

NR 5
2001

3 września 2001

BIULETYN

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze m.in.:

- **Wspieranie ekologicznej energetyki**
- **Promowanie konkurencji**
- **Urynkowienie gazownictwa**



PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI
dr Leszek Juchniewicz

Warszawa, 14 sierpnia 2001 r.

Szanowni Państwo,

14 sierpnia, to data szczególna dla ludzi związanych z energetyką. Dlatego dzień ten skłania do refleksji nad tym co wydarzyło się w sektorze w ostatnim okresie, czego wspólnie dokonaliśmy na przestrzeni ostatnich lat, aby coraz sprawniej i szybciej unowocześniać tę dziedzinę naszego życia. Skłania również do refleksji nad tym jak istotną dziedziną dla całej gospodarki kraju jest właśnie energetyka, ale także jak trudną jest w gospodarce rynkowej rola Regulatora, „godzącego ogień z wodą”, czyli dbającego zarówno o interesy energetyków, jak i tych dla których oni pracują, czyli nas wszystkich – odbiorców energii.

Niedalekie przystąpienie Polski do UE stwarza dodatkowe wyzwanie dla sektora, wymagające odpowiedzialności i ogromnego wkładu pracy, aby i ta dziedzina polskiej gospodarki mogła być jak najszybciej dostosowana do wymogów Unii Europejskiej. To zadanie wymagające determinacji i współpracy. Dlatego doceniam organiczną pracę energetyków i konkretne dokonania, których nie zastąpią mnożące się seminaria i przygotowywane kolejne programy, praktycznie osłabiające skuteczność działań związanych z restrukturyzacją sektora. Liczę jednocześnie na dalsze inicjatywy i przedsięwzięcia przedstawicieli środowiska, służące coraz szybszemu jego unowocześnianiu, zgodnie z potrzebami transformacji gospodarczej kraju, które ułatwią drogę zachodzącym w niej reformom.

Z okazji „Dnia Energetyka” chciałbym więc jeszcze raz przekazać w swoim, i moich pracowników – urzędników URE, imieniu wszystkim energetykom, wyrazy szacunku i serdeczne życzenia wielu osiągnięć oraz radości i zadowolenia zarówno w pracy jak i w życiu osobistym.

Z poważaniem

OD REDAKCJI

Szanowni Czytelnicy!

Choć dookoła ciągle jeszcze panuje letni, urlopowy nastrój, artykuły w Biuletynie URE mówią o całkiem poważnych sprawach. W dziale prawnym, jak zwykle, przedstawiamy kolejną porcję nowych przepisów a obok trzy teksty publicystyczne, dotyczące: rozstrzygnięcia sporów przez Prezesa URE, oddalonego przez SA powództwa skierowanego przeciwko Prezesowi URE oraz niezwykle aktualny temat mówiący o metodach wspierania energetyki ekologicznej.

Ponadto o wybranych problemach związanych z postępowaniami koncesyjnymi pisze w swoim artykule J. Belkowski, a w dziale „Taryf” J. Gogolewska i W. Rękas przedstawiają przyczyny ponadinflacyjnego wzrostu opłat za ciepło na przestrzeni lat 1999-2001. W kolejnym artykule R. Guzik i Z. Muras publikują zamierzenia nowopowstałego Departamentu Promowania Konkurencji.

Ekologia i energetyka to wbrew pozorom bardzo bliskie sobie dziedziny. Dlatego też, szczególnie ostatnio, poświęcamy tym sprawom sporo miejsca. W bieżącym numerze Biuletynu, poza artykułem Ryszarda Taradejny (Wspieranie energetyki ekologicznej), proponujemy również na ten temat materiał pt. Energia elektryczna ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych w zakupach zakładów energetycznych.

Dział „Opinie” tym razem zawiera artykuły o stratach mocy cieplnej w sieci ciepłowniczej, strategii urynkowienia sektora gazownictwa oraz problemach związanych z realizacją obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z ciepłem na rynku konkurencyjnym. Zamieszczamy także, jak zwykle, cieszący się niezmiennym zainteresowaniem naszych Czytelników Słownik Regulatora oraz informacje i komunikaty, w której to rubryce miejsce m.in. znalazły informacje nt. Odmowy zatwierdzenia przez Prezesa URE taryfy dla PGNiG S.A. oraz URE – powodzianom.

Zainteresowanych odmowami i zmianami odnośnie taryfy dla ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych oraz koncesjami na wnioski, nowymi wnioskami i zmianami w decyzjach koncesyjnych odsyłamy do naszej stałej wkładki.

Biuro Komunikacji Społecznej i Informacji

SPIS TREŚCI

Prawo energetyczne – rozporządzenie	2
Rozstrzygnięcie sporów przez Prezesa URE w I i II kwartale 2001 r.	3
Wspieranie ekologicznej energetyki	6
Oddalone powództwo	9
Postępowanie koncesyjne – wybrane problemy (spółki cywilne)	11
Przyczyny ponadinflacyjnego wzrostu opłat za ciepło w latach 1999 - 2001	13
Promowanie konkurencji	16
Energia elektryczna ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych w zakupach zakładów energetycznych	19
Ustalanie strat mocy cieplnej w sieci ciepłowniczej	25
Strategia urynkowienia sektora gazownictwa	29
Obowiązek zakupu energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z ciepłem na rynku konkurencyjnym	33
Informacje i komunikaty	36

BIULETYN URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Wydawca: Urząd Regulacji Energetyki

Redaguje: Biuro Komunikacji Społecznej i Informacji URE

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

Skład, łamanie, organizacja druku i kolportaż: Wydawnictwo Literka, ul. Walecznych 61, 03-920 Warszawa, tel. 617 67 77, fax 672 78 84

Oddano do druku 29 sierpnia 2001 r. Nakład: 3000 egzemplarzy. ISSN 1506-090X Cena zł 14 (w tym 7% VAT)

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

Numer konta bankowego do wpłat za prenumeratę: NBP O/O Warszawa 10101010-2873-223-1, Urząd Regulacji Energetyki (Biuletyn URE).

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI

z dnia 13 czerwca 2001 r.

w sprawie określenia dokumentów wymaganych przy składaniu wniosku o udzielenie koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami i energią.

