacji niejawnych lub przepisy o ochronie dóbr osobistych⁴⁾ i również ustawę – Prawo energetyczne (art. 28 ust. 1), w której Prezes URE uzyskał upoważnienie do żądania od przedsiębiorstw energetycznych informacji dotyczących ich działalności „z zachowaniem przepisów o ochronie tajemnicy państwowej i handlowej”, które nie w pełni uwzględniają specyfikę działalności regulowanej. Wydaje się, że przepis ten powinien być znowelizowany w celu doprecyzowania, jakiego rodzaju informacje powinny być chronione, a co powinno być podane do publicznej wiadomości, np. wysokość wynagrodzeń dla członków zarządów przedsiębiorstw regulowanych, jak to jest stosowane w USA.

Powyższe uwagi odnoszą się również do prowadzenia działalności np. telekomunikacyjnej z wykorzystaniem sieci energetycznych, co jest jak najbardziej wskazane, pod warunkiem, że odbiorcy energii elektrycznej nie będą dofinansowywać tej działalności. Tutaj całkowite wyodrębnienie jest wręcz pożądane z warunkiem rozdzielania kosztów wykorzystania sieci energetycznych pomiędzy transportem energii a usługami telekomunikacyjnymi.

* * *

Okres transformacji rynkowej naszej gospodarki charakteryzuje się wieloma przekształceniami, których celem jest uwolnienie się od bezpośredniego nadzoru państwa. Niestety, nie zawsze tego typu działania są zgodne z interesami odbiorców sieciowych nośników energii. Liberalizacja działalności energetycznej jest uzasadniona tylko w zakresie, w którym mogą funkcjonować mechanizmy konkurencji.



Autor pełni obowiązki dyrektora Departamentu Promowania Konkurencji URE

4) W tym zakresie sporo informacji można znaleźć w książce Ryszarda i Małgorzaty Taradejny „Tajemnica państwowa i inne tajemnice chroniące interesy państwa i obywateli. Zbiór przepisów z komentarzem”, „Mini Press”, Warszawa 1998, z suplementem wydanym w 1999 r.

ANGIELSKO-POLSKI SŁOWNIK WYRAŻEŃ UŻYWANYCH W REGULACJI

(pod redakcją dr. Mariana Ślifierza)

Przedstawiamy poniżej angielsko-polski słownik niektórych wyrażeń spotykanych w literaturze i dokumentach poświęconych integracji europejskiej w dziedzinie energetyki. Zawarte w nim wyrażenia i zwroty rzadko można odnaleźć nawet w wyspecjalizowanych wydawnictwach. Wiele z nich powstało stosunkowo niedawno, w trakcie rozwoju procesu integracji europejskiej. Będzie my się zatem starać aby go uzupełniać w miarę napływu nowo wydawanej literatury przedmiotu do naszego urzędu, a także wykozystując nasze doświadczenia z międzynarodowych konferencji i szkoleń.

Accelerated depreciation	– amortyzacja przyspieszona; wysokość odpisów amortyzacyjnych zmniejsza się w miarę upływu czasu; powszechnie używana w Stanach Zjednoczonych
Access charge	– opłata dostępową
Affiliate lub affiliated interest	– przedsiębiorstwo będące częściowo w posiadaniu innego przedsiębiorstwa lub będące właścicielem innego przedsiębiorstwa, najczęściej poprzez posiadanie akcji
Aggregator	– przedsiębiorstwo zaopatrujące określoną grupę odbiorców
Allocation of capacity	– alokacja mocy
Allready Allocated Capacity (AAC)	– moc alokowana
Ancillary services	– usługi dodatkowe, towarzyszące
Antitrust policy	– antymonopolowa działalność odpowiednich władz
Arbitration	– arbitraż
Arbitration clause	– klauzula arbitrażowa
Availability factor	– wskaźnik dyspozycyjności
Available capacity	– moc dostępna
Available transfer capability	– zdolność systemu przesyłowego do przesłania określonej ilości energii ponad poziom wynikający ze stałych zobowiązań
Available Transfer Flow (ATF)	– dostępna wielkość przesyłu transferowego
Available Transmission Capacity (ATC)	– dostępna zdolność przesyłowa w systemie transmisyjnym
Average cost	– koszt średni
Avoided cost	– koszt uniknięty
Base load	– obciążenie podstawowe
Block tariff	– taryfa zablokowana o zróżnicowanych stawkach
Boiler house	– kotłownia
Book value	– wartość księgową
Bottleneck facility	– obiekt o krytycznym znaczeniu dla przewyższenia ograniczeń w zdolnościach przesyłowych
Brown coal (lignite)	– węgiel brunatny
Bulk power supply	– hurtowa dostawa energii elektrycznej
Bulk electric supply tariff	– taryfa hurtowa
Calorific value	– wartość opałowa
Capacity release	– sprzedaż zbędnych mocy
Capital costs	– koszty kapitałowe (odpisy amortyzacyjne plus zwrot na kapitale zainwestowanym)
Capital employed	– kapitał wykorzystany
Central Pooling Agreement	– porozumienie uczestników obowiązkowego poolu o zasadach działania
Coal firing	– opalane węglem
Coke firing	– opalane koksem
Commercial Code (CC)	– kodeks handlowy
Commercialization	– komercjalizacja
Connected load	– moc na przyłączy
Consumer demand response	– reakcja konsumentów na zmiany taryf
Consumption of auxiliaries	– zużycie energii przez urządzenia pomocnicze
Contract path	– ścieżka kontraktowa
Contracted load	– moc zakontraktowana
Contribution to maximum load	– udział w obciążeniu maksymalnym
Contribution to network costs	– udział w kosztach sieciowych
Cost of capital	– koszty kapitału, koszty ponoszone przez przedsiębiorstwo w związku z poniesionymi nakładami inwestycyjnymi, obejmującymi kapitały własne plus kredyty długoterminowe
Cost of service allocation	– metoda określania kosztów obsługi określonej grupy klientów
Current cost accounting	– księgowanie w kosztach bieżących, metoda księgowania eliminująca skutki inflacji poprzez wprowadzenie odpowiedniego współczynnika korygującego, pozwala na określenie rzeczywistego poziomu zyskowności
Deintegration	– deintegracja
Demand Side Management (DSM)	– aktywne działania ograniczające popyt
Deregulation	– deregulacja (proces rozumiany najczęściej w literaturze przedmiotu jako zniesienie monopolu, najczęściej państwowego, a nie likwidację regulacji lub też rozregulowanie sektora)
Direct access	– bezpośredni dostęp
Direct Electricity Contract (DEC)	– bezpośredni kontrakt na dostawę energii elektrycznej