(Dz. U. Nr 66, poz. 666)

Na podstawie art. 17 ust. 3 ustawy z dnia 19 listopada 1999 r. – Prawo działalności gospodarczej (Dz. U. Nr 101, poz. 1178, z 2000 r. Nr 86, poz. 958 i Nr 114, poz. 1193 oraz z 2001 r. Nr 49, poz. 509) zarządza się, co następuje:

§ 1. Przedsiębiorca składający wniosek o udzielenie koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami i energią obowiązany jest dołączyć do wniosku następujące dokumenty wskazujące, że spełnia warunki organizacyjne zapewniające prawidłowe wykonywanie działalności objętej koncesją:

- 1) aktualny odpis lub wyciąg z rejestru przedsiębiorców, uzyskany nie wcześniej niż 3 miesiące przed przedłożeniem organowi koncesyjnemu,
- 2) poświadczoną za zgodność z oryginałem kopię zaświadczenia o nadaniu numeru identyfikacyjnego w krajowym rejestrze urzędowym podmiotów gospodarki narodowej REGON, wydanego przez właściwy urząd statystyczny,
- 3) w przypadku spółek handlowych – listę wspólników w spółce osobowej lub wspólników (akcjonariuszy) w spółce kapitałowej, posiadających co najmniej 5% udziałów (akcji),
- 4) informację z Krajowego Rejestru Karnego o niekaralności przedsiębiorcy,
- 5) oświadczenie przedsiębiorcy, że nie zgłoszono w stosunku do niego wniosku o ogłoszenie upadłości oraz że nie znajduje się w stanie likwidacji,
- 6) oświadczenie przedsiębiorcy, że wszystkie osoby zatrudnione przy eksploatacji sieci, instalacji i urządzeń elektroenergetycznych posiadają świadectwa kwalifikacyjne wymagane na podstawie przepisów ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255 oraz z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099), uprawniające do zajmowania się eksploatacją tych sieci, instalacji i urządzeń.

§ 2. Przedsiębiorca składający wniosek o udzielenie koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej, określonej w § 1, jest także obowiązany dołączyć następujące dokumenty wskazujące, że spełnia warunki techniczne zapewniające prawidłowe wykonywanie działalności gospodarczej:

- 1) w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami gazowymi, energią elektryczną i ciepłem:
 - a) dokumenty potwierdzające tytuł prawny przedsiębiorcy do obiektów i instalacji niezbędnych do prowadzenia działalności objętej koncesją,
 - b) opis parametrów technicznych urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej, ciepła lub paliw gazowych, z określeniem rodzaju wykorzystywanego paliwa oraz stanu technicznego tych urządzeń,

c) opis sieci ciepłych, elektroenergetycznych lub gazowych wykorzystywanych do prowadzenia działalności objętej koncesją, wraz ze schematami tych sieci,

d) poświadczoną za zgodność z oryginałem kopię decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu,

e) poświadczoną za zgodność z oryginałem kopię uzgodnień, decyzji i pozwoleń wymaganych na podstawie odrębnych przepisów, a w szczególności w zakresie warunków technicznych, ochrony środowiska, ochrony przeciwpożarowej oraz opis planowanych inwestycji,

2) w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami ciekłymi:

a) dokumenty potwierdzające tytuł prawny przedsiębiorcy do obiektów i instalacji niezbędnych do prowadzenia działalności objętej koncesją, w tym zawierające informacje o łącznej pojemności magazynowej posiadanych baz lub stacji paliw oraz liczbie, roku produkcji i pojemności poszczególnych zbiorników na paliwa ciekłe,

b) opis technologii wytwarzania paliw ciekłych wraz ze wskazaniem obiektów wykorzystywanych w tym procesie oraz informację o spełnieniu wymagań wynikających z ustawy z dnia 22 stycznia 2000 r. o ogólnym bezpieczeństwie produktów (Dz. U. Nr 15, poz. 179) oraz ustawy z dnia 28 kwietnia 2000 r. o systemie oceny zgodności, akredytacji oraz zmianie niektórych ustaw (Dz. U. Nr 43, poz. 489 i z 2001 r. Nr 63, poz. 636), z poświadczaniem zgodności wytwarzanego produktu z normami przewidzianymi do obowiązkowego stosowania, wydanym przez uprawnioną jednostkę,

c) oświadczenie o posiadaniu, dla użytkowanych baz lub stacji paliw, wymaganych na podstawie odrębnych przepisów uzgodnień, pozwoleń i decyzji w zakresie dotyczącym warunków technicznych, ochrony środowiska oraz ochrony przeciwpożarowej, a także poświadczoną za zgodność z oryginałem kopię protokołów badań szczelności zbiorników, decyzji o dopuszczeniu bazy lub stacji paliw do eksploatacji, decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, uzgodnienia z podmiotem zarządzającym portem lub przystanią morską warunków prowadzenia działalności gospodarczej zlokalizowanej w granicach administracyjnych portu lub przystani morskiej oraz pozwolenia wodnoprawnego,

d) opis wyposażenia posiadanych baz i stacji paliw w instalacje i urządzenia zabezpieczające przed przenikaniem paliw do gruntu i wód gruntowych oraz urządzenia zabezpieczające przed emisją węglowodorów do atmosfery podczas procesów zasilania baz lub stacji w paliwa oraz podczas przeladunku i wydawania paliw do systemów samochodowych i kolejowych,

e) wykaz posiadanych środków transportu przeznaczonych do transportu paliw, własnych lub eksploatowanych na podstawie innego tytułu prawnego,

f) wykaz posiadanych przyrządów do pobierania próbek paliw ciekłych zgodnych z Polską Normą oraz przyrządów pomiarowych służących do określania ilości paliw ciekłych w poszczególnych zbiornikach na paliwa ciekłe.

§ 3. 1. Przedsiębiorca składający wniosek o udzielenie koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami gazowymi, energią elektryczną i ciepłem, oprócz dokumentów, o których mowa w § 1 i § 2 pkt 1, jest obowiązany dołączyć do wniosku następujące dokumenty wskazujące, że posiada możliwości finansowe zapewniające prawidłowe wykonywanie działalności objętej koncesją:

- 1) zestawienie planowanych przychodów i kosztów odrębnie dla każdej z działalności objętej wnioskiem koncesyjnym, na okres, na jaki koncesja ma być udzielona,
- 2) w przypadku podmiotów obowiązanych do prowadzenia ksiąg rachunkowych – poświadczony za zgodność z oryginałem kopie sprawozdań finansowych z ostatnich trzech lat, a jeżeli przedsiębiorca prowadzi działalność gospodarczą przez okres krótszy niż trzy lata – dokumenty te za cały okres działalności,

- 3) w przypadku podmiotów nieobowiązanych do prowadzenia ksiąg rachunkowych – zestawienie przychodów i kosztów działalności gospodarczej za ostatnie trzy lata, a jeżeli przedsiębiorca prowadzi działalność gospodarczą przez okres krótszy niż trzy lata – dokumenty te za cały okres działalności,
- 4) zaświadczenie z właściwego urzędu skarbowego stwierdzające, że przedsiębiorca nie zalega z zobowiązaniami wobec budżetu państwa,
- 5) zaświadczenie z właściwego oddziału Zakładu Ubezpieczeń Społecznych stwierdzające, że przedsiębiorca nie zalega z wpłatą składek na ubezpieczenia społeczne,
- 6) zaświadczenie z banku, w którym jest prowadzony podstawowy rachunek przedsiębiorcy, określające wielkość obrotów oraz zdolność płatniczą i kredytową przedsiębiorcy,
- 7) poświadczony za zgodność z oryginałem kopie zawartych umów ubezpieczenia, związanych z przedmiotem działalności.

2. Przedsiębiorca składający wniosek o udzielenie koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami ciekłymi, oprócz dokumentów, o których mowa w § 1 i § 2 pkt 2, jest obowiązany dołączyć do wniosku dokumenty wymienione w ust. 1 pkt 2–7.

§ 4. Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem 30 czerwca 2001 r.

Minister Gospodarki: J. Steinhoff

ROZSTRZYGANIE SPORÓW PRZEZ PREZESA URE W I I II KWARTALE 2001 R.

Renata Trypens, Alicja Tutak

W okresie od 1 stycznia 2001 r. do 30 czerwca 2001 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał 71 decyzji rozstrzygających spory między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła, określone w art. 8 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne¹⁾. Spośród tych decyzji 18 dotyczyło odmowy przyłączenia do sieci, 33 – odmowy zawarcia umowy sprzedaży paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, 15 – nieuzasadnionego wstrzymania dostaw oraz 3 – ustalenia warunków świadczenia usług przesyłowych.

W 36 przypadkach wydane decyzje dotyczyły energii elektrycznej, w 31 – ciepła, a w 4 – paliw gazowych.

Spośród wszystkich wydanych decyzji, 33 zawierały rozstrzygnięcie co do istoty sprawy, zaś w 38 przypadkach postępowanie administracyjne zostało umorzono. Wydano również jedno postanowienie – zatwierdzające ugodę administracyjną zawartą przez strony sporu, dotyczącego odmowy przyłączenia do sieci.

Poniżej zostaną omówione wybrane przykłady podjętych przez Prezesa URE rozstrzygnięć.

Odmowa zmiany warunków przyłączenia

Na uwagę zasługuje sprawa, w której powstały pomiędzy stronami spór, chociaż zakwalifikowany jako odmowa przyłączenia do sieci, dotyczył w istocie treści warunków przyłączenia, wydanych przez przedsiębiorstwo energetyczne.

W prezentowanym przypadku, Prezes URE, uwzględniając pogląd zaprezentowany przez Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Antymonopolowy, wyrażony w wyroku z dnia 15 listopada 2000 r. (sygn. akt XVII Ame 26/00), odmówił zmiany wydanych przez przedsiębiorstwo energetyczne warunków przyłączenia do sieci, uznając że wydanie decyzji orzekającej zawarcie umowy o przyłączenie byłoby wykroczeniem poza zakres żądania zawartego we wniosku. W powołanym wyroku Sąd stwierdził m.in., że „Bez wyraźnej woli zawarcia umowy przez odbiorcę, Prezes URE nie ma uprawnień do orzekania jej zawarcia, ani też ustalania jej treści. Uprawnienia takiego nie daje przepis art. 8 prawa energetycznego”.

Kwestię sporną w niniejszej sprawie stanowiły zapisy zawarte w warunkach przyłączenia do sieci, ustalonych przez

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 oraz z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099).

przedsiębiorstwo energetyczne, dotyczące kosztów przebudowy przyłącza kolidującego z nowopowstałym budynkiem Wnioskodawców, którym energia elektryczna była dostarczana do sąsiedniej nieruchomości. We wniosku o rozstrzygnięcie sporu Wnioskodawcy wnieśli o wydanie postanowienia zmieniającego wydane warunki, podnosząc że są one sprzeczne z art. 7 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne oraz z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 21 października 1998 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, pokrywania kosztów przyłączenia, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. Nr 135, poz. 881), gdyż zgodnie z jego przepisami Wnioskodawcy powinni pokryć jedynie koszt przyłącza do własnego domu, natomiast przedsiębiorstwo energetyczne nałożyło na nich obowiązek wykonania przyłącza do domu sąsiadującego z ich posesją.

Natomiast przedsiębiorstwo energetyczne uzasadniało swoje stanowisko faktem, że przyłącze służące do zasilania budynku, usytuowanego obecnie na sąsiedniej nieruchomości, zostało wykonane w latach 50-tych i przebiegało wyłącznie przez teren odbiorcy, nie występowały więc żadne kolizje.

W tym miejscu należy zwrócić uwagę na fakt, że nieruchomość Wnioskodawców stanowi działka wyodrębniona z nieruchomości (obecnie sąsiadującej), do której energia elektryczna jest dostarczana linią kolidującą z nowopowstałym budynkiem Wnioskodawców.

Ponadto, należy podkreślić, że w czasie zaistnienia sporu, Wnioskodawców wiązała z przedsiębiorstwem umowa sprzedaży energii elektrycznej, określająca zasady jej dostarczania na plac budowy.

Rozstrzygając powstały spór, Prezes URE, podzielając stanowisko przedsiębiorstwa energetycznego, uznał, że kolizja istniejącej linii energetycznej z nowopowstałym budynkiem Wnioskodawców nie została spowodowana przez działania przedsiębiorstwa energetycznego. Nie jest więc zasadne obciążanie go kosztami przebudowy istniejącego przyłącza, w szczególności z uwagi na fakt, że w trakcie postępowania przedsiębiorstwo zobowiązało się zbudować na własny koszt złącze kablowe w ogrodzeniu sąsiedniej posesji, jak również wykonać demontaż linii napowietrznej kolidującej z nowopowstałym budynkiem i ułożyć wewnętrzną linię zasilania. Tym samym wyraziło wolę partycypowania w kosztach związanych z usunięciem zaistniałej kolizji. Natomiast zarzut Wnioskodawców, jakoby wydane warunki naruszały art. 7 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE uznał za bezpodstawny, ponieważ opłatę za przyłączenie do sieci oraz koszt związany z likwidacją powstałej kolizji przedsiębiorstwo skalkulowało na podstawie ryczałtowych stawek opłat, zawartych w obowiązującej taryfie. Ponadto, Prezes URE stwierdził, że stosownie do § 22 pkt 4 obowiązującego w dacie wydania warunków przyłączenia, powołanego wyżej rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 21 października 1998 r., odbiorca energii elektrycznej (a za takich należy uznać Wnioskodawców, zgodnie z wiążącą strony umową sprzedaży energii elektrycznej) jest

obowiązany do utrzymywania użytkowanej nieruchomości w sposób nie powodujący utrudnień w prawidłowym funkcjonowaniu sieci, a w szczególności do zachowania wymaganych odległości od istniejących urządzeń, w przypadku stawiania obiektów budowlanych i sadzenia drzew.