Direct Electricity Customer	- bezpośredni nabywca energii elektrycznej
Direct Line	- linia energetyczna prowadząca bezpośrednio od wytwórcy do konsumenta, nie będąca jednocześnie linią przesyłową lub dystrybucyjną
Direct lying	- układanie przewodów bezpośrednio w gruncie
Disaggregation	- podział
Distribution Code	- jeden lub więcej aktów określających zasady pomiarów i billingu oraz utrzymywania funkcjonowania sieci dystrybucyjnej
Distribution utility (Distribution company, disco)	- przedsiębiorstwo dystrybucyjne
Duct	- kanał (w ciepłownictwie)
Easement	- serwitut, prawo do korzystania z czyjejs własności
Economies of scale	- działalność gospodarcza na dużą skalę
Electricity factor	- wskaźnik udziału generacji energii elektrycznej wygenerowanej w skojarzeniu
Electricity from Renewable	
Energy Sources (E-RES)	- elektryczność uzyskana z odnawialnych źródeł energii
Electricity yield	- wielkość energii elektrycznej uzyskanej w skojarzeniu
Eligible customer	- odbiorca uprawniony
End user supply	- dostawa dla odbiorców finalnych
Energy Saving Company (ESCO)	- przedsiębiorstwo zajmujące się wprowadzaniem oszczędności w zużyciu energii opłacane z reguły z wygenerowanych w ten sposób środków
Environmental Impact Assessment (EIA)	- ocena wpływu na środowisko naturalne
Excess capacity	- nadwyżka mocy
Excess profit	- zysk przekraczający przeciętny poziom w danej gałęzi gospodarki
Federal Energy Regulatory Commission	- Federalna Komisja Regulacji Energii (amerykański regulator federalny)
Final energy consumption	- końcowe zużycie energii
Fixed costs	- koszty stałe
Fixed payment tariff	- taryfa ryczałtowa
Forward contracts	- kontrakt na fizyczną dostawę energii elektrycznej w przyszłości (zwykle zawierane jako kontrakty dwustronne lub też kontrakty na rynku „dzień naprzód”)
Fuel Price Adjustment Clause	- klauzula dostosowania do cen paliwa
Gas firing	- opalenie gazem
General tariff	- taryfa ogólna
Generation company (Genco)	- przedsiębiorstwo wytwarzające energię
Generation Dispatch (GD)	- dyspozycja generacji
Grid Code	- kodeks sieciowy
Grid System	- system transmisji i dystrybucji
Guaranteed capacity	- moc gwarantowana
Hand-over point	- punkt dostawy
Heat demand	- zapotrzebowanie na ciepło
Heat distribution system	- sieć ciepłownicza
Heat intake	- odbiór ciepła (ciepło odebrane)
Heat load	- obciążenie cieplne
Heat loss	- straty ciepła
Heat supply station	- ciepłownia
Heat yield	- uzysk ciepła
Hedging contracts	- kontrakty zawierające klauzule zabezpieczające przed niekorzystnymi zmianami cen w przyszłości
Herfindahl-Hirschman Index (HHI)	- indeks koncentracji udziałów w rynku
Historic costs	- koszty historyczne (bez uwzględnienia wskaźnika inflacji)
Hours of availability	- okres dyspozycyjności
Hours of overhaul	- okres remontów
Hybrid Market Concept	- jednoczesne występowanie rynku konkurencyjnego i regulowanego
Incentive-based tariffs	- taryfy zawierające bodźce nakłaniające do racjonalizacji zużycia energii
Independent Regulatory Body (IRB)	- niezależny regulator
Independent supplier	- niezależny dostawca energii działający na rynku konkurencyjnym w ramach kontraktów dwustronnych zawartych z odbiorcami upoważnionymi
Institutional and legal separation	- rozdzielenie organizacyjno-prawne
Interconnector	- linie transmisyjne łączące oddzielne systemy przesyłowo-dystrybucyjne
Joint Stock Company	- spółka akcyjna
Key factor	- najważniejszy czynnik
License holder	- posiadacz koncesji
Load factor	- wskaźnik obciążenia
Load ratio	- stopień obciążenia
Locational marginal pricing	- forma cenotwórstwa za usługi transmisyjne odzwierciedlająca koszty przewyższania ograniczeń w przesyłach
Loss factor	- wskaźnik strat
Low-end market	- rynek osób o najniższych dochodach

Load shedding	- odłączenie części mocy lub zmniejszenie napięcia w celu utrzymania parametrów systemu
Long-run costs	- koszty długofalowe (wieloletnie, obejmujące inwestycje długoterminowe)
Managerial and Accounting Separation	- rozdział pod względem zarządzania i księgowości
Market-based price	- cena rynkowa
Market Code of Conduct	- zespół reguł, aprobowany z reguły przez regulatora określający zasady funkcjonowania rynku
Market Fund Administrator (MFA)	- administrator funduszu zebranego wśród uczestników rynku z przeznaczeniem na jego funkcjonowanie
Market operator	- operator rynku niezależny od działających na nim podmiotów
Market Rules and Governance	- zasady funkcjonowania i nadzór na rynkiem
Market power	- zdolność podmiotu gospodarczego do podnoszenia cen i usług ponad poziom uzasadniony przez rynek ze względu na dominującą pozycję
Merchant power plant	- elektrownia sprzedająca energię na rynku konkurencyjnym
Meter charge	- opłata za opomiarowanie
Metering device	- urządzenie pomiarowe
Minimum load	- obciążenie minimalne
Monopsony	- monopol nabywcy
Modern equivalent asset	- metoda szacunku wartości aktywów przy zastosowaniu kategorii kosztów odtworzenia
Municipal utility	- przedsiębiorstwo będące własnością władz lokalnych
National ceiling	- pułap cen na skalę krajową
Nominal price increase	- nominalny wzrost cen, nie uwzględniający inflacji
Nominal rate of interest	- nominalna stopa procentowa, nie uwzględniająca inflacji
Normal profit	- zysk zapewniający „uczciwy” zwrot na kapitale, zagadnienie wciąż kontrowersyjne w literaturze przedmiotu
Non-discriminatory approach	- równe warunki działania dla wszystkich uczestników rynku
Paralell Path Flow	- przepływ energii sieciami równoległymi
Peak Load	- obciążenie szczytowe
Price adjustment clause	- klauzula zmiany ceny
Postage Stamp Tariff	- taryfa nie uwzględniająca odległości
Power marketers	- uczestnicy rynku posiadający aktywa w generacji, dystrybucji lub przesyśle
Provider of last resort	- dostawca ostatniej instancji
Public service obligation	- zobowiązanie do dostarczania energii oraz przyłączania do sieci
Public supplier	- dostawca zobowiązany do świadczenia usług w zakresie dostarczania energii na terenie swojej działalności
Seasonal tariff	- taryfa sezonowa
Services Termination Policy	- postępowanie przy przerywaniu dostaw
Single-rate tariff	- taryfa jednoczłonowa
Social Safety Net (SSN)	- system zabezpieczenia potrzeb społecznych
Spare capacity	- rezerwa mocy
Stand-by factor	- wskaźnik rezerwy
Stranded assets	- aktywa osierocone, takie, których wartość rynkowa jest niższa od wartości księgowej
Stranded benefits	- korzyści utracone, nie do odzyskania na rynku konkurencyjnym
Stranded costs	- koszty osierocone, nie do odzyskania na rynku konkurencyjnym
Sunk costs	- koszty bezpowrotnie utracone
Supplier of last resort	- dostawca ostatniej instancji
Tendering	- przetarg, organizowanie przetargu
Time-of-Use (TOU) rates	- stawki uzależniające wysokość opłat od czasu wykorzystania (pory dnia, etc.)
Total Transmission Capacity (TTC)	- całkowita zdolność przesyłowa
Transition costs	- koszty transformacji
Transmission company (Transco)	- przedsiębiorstwo transmisyjne
Transmission Reliability Margin	- rezerwa niezawodności systemu transmisyjnego
Transmission System Congestion	- ograniczenia w przesyśle
Transparency	- przejrzystość (tu operacji finansowych)
Two-rate tariff	- taryfa dwuczłonowa
Transparent	- przejrzysty, klarowny, jasny, widoczny
Ultimate consumer	- odbiorca ostateczny
Uniform System of Accounting	- zunifikowany system księgowości
Universal service	- usługa powszechnie dostępna
Utilization period	- okres wykorzystania
Vertical Market Power	- dominująca pozycja na rynku, wynikająca z posiadania szeregu elementów w łańcuchu energetycznym, np. kopalni, elektrowni, przedsiębiorstwa przesyłowego czy dystrybucyjnego
Volumetric Wire Charge	- opłata za ilość przesłanej energii
Wastes Utilisation	- wykorzystanie odpadów
Wires Charge	- opłata za korzystanie z sieci

DECYZJA Nr 175/MON MINISTRA OBRONY NARODOWEJ

z dnia 1 lipca 2002 r.

w sprawie komisji kwalifikacyjnych dla osób prowadzących eksploatację urządzeń, instalacji i sieci energetycznych w jednostkach organizacyjnych podległych Ministrowi Obrony Narodowej lub przez niego nadzorowanych.

(Dz. U. MON Nr 12, poz. 127)

Na podstawie § 1 pkt 8 lit. f rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 9 lipca 1996 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Obrony Narodowej (Dz. U. Nr 94 poz. 426), w celu wykonania przepisów art. 54 ust. 3 pkt 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255, z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099 oraz z 2001 r. Nr 154, poz. 1800 i 1802) postanawiam, co następuje:

1. Jednostki organizacyjne podległe Ministrowi Obrony Narodowej lub przez niego nadzorowane są obowiązane prowadzić, według wzoru stanowiącego załącznik Nr 1 do decyzji, aktualne wykazy stanowisk pracy, dla których wymagane jest posiadanie kwalifikacji w zakresie eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci energetycznych, zwanych dalej „kwalifikacjami”, stwierdzonych świadectwami kwalifikacyjnymi.

2. Rodzaje urządzeń, instalacji i sieci energetycznych, przy których eksploatacji jest wymagane posiadanie świadectwa kwalifikacyjnego, określają:

- 1) w odniesieniu do urządzeń techniki wojskowej lub uzbrojenia – załącznik Nr 2 do decyzji,
- 2) w odniesieniu do urządzeń infrastruktury stałej – przepisy rozporządzenia, o którym mowa w pkt 16.