Omawiana powyżej decyzja nie jest prawomocna, ponieważ Wnioskodawcy skorzystali z przysługującego im prawa wniesienia odwołania.

Nieuzasadnione wstrzymanie dostaw

W opisanym niżej przypadku przedsiębiorstwo energetyczne wstrzymało dostawy energii elektrycznej do nieruchomości odbiorcy ze względu na jego zaległości w opłatach za dostarczaną energię elektryczną.

Prezes URE uznał, iż wstrzymanie dostaw energii elektrycznej nie było nieuzasadnione, mimo iż przepisy 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) nie przewidują wstrzymania dostaw energii elektrycznej w przypadku zalegania przez odbiorcę z opłatami za dostarczaną energię elektryczną.

W ocenie Prezesa URE, brak w przepisach ustawy – Prawo energetyczne oraz w aktach wykonawczych wyraźnie sformułowanego przepisu umożliwiającego wstrzymanie dostaw energii elektrycznej odbiorcy nie regulującemu w terminie należności z tytułu umowy sprzedaży tej energii nie uzasadnia poglądu, że wstrzymanie jej dostaw nie jest w takich przypadkach w ogóle możliwe.

Umowa sprzedaży energii elektrycznej zawarta pomiędzy odbiorcą a przedsiębiorstwem energetycznym jest umową cywilnoprawną i ocena skutków jej niewykonywania powinna być dokonana nie tylko w oparciu o przepisy Prawa energetycznego, lecz także w oparciu o przepisy ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny (Dz. U. Nr 16, poz. 93 z późn. zm.). Zawarta przez strony umowa sprzedaży energii elektrycznej zawierała postanowienia dotyczące wzajemnych rozliczeń oraz zobowiązujące strony do stosowania w sprawach nieuregulowanych przepisów Kodeksu cywilnego.

Wobec powyższego, ocena zasadności wstrzymania dostaw energii do nieruchomości odbiorcy została dokonana z uwzględnieniem przepisów Kodeksu cywilnego, w szczególności art. 490 § 1, który umożliwia stronie stosunku zobowiązaniowego powstrzymanie się ze spełnieniem świadczenia, dopóki druga strona nie zaoferuje świadczenia wzajemnego.

W tym miejscu zwrócić należy uwagę na podobne stanowisko Sądu Antymonopolowego, wyrażone w uzasadnieniu wyroku z dnia 29 maja 1999 r., sygn. akt XVII Ame 3/99, zgodnie z którym każda umowa sprzedaży jest umową opartą na zasadzie ekwiwalentności wzajemnych świadczeń. Natomiast w uzasadnieniu wydanego w innej sprawie wyroku z dnia 27 września 2000 r., sygn. akt XVII Ame 4/00, Sąd Antymonopolowy wyraził pogląd, zgodnie z którym

przepis § 40 ust. 1 pkt 1 obowiązującego wówczas rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 21 października 1998 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, pokrywania kosztów przyłączenia, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców, upoważniającego przedsiębiorstwo energetyczne do wstrzymania dostaw energii elektrycznej do odbiorcy w przypadku nieuregulowania przez niego należności związanych z dostarczaniem energii elektrycznej, stanowi konkretyzację normy wynikającej z art. 490 § 1 Kodeksu cywilnego.

Decyzja powyższa nie jest prawomocna.

Warunki świadczenia usług przesyłowych

Na uwagę zasługują również trzy decyzje Prezesa URE, rozstrzygające spory dotyczące ustalenia warunków świadczenia usług przesyłowych. Wnioski o rozstrzygnięcie sporu skierowane zostały przez trzy spółdzielnie mieszkaniowe, domagające się od przedsiębiorstwa energetycznego zawarcia z nimi umów o przesyłanie ciepła zakupionego u innego wytwórcy. Rozstrzygając powyższe spory, Prezes URE wziął pod uwagę, że wystąpiły przesłanki, określone w następujących przepisach:

1. w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła są obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie, umowy sprzedaży paliw lub energii, lub umowy o świadczenie usług przesyłowych z odbiorcami lub podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki dostarczenia, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru,
2. w art. 4 ust. 2 i 3 powyższej ustawy, zgodnie z którymi przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw lub energii mają obowiązek zapewniać wszystkim podmiotom świadczenie usług polegających na przesyłaniu paliw lub energii wydobywanych lub wytwarzanych w kraju, z uwzględnieniem warunków technicznych i ekonomicznych, na warunkach uzgodnionych przez strony w drodze umowy, zaś świadczenie tych usług nie może obniżyć niezawodności dostarczania oraz jakości paliw lub energii poniżej poziomu określonego odrębnymi przepisami, a także nie może powodować niekorzystnej zmiany cen oraz zakresu dostarczania paliw lub energii do innych podmiotów przyłączonych do sieci,
3. w § 15 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 11 sierpnia 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci ciepłowniczych, obrotu ciepłem, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. Nr 72, poz. 845), w myśl którego przedsiębiorstwo ciepłownicze nie może odmówić zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:

- 1) istnieją techniczne możliwości przesyłania istniejącą siecią ciepłowniczą zamówionej mocy cieplnej i ilości ciepła, bez pogorszenia niezawodności i zakresu dostarczania ciepła odbiorcom eksploatującym instalacje odbiorcze przyłączone do tej sieci,
- 2) istnieją układy pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające określenie ilości ciepła dostarczanego ze źródła ciepła i odbieranego z sieci ciepłowniczej,
- 3) zapewnione jest:
 - a) zabezpieczenie sieci ciepłowniczej przed pogorszeniem parametrów i jakości nośnika ciepła w tej sieci,
 - b) dotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców eksploatujących instalacje odbiorcze przyłączone do tej sieci,
- 4) świadczenie usług przesyłowych przez przedsiębiorstwo ciepłownicze nie będzie powodowało wzrostu opłat za dostarczanie ciepła, ponoszonych przez odbiorców eksploatujących instalacje odbiorcze przyłączone do tej sieci.

Ustalono również, że wnoszące Spółdzielnie są uprawnione do korzystania z usług przesyłowych, zgodnie z § 4 ust. 1 pkt 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz. U. Nr 107, poz. 671).

W oparciu o powyższe przepisy dokonano oceny ewentualnej możliwości świadczenia przez przedsiębiorstwo ciepłownicze usług przesyłowych na rzecz wszystkich trzech spółdzielni.

W jednym z prowadzonych postępowań ustalono, że nie zachodzą techniczne i ekonomiczne warunki dostarczania ciepła siecią przedsiębiorstwa ciepłowniczego. Analiza warunków pracy sieci ciepłowniczej wykazała, że nie jest technicznie możliwe zapewnienie przez przedsiębiorstwo ciepłownicze dostarczania spółdzielni ciepła zakupionego u innego wytwórcy. Ustalono również, że uwzględnienie wniosku spółdzielni spowodowałoby wzrost kosztów związanych z prowadzeniem przez przedsiębiorstwo ciepłownicze działalności gospodarczej. Uznając, że nie zostały spełnione przesłanki określone w art. 7 ust. 1 oraz w art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE wydał decyzję stwierdzającą, że na przedsiębiorstwie ciepłowniczym nie ciąży obowiązek zawarcia ze spółdzielnią umowy o świadczenie usług przesyłowych.

Odmienne rozstrzygnięcie zawierają dwie pozostałe decyzje Prezesa URE.

Nie stwierdzono bowiem braku warunków technicznych i ekonomicznych świadczenia przez przedsiębiorstwo ciepłownicze usług przesyłowych na rzecz pozostałych dwóch spółdzielni. Wydane w powyższych sprawach decyzje ustaliły jednocześnie treść umów o świadczenie usług przesyłowych.

W uzasadnieniach powyższych decyzji został m.in. wyrażony pogląd, iż obowiązek świadczenia przez przedsiębiorstwo energetyczne usług przesyłowych wynika z art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. Określony zaś w art. 4 ust. 3 tej ustawy warunek, aby świadczenie tychże usług nie obniżało niezawodności dostarczania, jakości paliw lub energii oraz nie powodowało niekorzystnej zmiany cen i za-

kresu dostarczania paliw lub energii do innych odbiorców, dotyczy tegoż przedsiębiorstwa. Powinnością przedsiębiorstwa energetycznego jest, aby realizacja obowiązku świadczenia usług przesyłowych na rzecz jednego podmiotu nie wywierała skutków negatywnych dla innych przyłączonych do jego sieci odbiorców. Tak więc art. 4 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne nie może służyć przedsiębiorstwu energetycznemu do przetrzucania na odbiorcę braku należytego przygotowania przedsiębiorstwa do realizacji umów o świadczenie usług przesyłowych, bowiem taka interpretacja **uniemożliwiałaby** w istocie realizację zasady dostępu strony trzeciej do sieci, zwanej powszechnie zasadą „TPA”.

Decyzje powyższe nie są prawomocne.



Renata Trypens



Alicja Tutak

Autorki są pracownicami Biura Prawnego URE

WSPIERANIE EKOLOGICZNEJ ENERGETYKI

Ryszard Taradejna

I. Do promowania rozwoju i wykorzystania niekonwencjonalnych i odnawialnych źródeł energii nie trzeba, wydawałoby się, nikogo przekonywać. Wszyscy – lub prawie wszyscy – są za oszczędzaniem wyczerpujących się źródeł konwencjonalnych (w szczególności węgla, ropy naftowej i gazu) oraz za ochroną środowiska naturalnego.

Stosowne zapisy znalazły się nawet w Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej z 2 kwietnia 1997 r.¹⁾ Już art. 1 ustawy zasadniczej głosi, że „Rzeczpospolita Polska jest dobrem wspólnym wszystkich obywateli”. Natomiast art. 5 postanawia m.in., że „Rzeczpospolita Polska (...) zapewnia ochronę środowiska, kierując się zasadą zrównoważonego rozwoju”. Z kolei w myśl art. 74 – „władze publiczne prowadzą politykę zapewniającą bezpieczeństwo ekologiczne współczesnemu i przyszłym pokoleniom” (ust. 1), „ochrona środowiska jest obowiązkiem tych władz” (ust. 2), a w dodatku władze te „wspierają działania obywateli na rzecz ochrony i poprawy stanu środowiska” (ust. 4).

Jednocześnie jednak należy pamiętać, że w myśl Konstytucji „organy władzy publicznej działają na podstawie i w granicach prawa” (art. 7), a także – że władze publiczne chronią m.in. konsumentów przed nieuczciwymi praktykami rynkowymi, a zakres tej ochrony określa ustawa (por. art. 76).

Problemem tym co pewien czas zajmuje się też Sejm.²⁾ Poszukiwani możliwości nowych, proekologicznych rozwiązań prawnych, spełniających jednak wymogi Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej, należy dokonywać we wszystkich dziedzinach prawa, np. w prawie budowlanym, wodnym, o ochronie środowiska i o zagospodarowaniu przestrzennym, w prawie regulującym prowadzenie działalności gospodarczej, w prawie

podatkowym i celnym.³⁾ Należy przy tym pamiętać, że ten sam efekt można osiągnąć różnymi sposobami. I tak np. zachętą do podejmowania przedsięwzięć proekologicznych mogą być ulgi podatkowe dla osób podejmujących się tych przedsięwzięć, zapewnienie cen minimalnych – gwarantowanych przez państwo, zmniejszenie kosztów inwestycyjnych przez ulgi podatkowe dla producentów sprzętu i urządzeń proekologicznych, a także administracyjna ingerencja służąca wspieraniu określonych rodzajów działalności. Praktyka dowodzi jednak, że o ile ingerencja administracyjna może być w miarę (bo nigdy w pełni) skuteczna przy wprowadzaniu i egzekwowaniu różnych zakazów, to promowanie czegokolwiek tymi metodami jest mało przydatne w dłuższym okresie czasu, czego przykładem mogą być choćby wieloletnie polskie doświadczenia związane z gospodarką nakazowo-rozdziałczą⁴⁾, by nie wspominać o energetycznych eksperymentach w Kalifornii i ich skutkach, o czym w ostatnim czasie było głośno w całym świecie.

Pewną próbę (bo tylko próbą można to nazwać) rozwiązań proekologicznych zawiera również ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne⁵⁾. Już jej art. 1 głosi⁶⁾ (w ust. 2), że „celem ustawy jest tworzenie warunków do

3) Interesujące propozycje w tym zakresie zgłosiła Sejmowa Komisja Ochrony Środowiska w przyjętym w dniu 28 marca 2001 r. Stanowisku w sprawie Rządowego dokumentu „Strategia rozwoju energetyki odnawialnej” (druk sejmowy nr 2767).