3. Posiadanie kwalifikacji przez osoby pełniące służbę wojskową lub zatrudnione w jednostkach organizacyjnych, o których mowa w pkt 1, stwierdza Wojskowa Energetyczna Komisja Kwalifikacyjna na podstawie egzaminu, po przeprowadzeniu postępowania kwalifikacyjnego.

4. Wojskowe energetyczne komisje kwalifikacyjne, zwane dalej „komisjami kwalifikacyjnymi”, powołuje Minister Obrony Narodowej na wniosek:

- 1) Szefa Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej, zwanego dalej „Szefem WIGE”, lub
- 2) dowódców rodzajów Sił Zbrojnych, komendantów wyższych szkół wojskowych, komendantów centrów szkolenia i dyrektorów wojskowych jednostek badawczo-rozwojowych – po uzgodnieniu z Szefem WIGE.

5. Komisje kwalifikacyjne powoływane są w jednostkach organizacyjnych, mogących zapewnić właściwe warunki do przeprowadzenia postępowań kwalifikacyjnych.

6. Wniosek o powołanie komisji kwalifikacyjnej powinien zawierać:

- 1) pełną nazwę i siedzibę jednostki organizacyjnej, przy której ma być powołana komisja,
- 2) wyszczególnienie jednostek organizacyjnych, które mają pozostawać we właściwości danej komisji, z podaniem liczb

by osób zatrudnionych na stanowiskach pracy określonych w wykazach, o których mowa w pkt 1,

- 3) proponowany szczegółowy zakres działania komisji – odpowiedni do rodzaju urządzeń, instalacji i sieci energetycznych eksploatowanych w jednostkach organizacyjnych, o których mowa w pkt 1,
- 4) proponowany imienny skład komisji – z podaniem stopnia wojskowego (tytułu zawodowego), imienia, nazwiska, imienia ojca, daty i miejsca urodzenia, miejsca służby (pracy) i zajmowanego stanowiska,
- 5) oświadczenia zainteresowanych osób o wyrażeniu zgody na powołanie do składu komisji.

7. Komisje kwalifikacyjne przeprowadzają egzaminy stwierdzające posiadanie kwalifikacji, na podstawie wniosku o ich sprawdzenie, sporządzonego przez jednostkę organizacyjną (pracodawcę) lub osobę zainteresowaną, na druku o symbolu MON-ZAOP-wige/2. Posiadanie kwalifikacji w zakresie eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci energetycznych infrastruktury stałej, stwierdzają wyłącznie komisje kwalifikacyjne powołane na wniosek Szefa WIGE.

8. Egzamin polega na sprawdzeniu znajomości zagadnień wymienionych w § 6 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 16, z uwzględnieniem charakteru służby (pracy) osoby ubiegającej się o stwierdzenie kwalifikacji i rodzaju obsługiwanych przez nią urządzeń, instalacji i sieci energetycznych.

9. Z przebiegu egzaminu sporządza się protokół na druku o symbolu MON-ZAOP-wige/4.

10. Na podstawie pozytywnego wyniku egzaminu wydaje się świadectwo kwalifikacyjne, uprawniające do zajmowania się eksploatacją określonych urządzeń, instalacji i sieci energetycznych na stanowiskach pracy osób dozoru lub eksploatacji, na druku o symbolu MON-ZAOP-wige/1, wige 1/A lub wige 1/B.

11. Wojskowa energetyczna komisja kwalifikacyjna posługuje się pieczęciami, których wzór określa załącznik Nr 3 do decyzji.

12. Za przeprowadzenie egzaminu stwierdzającego kwalifikacje pracownika wojska są pobierane, od osób przystępujących do egzaminu, opłaty egzaminacyjne w wysokości 10% najniższego wynagrodzenia za pracę pracowników, obowiązującego w dniu złożenia wniosku. Opłaty przyjmuje organ zaopatrzenia finansowego jednostki organizacyjnej, przy której powołano komisję kwalifikacyjną.

13. Wynagrodzenie członków komisji kwalifikacyjnej za przeprowadzone egzaminy regulują odrębne przepisy.

14. Szef WIGE prowadzi nadzór i kontrolę nad działalnością komisji kwalifikacyjnej oraz organizuje szkolenie jej członków.

(miejscowość, data)

(stopień, imię, nazwisko i podpis)

Opracował

m.p.

Lp.	Nazwa stanowiska pracy	Rodzaj wymaganego świadectwa kwalifikacyjnego	Zakres wymagań kwalifikacyjnych
1	2	3	4

WYKAZ STANOWISK PRACY
dla których wymagane jest posiadanie kwalifikacji w zakresie eksploatacji urządzeń,
instalacji i sieci energetycznych
w
(nazwa jednostki organizacyjnej)

(stopień, imię, nazwisko, podpis, data)

D o w ó d c a
ZATWIERDZAM

Załącznik Nr 1

Załączniki do decyzji Nr 175/MON
Ministra Obrony Narodowej
z dnia 1 lipca 2002 r. (poz. 127)

15. W przypadku stwierdzenia, że komisja kwalifikacyjna niewłaściwie przeprowadza postępowanie kwalifikacyjne lub egzamin, o których mowa w pkt 3, Szeft WIGC może wystąpić z wnioskiem o odwołanie całego składu osobowego komisji lub o dokonanie zmian w jej składzie.
16. W sprawach nie uregulowanych w niniejszej decyzji stosuje się przepisy rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 16 marca 1998 r. w sprawie wymagań kwalifikacyjnych dla osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci oraz trybu stwierdzania tych kwalifikacji, rodzajów instalacji i urządzeń, przy których eksploatacji wymagane jest posiadanie kwalifikacji, jednostek organizacyjnych, przy których powołuje się
17. Traci moc zarządzenie Nr 8/MON Ministra Obrony Narodowej z dnia 4 marca 1999 r. w sprawie powoływania komisji kwalifikacyjnych w zakresie eksploatacji urządzeń i instalacji elektrycznych, gazowych i ciepłych w jednostkach organizacyjnych podległych Ministrowi Obrony Narodowej (Dz. Rozk. MON poz. 13).
18. Decyzja wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.
19. Traci moc zarządzenie Nr 8/MON Ministra Obrony Narodowej z dnia 4 marca 1999 r. w sprawie powoływania komisji kwalifikacyjnych w zakresie eksploatacji urządzeń i instalacji elektrycznych, gazowych i ciepłych w jednostkach organizacyjnych podległych Ministrowi Obrony Narodowej (Dz. Rozk. MON poz. 13).
20. Decyzja wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.
21. Traci moc zarządzenie Nr 8/MON Ministra Obrony Narodowej z dnia 4 marca 1999 r. w sprawie powoływania komisji kwalifikacyjnych w zakresie eksploatacji urządzeń i instalacji elektrycznych, gazowych i ciepłych w jednostkach organizacyjnych podległych Ministrowi Obrony Narodowej (Dz. Rozk. MON poz. 13).
22. Traci moc zarządzenie Nr 8/MON Ministra Obrony Narodowej z dnia 4 marca 1999 r. w sprawie powoływania komisji kwalifikacyjnych w zakresie eksploatacji urządzeń i instalacji elektrycznych, gazowych i ciepłych w jednostkach organizacyjnych podległych Ministrowi Obrony Narodowej (Dz. Rozk. MON poz. 13).
23. Traci moc zarządzenie Nr 8/MON Ministra Obrony Narodowej z dnia 4 marca 1999 r. w sprawie powoływania komisji kwalifikacyjnych w zakresie eksploatacji urządzeń i instalacji elektrycznych, gazowych i ciepłych w jednostkach organizacyjnych podległych Ministrowi Obrony Narodowej (Dz. Rozk. MON poz. 13).
24. Traci moc zarządzenie Nr 8/MON Ministra Obrony Narodowej z dnia 4 marca 1999 r. w sprawie powoływania komisji kwalifikacyjnych w zakresie eksploatacji urządzeń i instalacji elektrycznych, gazowych i ciepłych w jednostkach organizacyjnych podległych Ministrowi Obrony Narodowej (Dz. Rozk. MON poz. 13).
25. Traci moc zarządzenie Nr 8/MON Ministra Obrony Narodowej z dnia 4 marca 1999 r. w sprawie powoływania komisji kwalifikacyjnych w zakresie eksploatacji urządzeń i instalacji elektrycznych, gazowych i ciepłych w jednostkach organizacyjnych podległych Ministrowi Obrony Narodowej (Dz. Rozk. MON poz. 13).

RODZAJ URZĄDZEŃ TECHNIKI WOJSKOWEJ LUB UZBROJENIA, PRZY KTÓRYCH EKSPLOATACJI WYMAGANE JEST POSIADANIE ŚWIADECTWA KWALIFIKACYJNEGO

Grupa 1.*) Sieci, urządzenia i instalacje energetyczne wytwarzające, przesyłające i zużywające energię elektryczną:

Pkt 11. Urządzenia techniki wojskowej lub uzbrojenia:

- 1) polowe sieci, urządzenia i instalacje elektroenergetyczne o napięciu do 1 kV,
- 2) zespoły prądowórcze o mocy od 1 kW,
- 3) stacjonarne i polowe stacje akumulatorowe, urządzenia prostownicze i rozruchowe,
- 4) urządzenia elektroenergetyczne warsztatów naprawczych sprzętu wojskowego,
- 5) urządzenia radiolokacyjne,
- 6) urządzenia łączności,
- 7) urządzenia techniki raketowej,
- 8) lotniskowe systemy elektroenergetyczne,
- 9) lotniskowe systemy elektroświatelne,
- 10) urządzenia elektrogazowe,
- 11) siłownie, urządzenia, systemy i instalacje ogólnokrętowe:
 - a) okrętowe zespoły zasilania elektrycznego wraz z sieciami,
 - b) urządzenia elektryczne o napięciu do 1 kV,
- 12) okrętowe urządzenia demagnetyzacyjne.

Grupa 2.*) Urządzenia zużywające ciepło, paliwa stałe i płynne oraz przetwarzające i przesyłające ciepło:

Pkt 11. Urządzenia techniki wojskowej lub uzbrojenia:

- 1) okrętowe kotły parowe wraz z instalacjami,
- 2) okrętowe instalacje energetyczne, w tym zbiorniki sprężonego powietrza wraz ze sprężarkami,
- 3) urządzenia łaźni polowych i pralni polowych w tym wytwornice pary,
- 4) polowe i okrętowe urządzenia wentylacyjne, klimatyzacyjne i chłodnicze,
- 5) autoklawy, sterylizatory ciśnieniowe, stacje tlenowe i innych sprężonych gazów,
- 6) urządzenia służby żywnościowej, w tym polowe i okrętowe kuchnie oraz piekarnie,
- 7) sprężarki i instalacje sprężonego powietrza.

UWAGA *): powyższe stanowi uszczegółowienie punktu 11 w Grupie 1 i w Grupie 2 załącznika Nr 1 do rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 16 marca 1998 r., wymienionego w pkt 16 decyzji.

WZORY PIECZĘCI

1. Pieczęć nagłówkowa

**WOJSKOWA ENERGETYCZNA
KOMISJA KWALIFIKACYJNA Nr ...**
przy
(nazwa instytucji)
.....
(nr kodu pocztowego, adres)

2. Pieczęć imienna przewodniczącego Komisji

**PRZEWODNICZĄCY
WOJSKOWEJ ENERGETYCZNEJ
KOMISJI KWALIFIKACYJNEJ Nr ...**
.....
(stopień, imię, nazwisko)

3. Pieczęć okrągła

WOJSKOWA ENERGETYCZNA KOMISJA KWALIFIKACYJNA
Nr
.....
(miejscowość)

Sprostowanie

W Biuletynie URE nr 4/2002 z 1 lipca br. w artykule „HHI – za i przeciw”, omyłkowo zostały zamieszczone niewłaściwe dane dotyczące produkcji energii elektrycznej netto w latach 2000 i 2001 dla grupy elektrociepłowni wymienionych w Tabeli nr 1

w pozycjach od 14 do 30 oraz w Tabeli nr 3 w pozycjach od 17 do 29. Poniżej zamieszczamy poprawione tabele.