4) Por. R. Taradejna, J. Maj, „Ustawa o działalności gospodarczej. Komentarz”, Wydawnictwo „Przemiany”, Warszawa 1990, wraz z suplementem wydany w 1992 r. przez Międzykomunalną Spółkę Akcyjną „Municipium”.

5) Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042 z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255 oraz z 2000 r. Nr 43, poz. 489 i Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099.

6) Przy postępowaniu się tekstem ustawy pomocne może być między innymi opracowanie A. Dobroczyńskiej, L. Juchniewicz i B. Zaleskiego pt. „Regulacja energetyki w Polsce” (Wydawnictwo Adam Marszałek, Warszawa – Toruń 2000) oraz opracowanie R. i B. Taradejny, „Prawo energetyczne. Zbiór przepisów. Wybrane Orzecznictwo. Komentarze” (Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, Warszawa 2001).

1) Dz. U. z 1997 r. Nr 78, poz. 483 i z 2001 r. Nr 28, poz. 319.

2) Por. np. rezolucja Sejmu RP z dnia 8 lipca 1999 r. w sprawie wzrostu wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych (Mon. Pol. Nr 25, poz. 365).

zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, **oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii**, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, **uwzględniania wymogów ochrony środowiska⁷⁾** (...) i minimalizacji kosztów".

Regulację mającą służyć wspieraniu proekologicznej działalności w energetyce zamieszczono w art. 9 ust. 3, który stanowi, że „*Minister właściwy do spraw gospodarki w drodze rozporządzenia, nałoży na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem lub przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej lub ciepła obowiązek zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych, oraz określi szczegółowy zakres tego obowiązku, uwzględniając technologię wytwarzania energii, wielkość źródła energii oraz sposób uwzględniania w taryfach kosztów jej zakupu*". Z redakcji tego przepisu wynika, że ustawa nie zawiera regulacji prawnej, która **wprost** nakładalaby na przedsiębiorstwa energetyczne obowiązek zakupu energii elektrycznej z wymienionych źródeł. Ustawa ograniczyła się do powierzenia kompetencji w tym zakresie jednemu z ministrów, upoważniając go jednocześnie do określenia szczegółowego zakresu tego obowiązku.

W miejscu tym niezbędne wydaje się zwrócenie uwagi, że w myśl art. 20 Konstytucji, podstawę ustroju gospodarczego Rzeczypospolitej Polskiej stanowi społeczna gospodarka rynkowa oparta na **wolności działalności gospodarczej**, własności prywatnej oraz solidarności, dialogu i współpracy partnerów społecznych, a w myśl art. 22 – „ograniczenie wolności działalności gospodarczej jest dopuszczalne tylko w drodze ustawy i tylko ze względu na ważny interes publiczny”. Nadto, art. 92 ust. 1 Konstytucji stanowi, że „*Rozporządzenia są wydawane przez organy wskazane w Konstytucji, na podstawie szczegółowego upoważnienia zawartego w ustawie i w celu jej wykonania. Upoważnienie powinno określać organ właściwy do wydania rozporządzenia i zakres spraw przekazanych do uregulowania oraz wytyczne dotyczące treści aktu*”.

Mogą więc pojawić się wątpliwości co do zgodności z Konstytucją przyjętego rozwiązania, bowiem wspomniany obowiązek zakupu powinien wynikać wprost z ustawy, a upoważnienie dla ministra powinno zawierać wytyczne dotyczące treści rozporządzenia, co powodowałoby, że akt ten byłby faktycznie aktem wykonawczym do ustawy. Należy więc zauważyć, że całość **faktycznej** regulacji, określającej istnienie obowiązku zakupu energii ze wspomnianych źródeł oraz jego zakres – zamieszczona została wyłącznie w rozporządzeniach Ministra Gospodarki:

- 1) z dnia 2 lutego 1999 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych oraz zakresu tego obowiązku⁸⁾, obowiązującym do dnia 31 grudnia 2000 r.⁹⁾,

7) Patrz ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr 62, poz. 627).

8) Dz. U. Nr 13, poz. 119.

9) Patrz też wyrok Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Antymonopolowego z dnia 26 maja 1999 r., sygn. akt XVII Ame 2/99 oraz artykuł J. Kędzzi, pt. „Obowiązek zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych”, zamieszczony w Biuletynie URE Nr 6/99.

- 2) z dnia 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku¹⁰⁾, obowiązującym od dnia 1 stycznia 2001 r.

Już samo porównanie odmiennych rozwiązań prawnych przyjętych w obu rozporządzeniach zdaje się uprawniać do stwierdzenia, że zawarta w nich regulacja wykracza poza „wykonanie” ustawy i w pewnym sensie nabierają one cech aktów „samoistnych”, przy czym (co należy wyraźnie stwierdzić) wynika to ze sposobu zredagowania przepisu ustawowego.

II. Posiadacze niekonwencjonalnych i odnawialnych źródeł energii mają trudności ze sprzedażą wytworzonej przez siebie energii elektrycznej. Jej ceny są wysokie i często niekonkurencyjne wobec energii wytwarzanej w źródłach tradycyjnych, więc przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem oraz przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej czynią co tylko potrafią, by uniknąć tych niechcianych zakupów, tym bardziej że od kilku lat występuje w Polsce nadmiar energii. Problem ten był nawet przedmiotem dyskusji na posiedzeniu sejmowej Komisji Ochrony Środowiska w dniu 18 lipca 2001 r., dotyczącym realizacji przez przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią elektryczną obowiązku zakupu tej energii ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych.

Niechęć przedsiębiorstw energetycznych jest poniekąd zrozumiała. Każdy z nas, mając do wyboru towar droższy oraz tańszy, w sytuacji gdy obydwa spełniają te same wymogi, dokona wyboru oczywistego – kupi towar tańszy, przy czym każde przedsiębiorstwo prowadzące obrót energią elektryczną czyni to również w partykularnym interesie swoich odbiorców tej energii, do czego obliuguje je przecież cytowany wyżej art. 1 ust. 2 Prawa energetycznego („celem ustawy jest tworzenie warunków do (...) minimalizacji kosztów”). Nie można też mieć za złe przedsiębiorcom, że korzystają z wolności działalności gospodarczej – w granicach tej wolności. To na prawodawcy ciąży obowiązek przewidywania rozwoju sytuacji społecznej i gospodarczej¹¹⁾ oraz tworzenia prawa służącego osiąganiu celów pożądanym lub zapobieganiu zdarzeniom niepożądanym.