Wszystkich zainteresowanych przepraszamy za zaistniałe omyłki. Jednocześnie pragniemy dodać, iż nie wpłynęły one w sposób istotny na wyniki oraz tezy zamieszczone w artykule.

Autorzy artykułu

Tabela 1. Struktura rynku producentów energii elektrycznej w Polsce

Lp.	Wytwórca energii elektrycznej	2000 r.		2001 r.	
		Produkcja energii elektrycznej MWh	kwadraty procentu udziałów	Produkcja energii elektrycznej MWh	kwadraty procentu udziałów
1	EL im. T. Kościuszki S.A. w Polańcu	6 650 394	30,81	6 598 977	29,83
2	EL Kozienice S.A.	7 453 778	38,70	7 422 459	37,74
3	EL Opolo S.A.	7 332 100	37,45	7 435 036	37,87
4	EL Rybnik S.A.	6 956 076	33,70	6 727 558	31,00
5	EL Skawina S.A.	1 858 459	2,41	1 678 173	1,93
6	EL Stalowa Wola S.A.	932 204	0,61	931 123	0,59
7	Południowy Koncern Energetyczny S.A.	19 862 253	274,80	19 359 785	256,75
8	ZEL Dolna Odra	6 256 363	27,27	5 769 488	22,80
9	ZEL Ostrołęka S.A.	2 079 241	3,01	2 163 749	3,21
10	ZEL P.A.K. S.A.	10 965 952	83,76	11 772 738	94,94
11	EL Turów S.A.	9 158 765	58,43	8 629 251	51,01
12	EL Bełchatów S.A.	25 579 810	455,78	26 100 740	466,68
13	EC Białystok S.A.	436 099	0,13	506 382	0,18
14	EC Gorzów S.A.	615 714	0,26	576 392	0,23
15	EC Kraków S.A.	1 780 744	2,21	1 729 661	2,05
16	EC Nowa Sarzyna Sp. z o.o.	526 409	0,19	768 936	0,41
17	EC Warszawskie S.A.	3 318 508	7,67	3 452 604	8,17
18	ZEC Bydgoszcz S.A.	584 802	0,24	568 887	0,22
19	ZEC Bytom S.A.	275 220	0,05	246 975	0,04
20	ZEC Poznań S.A.	1 325 059	1,22	1 319 274	1,19
21	ZEC S.A. w Łodzi	1 032 858	0,74	1 744 625	2,09
22	ZEC Wrocław S.A.	1 282 537	1,15	1 545 383	1,64
23	ZEC Wybrzeże S.A.	1 311 814	1,20	1 372 584	1,29
24	EC Zduńska Wola Sp. z o.o.	12 599	0,00	18 317	0,00
25	EC Będzin S.A.	198 250	0,03	353 876	0,09
26	EC Elbląg Sp. z o.o.	131 547	0,01	138 683	0,01
27	EC Tychy S.A.	214 136	0,03	239 417	0,04
28	EC Zabrze S.A.	287 526	0,06	221 086	0,03
29	EC Zielona Góra S.A.	79 888	0,00	88 052	0,01
30	EC małe lokalne	1 317 850	1,21	1 340 604	1,23
31	wskaźnik HHI		1 063,14		1 053,27

Lp.	Wytwórca energii elektrycznej	Produkcja energii elektrycznej MWh	kwadraty procentów udziałów
1	EL im. T. Kościuszki S.A. w Polańcu	6 598 977	29,83
2	EL Kozienice S.A.	7 422 459	37,74
3	EL Rybnik S.A.	6 727 558	31,00
4	EL Skawina S.A.	1 678 173	1,93
5	EL Stalowa Wola S.A.	931 123	0,59
6	Południowy Koncern Energetyczny S.A.	19 359 785	256,75
7	ZEL Dolna Odra	5 769 488	22,80
8	ZEL Ostrołęka S.A.	2 163 749	3,21
9	ZEL P.A.K. S.A.	11 772 738	94,94
10	BOT	42 165 027	1 217,93
11	EC Białystok S.A.	506 382	0,18
12	EC Gorzów S.A.	576 392	0,23
13	EC Kraków S.A.	1 729 661	2,05
14	EC Nowa Sarzyna Sp. z o.o.	768 936	0,41
15	EC Warszawskie S.A.	3 452 604	8,17
16	ZEC Bydgoszcz S.A.	568 887	0,22
17	ZEC Bytom S.A.	246 975	0,04
18	ZEC Poznań S.A.	1 319 274	1,19
19	ZEC S.A. w Łodzi	1 744 625	2,09
20	ZEC Wrocław S.A.	1 545 383	1,64
21	ZEC Wybrzeże S.A.	1 372 584	1,29
22	EC Zduńska Wola Sp. z o.o.	18 317	0,00
23	EC Będzin S.A.	353 876	0,09
24	EC Elbląg Sp. z o.o.	138 683	0,01
25	EC Tychy S.A.	239 417	0,04
26	EC Zabrze S.A.	221 086	0,03
27	EC Zielona Góra S.A.	88 052	0,01
28	EC małe lokalne	1 340 604	1,23
29	wskaźnik HHI		1 715,64

Tabela 3. Struktura rynku producentów energii elektrycznej w Polsce po utworzeniu BOT na podstawie danych dla roku 2001

(pieczęć zlecającego i podpisy)

(stempel Banku)

Tytułem:
Opłata za Biuletyn URE

2		POLECENIE PRZELEWU		B	
W ciężar rachunku		Na dobro rachunku		Nazwa dłużnika:	
w (Banku)		w (Banku):		URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa ul. Chłodna 64	
Nr rachunku:		Nr rachunku:		w (Banku):	
58101010100028732231000000		58101010100028732231000000		NBP O/O Warszawa	
Pl. Kas.:		Data:		Kwota:	
Tytułem:		Opłata za Biuletyn URE			

(pieczęć zlecającego i podpisy)

(stempel Banku)

Tytułem:
Opłata za Biuletyn URE

2		POLECENIE PRZELEWU		C	
W ciężar rachunku		Na dobro rachunku		Nazwa dłużnika:	
w (Banku)		w (Banku):		URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa ul. Chłodna 64	
Nr rachunku:		Nr rachunku:		w (Banku):	
58101010100028732231000000		58101010100028732231000000		NBP O/O Warszawa	
Pl. Kas.:		Data:		Kwota:	
Tytułem:		Opłata za Biuletyn URE			

(pieczęć zlecającego i podpisy)

(stempel Banku)

Tytułem:
Opłata za Biuletyn URE

2		POLECENIE PRZELEWU		A	
W ciężar rachunku		Na dobro rachunku		Nazwa dłużnika:	
w (Banku)		w (Banku):		URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa ul. Chłodna 64	
Nr rachunku:		Nr rachunku:		w (Banku):	
58101010100028732231000000		58101010100028732231000000		NBP O/O Warszawa	
Pl. Kas.:		Data:		Kwota:	
Tytułem:		Opłata za Biuletyn URE			

(pieczęć zlecającego i podpisy)

(stempel Banku)

Tytułem:
Opłata za Biuletyn URE

2		POLECENIE PRZELEWU		D	
W ciężar rachunku		Na dobro rachunku		Nazwa dłużnika:	
w (Banku)		w (Banku):		URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa ul. Chłodna 64	
Nr rachunku:		Nr rachunku:		w (Banku):	
58101010100028732231000000		58101010100028732231000000		NBP O/O Warszawa	
Pl. Kas.:		Data:		Kwota:	
Tytułem:		Opłata za Biuletyn URE			

Zamówienie – Biuletyn URE – 2003	
Numery:	
Liczba egzemplarzy:	
Wartość:	
Imię i nazwisko lub nazwa firmy:	
Imię i nazwisko bezpośredniego odbiorcy Biuletynu:	
Ulica:	
	nr.:
Miasto:	
	kod:
Telefon kontaktowy (z kier.):	
NIP: _ _ _ - _ _ _ - _ _ _ - _ _ _	
<p><i>Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu.</i></p> <p>.....</p> <p style="text-align: center;"><i>Pieczętka i podpis</i></p>	

Zamówienie – Biuletyn URE – 2003	
Numery:	
Liczba egzemplarzy:	
Wartość:	
Imię i nazwisko lub nazwa firmy:	
Imię i nazwisko bezpośredniego odbiorcy Biuletynu:	
Ulica:	
	nr.:
Miasto:	
	kod:
Telefon kontaktowy (z kier.):	
NIP: _ _ _ - _ _ _ - _ _ _ - _ _ _	
<p><i>Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu.</i></p> <p>.....</p> <p style="text-align: center;"><i>Pieczętka i podpis</i></p>	

„Biuletyn

Urzędu Regulacji Energetyki”

zawiera m.in.:

- wykaz przedsiębiorstw ubiegających się o udzielenie koncesji,
- zestawienie udzielonych koncesji,
- zestawienie zatwierdzonych taryf,
- adresy komisji kwalifikacyjnych,
- akty wykonawcze do ustawy – Prawo energetyczne,
- informacje o sporach rozstrzyganych przez Prezesa Urzędu,
- artykuły o pracach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Biuletyn ukazuje się jako dwumiesięcznik.

* * * * *

Warunki prenumeraty w roku 2003

dwumiesięcznika:

„Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki”

Prenumeratę można zamówić na dowolną liczbę egzemplarzy, w dowolnym terminie.

Cena rocznej prenumeraty (6 numerów x 15 zł za 1 egz.) wynosi 90 zł, 2 egz. odpowiednio 180 zł.

Dwumiesięcznik będzie przesyłany na nazwisko osoby i adres wysyłki podany na zamówieniu.

WARUNKIEM PRZYJĘCIA I REALIZACJI ZAMÓWIENIA JEST OTRZYMANIE – FAKSEM LUB POCZTĄ – PODANEGO KUPONU PRENUMERATY WRAZ Z KOPIĄ PRZELEWU ZA ODPOWIEDNIĄ ILOŚĆ EGZEMPLARZY.

Prosimy o czytelne wypełnienie **WSZYSTKICH** rubryk kuponu prenumeraty.

Biuletyn ukazuje się od 15 lipca 1998 r.

Egzemplarze archiwalne poza numerem 1/98, są do nabycia w Urzędzie Regulacji Energetyki, ul. Chłodna 64, 00-872 Warszawa, tel.: (022) 661 62 22, fax (022) 661 62 24.

SŁOWNIK REGULACJI I REGULATORA

Wskaźniki wspomaganie finansowego – informują o zdolności przedsiębiorstwa do wywiązywania się z całkowitego zadłużenia, tzn. zarówno ze zobowiązań krótkoterminowych, jak i długoterminowych. Wskaźniki te mają za zadanie pokazywać jakie jest zabezpieczenie wierzycelności w przypadku niezdolności przedsiębiorstwa do spłaty zadłużenia z bieżących przychodów, a także określać zdolność przedsiębiorstwa do obsługi długu.