W sprawie wykonywania nałożonego na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną obowiązku zakupu tej energii ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz egzekwowania tego obowiązku szczególnie istotne znaczenie ma sposób zredagowania przepisu § 2 pkt 1 lit. a) **obecnie** obowiązującego, cytowanego wyżej rozporządzenia z dnia 15 grudnia 2000 r., który to przepis stanowi, iż w roku 2001 obowiązek ten uznaje się za spełniony wówczas, gdy udział „ilości energii elektrycznej wytworzonej w źródłach niekonwencjonalnych i odnawialnych w wykonanej, całkowitej rocznej, sprzedaży

10) Dz. U. Nr 122, poz. 1336.

11) I tak np. art. 13 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne zobowiązuje Radę Ministrów do określania założeń polityki energetycznej Państwa. Założenia takie (do roku 2020) Rada Ministrów przyjęła w dniu 22 lutego 2000 r. Zostały one wydane w formie książkowej przez Ministerstwo Gospodarki. Zasadny wydaje się postulat, by dokumenty tej rangi ogłaszane były w Dzienniku Urzędowym RP „Monitor Polski”.

energii elektrycznej przez dane przedsiębiorstwo energetyczne wynosi nie mniej niż 2,4%”.

Sposób zredagowania tego przepisu powoduje, że nałożony w nim obowiązek odnosi się do całego roku kalendarzowego 2001, a nie do poszczególnych dni, tygodni, czy miesięcy tego roku (podobnie rzecz przedstawia się w doniesieniu do następnych lat w okresie 2002 – 2009 oraz dalszych (§ 2 pkt 1 lit. b – j), ani tym bardziej do poszczególnych wytwórców energii. Przedsiębiorstwo energetyczne może więc nałożony na nie obowiązek realizować zarówno na początku roku, realizować go stopniowo przez okres całego roku jak i w ostatnim miesiącu roku, wybierając najkorzystniejsze oferty¹²⁾.

Nadto, odniesienie tego obowiązku do innej wielkości, jaką jest **sprzedaż** energii elektrycznej przez dane przedsiębiorstwo prowadzące obrót energią, a w dodatku sprzedaż określona jako „**wykonana**” oraz „**całkowita**” – powoduje, że dokonanie oceny, czy obowiązek został wykonany, może nastąpić dopiero po zakończeniu roku kalendarzowego oraz porównaniu ilości energii elektrycznej zakupionej w tym okresie ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz ilości „całkowitej” i „wykonanej” sprzedaży tej energii.

Fakt, że w przepisie mowa jest o sprzedaży „wykonanej”, powoduje że dla oceny wykonania ciężącego na przedsiębiorstwie obowiązku nie mają znaczenia wielkości planowane, ani nawet zawarte umowy wstępne. Należy też uwzględnić, że przedsiębiorstwo zajmujące się obrotem energią elektryczną nie spotyka się – w zasadzie – z barierami natury technicznej, które powodowałyby ograniczenia w możliwości zakupu i sprzedaży określonej ilości energii w określonej jednostce czasu (np. miesiąca czy kwartału). Powoduje to, że przedsiębiorstwo energetyczne może w sposób elastyczny (oczywiście, przy uwzględnieniu uwarunkowań prawnych, związanych z zawieraniem umów sprzedaży) kształtować zarówno zakup jak i sprzedaż energii, tak – by w skali roku wypełnić ciężący na nim obowiązek.

Nie bez znaczenia jest też fakt, że regulacja zawarta w § 2 rozporządzenia z dnia 15 grudnia 2000 r. jest regulacją całkowicie nową (co sygnalizowano wyżej) w stosunku do regulacji zawartej w obowiązującym wcześniej rozporządzeniu z dnia 2 lutego 1999 r. Oznacza to, że prawodawca (jakim w tym przypadku jest Minister Gospodarki) świadomie odstąpił od regulacji zawartej w § 3 rozporządzenia z dnia 2 lutego 1999 r., polegającej na porównaniu cen energii ze źródeł niekonwencjonalnych (oferowanych przez poszczególnych wytwórców) z cenami energii ustalonymi w taryfie przedsiębiorstwa zobowiązanego do jej zakupu, której przestrzeganie mogło być kontrolowane i egzekwowane „na bieżąco” i zastąpił ją „rozliczeniem rocznym”. Zmiana taka, niezależnie od uwarunkowań prawnych i ekonomicznych, była czytelnym sygnałem dla przedsiębiorstw energetycznych co do możliwych sposobów realizowania ciężącego na nich obowiązku¹³⁾.

12) Patrz też artykuł M. Dudy pt. „Obowiązek zakupu energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z ciepłem na rynku konkurencyjnym”, analizujący inne aspekty omawianego rozporządzenia, zamieszczony w niniejszym numerze Biuletynu na str. 33.

13) Z doświadczeń autora wynika, że służby prawne wielu przedsiębiorstw energetycznych potrafią wychwytać i wykorzystać każdy niuans prawny korzystny dla ich firmy i, doprawdy, trudno mieć im to za złe.

O ile pod rządami rozporządzenia z dnia 2 lutego 1999 r. Prezes URE mógł wkraczać w omawiane sprawy w sposób władczy, w trybie administracyjnym¹⁴⁾, na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, stosownie do wyroku Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Antymonopolowego z dnia 26 maja 1999 r., sygn. akt XVII Ame 2/99¹⁵⁾, to pod rządami rozporządzenia z dnia 15 grudnia 2000 r. nie ma już takiej możliwości, gdyż wykonanie (lub niewykonanie) obowiązku określonego w tym rozporządzeniu może być stwierdzone dopiero po zakończeniu roku kalendarzowego, a w dodatku obowiązek ten nie odnosi się do pojedynczego przedsiębiorcy dostarczającego energię ze źródeł określonych w tym rozporządzeniu.

Z powyższego wynika, że pod rządami obecnie obowiązującego rozporządzenia Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ma również ograniczoną możliwość skorzystania z regulacji zawartej w art. 56 ust. 1 pkt 1a ustawy – Prawo energetyczne, który to przepis upoważnia go do nałożenia kary pieniężnej na podmioty, które nie przestrzegają obowiązku zakupu energii elektrycznej, nałożonego przepisami wydanymi na podstawie art. 9 ust. 3, gdyż karę taką można nałożyć dopiero po zakończeniu danego roku kalendarzowego. Oznacza to, że ewentualne nałożenie takiej kary za niewykonanie omawianego obowiązku w roku 2001 może nastąpić dopiero po jego zakończeniu (to samo dotyczy również kolejnych lat w okresie 2002 – 2009 i w latach następnych) i to niezależnie od intencji Prezesa URE. Należy bowiem pamiętać o cytowanej na wstępie, wynikającej z art. 7 Konstytucji zasadzie, że „organy władzy publicznej działają na podstawie i w granicach prawa” oraz o tym – że decyzje tego organu podlegają kontroli Sądu Antymonopolowego (art. 30 ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne). W tej sytuacji jakkolwiek decyzja nakładająca karę pieniężną na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1a ustawy – Prawo energetyczne w związku § 2 rozporządzenia z dnia 15 grudnia 2000 r., wydana w trakcie trwania danego roku kalendarzowego nie miałaby najmniejszych szans by ostać się przed Sądem, w przypadku wniesienia odwołania przez ukarane przedsiębiorstwo energetyczne.