Wśród wskaźników wspomaganie finansowego wyróżniamy:

1) wskaźnik ogólnego zadłużenia

$$\text{wskaźnik ogólnego zadłużenia} = \frac{\text{zobowiązania ogółem (kapitał obcy)}}{\text{aktywa ogółem}}$$

Wskaźnik ten pokazuje, jaki jest udział kapitałów obcych w finansowaniu majątku przedsiębiorstwa. Im niższy jest jego poziom, tym mniejsze ryzyko finansowe wierzycieli. Należy jednak pamiętać, że sprowadzanie tego wskaźnika do zera świadczy zazwyczaj o prowadzeniu nieracjonalnej polityki rozwojowej i nie korzystaniu z pozytywnych efektów dźwigni finansowej.

2) wskaźnik pokrycia majątku kapitałem własnym

$$\text{wskaźnik pokrycia majątku kapitałem własnym} = \frac{\text{kapitał własny}}{\text{aktywa ogółem}}$$

Wskaźnik ten jest dopełnieniem poprzedniego wskaźnika do jedności. Kapitał własny ma dla przedsiębiorstwa istotne znaczenie; jeśli przedsiębiorstwo go nie posiada, to nie ma w zasadzie możliwości pozyskiwania kapitału obcego. Wraz ze wzrostem wskaźnika rośnie zdolność kredytowa przedsiębiorstwa oraz jego niezależność finansowa pozwalająca podejmować samodzielne decyzje gospodarcze obciążone wysokim ryzykiem.

3) wskaźnik zadłużenia długoterminowego

$$\text{wskaźnik zadłużenia długoterminowego} = \frac{\text{zobowiązania ogółem}}{\text{kapitał własny}}$$

Wskaźnik ten wyraża relację zadłużenia długoterminowego do kapitału własnego. Zadłużenie długoterminowe jest zazwyczaj korzystniejsze dla sytuacji finansowej przedsiębiorstwa od zobowiązań bieżących ze względu na dłuższe terminy spłaty. Nie oznacza to jednak, że poziom tego wskaźnika nie ma znaczenia dla płynności przedsiębiorstwa i bezpieczeństwa wierzycieli. Wskaźnik wyższy od 1 oznacza, że zadłużenie długoterminowe przewyższa kapitał własny, co może powodować permanentne zagrożenie płynności oraz utrudniać dostęp do nowych kredytów. Bank Światowy przyjmuje, że wskaźnik ten nie powinien przekraczać 0,5. Z kolei banki komercyjne mogą być gotowe zaakceptować wyższe wartości wskaźnika, na przykład pod warunkiem uzyskania dodatkowych gwarancji (poręczenia, gwarancji innego banku).

4) wskaźnik pokrycia odsetek zyskiem

$$\text{wskaźnik pokrycia odsetek zyskiem} = \frac{\text{zysk brutto} + \text{odsetki}}{\text{odsetki}}$$

Wskaźnik ten określa wielokrotność efektów finansowych w relacji do płaconych odsetek. Odsetki od kredytów stanowią element kosztów i nie podlegają opodatkowaniu podatkiem dochodowym, stąd też w konstrukcji tego wskaźnika relacjonuje się je do sumy zysku brutto i odsetek. Im wyższy jest jego poziom, tym przedsiębiorstwo mniej odczuwa uciążliwość płacenia odsetek. Wraz ze spadkiem wskaźnika rośnie ryzyko kredytodawców. Teoretycznie dolny poziom wskaźnika nie powinien być mniejszy od 1, a w praktyce uważa się, że ryzyko jest już bardzo duże, gdy jego wartość spada poniżej 2. Przy czym wielu kredytodawców uznaje ryzyko przy udzielaniu kredytów za dopuszczalne, jeżeli wysokość wskaźnika wynosi co najmniej 4-5.

5) wskaźnik pokrycia długu

$$\text{wskaźnik pokrycia długu} = \frac{\text{zysk netto}}{\text{raty kapitałowe} + \text{odsetki}}$$

Powyższy wskaźnik jest najczęściej stosowanym wskaźnikiem w ocenie wiarygodności kredytowej. Jego minimalny poziom powinien być większy od 1; przyjmuje się zazwyczaj 1,2-1,3. Bank Światowy określa optymalną wielkość tego wskaźnika na poziomie 2,5. Oznacza to, że jeżeli nawet wynik finansowy przedsiębiorstwa spadnie o połowę, to i tak będzie ono w stanie spłacać zadłużenie w granicach minimalnego wskaźnika.

Niski poziom wskaźnika może świadczyć o niskiej efektywności gospodarowania lub też o nadmiernej skłonności przedsiębiorstwa do zadłużania się.

Wadą tak zbudowanego wskaźnika jest oparcie go wyłącznie o zysk netto z pominięciem amortyzacji, która może być również źródłem spłaty kredytów. Jednocześnie abstrahuje się również od środków pieniężnych zgromadzonych w okresach wcześniejszych. Stąd też jednorazowy jego poziom, niższy od granicznego, nie musi oznaczać zagrożenia spłaty rat kapitałowych łącznie z odsetkami, jeśli równocześnie przedsiębiorstwo zachowuje płynność finansową.

Ponadto należy podkreślić, że nawet wysoki wskaźnik nie gwarantuje nie zakłóconego regulowania zobowiązań kredytowych. Zysk przyjęty do jego wyliczenia może być bowiem w znacznym stopniu zyskiem „na papierze”, jeśli przedsiębiorstwo ma trudności z windykacją swoich należności.

(K. G.)

(Opracowano na podst.: „Analiza ekonomiczno-finansowa przedsiębiorstwa” pod red. S. Kasiewiczza, Warszawa, 1995)



URE
UKRAINE REGULATORY ENERGY