Doświadczenia związane z realizacją rozporządzenia z dnia 15 grudnia 2000 r. wskazują, że niezbędne jest **co najmniej** wprowadzenie możliwości kontrolowania i egzekwowania określonego w nim obowiązku w okresach krótszych niż rok (np. kwartał lub miesiąc). Jest to możliwe w drodze nowelizacji tego rozporządzenia¹⁶⁾. Wówczas po upływie każdego kwartału (miesiąca) można byłoby dokonać analizy wywiązywania się przez poszczególne przedsiębiorstwa ener-

14) Rola organu regulacyjnego nie jest łatwa, jeżeli uwzględni się, że ma on obowiązek równoważenia oczywiście rozbieżnych interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii oraz pogodzenia tak rozbieżnych obowiązków jak wspieranie działań obywateli na rzecz ochrony i poprawy stanu środowiska oraz minimalizacji kosztów.

15) W wyroku tym Sąd stwierdził m.in., że „powołane wyżej rozporządzenie rozszerza właściwość rzeczową Prezesa URE o sprawy z zakresu zawierania umów o zawarcie i ustalenie treści umów sprzedaży energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych, wszczynane na żądanie krajowych wytwórców przeciwko przedsiębiorstwom obrotu (...)”.

16) Cel ten można osiągnąć np. w ten sposób, że w § 2 w pkt 1 przed wyrazami „udział ilości” doda się wyrazy „w każdym kwartale (lub: miesiącu) danego roku”. Odrębnym zagadnieniem są wątpliwości dotyczące sposobu zredagowania art. 9 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne i jego zgodności z Konstytucją.

getyczne z nałożonego obowiązku i „egzekwować” go, nakładając wspomnianą wyżej karę pieniężną (jednak nadal nie stworzyło to możliwości rozstrzygnięcia sporów w tych sprawach przez Prezesa URE na podstawie art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego). Okres 1 kwartału (ewentualnie – miesiąca) jest okresem na tyle krótkim, że przedsiębiorstwa energetyczne musiałyby realnie liczyć się z możliwością zastosowania w krótkim czasie sankcji określonej w art. 56 ust. 1 pkt 1a ustawy – Prawo energetyczne, a jednocześnie – miałyby mniejszą możliwość „manewrowania” wielkością zakupów i sprzedaży energii elektrycznej – przez „przesuwanie” wykonania ciężącego obowiązku na późniejszy odległy okres.

Kończąc, pragnę podkreślić, że rozwiązanie omawianego problemu wymaga kompleksowych przedsięwzięć, zarówno prawnych (w wielu dziedzinach prawa), jak i finanso-

wych. Szansę ku temu stwarza odbyta podczas 117. posiedzenia Sejmu RP (w dniach 22-24 sierpnia 2001 r.) dyskusja nad rządowym dokumentem „Strategia rozwoju energetyki odnawialnej” (druk sejmowy nr 2215) wraz z cytowanym wyżej stanowiskiem Komisji Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa.



Autor jest dyrektorem Biura Prawnego URE

ODDALONE POWÓDZTWO

Donata Nowak

Sąd Okręgowy w Warszawie oddalił powództwo o zasądzenie od Skarbu Państwa – Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, dochodzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne kwoty z tytułu wyrównania „szkody”, którą to przedsiębiorstwo miało ponieść na skutek wydania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (na podstawie art. 8 ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne – Dz. U. Nr 54, poz. 348 z późn. zm.), postanowień nakazujących przedsiębiorstwu kontynuowanie dostaw ciepła do obiektów odbiorców, do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu w sprawie odmowy zawarcia przez to przedsiębiorstwo umów sprzedaży ciepła z tymi odbiorcami.

W listopadzie 1998 r. przedsiębiorstwo energetyczne otrzymało, z urzędu, koncesję na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła.

W marcu 1999 r., działając na podstawie art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo wystąpiło do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z wnioskiem o zatwierdzenie taryfy dla ciepła. Następnie, postanowieniem z dnia 26 maja 1999 r. – wydanym na wniosek przedsiębiorstwa – postępowanie administracyjne w tej sprawie zostało zawieszono, na podstawie art. 98 § 1 Kodeksu postępowania administracyjnego, z uwagi na konieczność skompletowania dokumentów i informacji niezbędnych do rozpatrzenia wniosku.

W sierpniu i wrześniu 1999 r. do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wpłynęły wnioski odbiorców ciepła o rozstrzygnięcie, na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, sporu w sprawie odmowy zawarcia przez to przedsiębiorstwo umów sprzedaży ciepła. Jednocześnie odbiorcy ci wnieśli o wydanie, na podstawie art. 8 ust. 2 tej

ustawy, postanowienia nakazującego przedsiębiorstwu energetycznemu kontynuowanie dostaw ciepła – do czasu rozstrzygnięcia zaistniałego sporu.

Jak ustalono w trakcie postępowania wyjaśniającego, przedsiębiorstwo wypowiedziało łączące je z odbiorcami umowy sprzedaży ciepła, ze skutkiem na dzień 30 września 1999 r. Ponadto, przedsiębiorstwo wypowiedziało również umowę dzierżawy urządzeń energetycznych, przy pomocy których prowadziło energetyczną działalność koncesjonowaną – ze skutkiem na dzień 30 listopada 1999 r. Tak więc w październiku i listopadzie 1999 r. przedsiębiorstwo było nadal w posiadaniu dzierżawionych urządzeń energetycznych, odmawiało natomiast zawarcia z odbiorcami umów sprzedaży ciepła na ten okres.

W postanowieniach, wydanych w dniu 6 października 1999 r., Prezes Urzędu Regulacji Energetyki nakazał przedsiębiorstwu kontynuowanie dostaw ciepła do budynków odbiorców, do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia powyższego sporu.

W dniu 8 października 1999 r. przedsiębiorstwo wystąpiło do Prezesa URE z wnioskiem o cofnięcie koncesji.

Natomiast w dniu 23 grudnia 1999 r. wydane zostały decyzje stwierdzające, że na przedsiębiorstwie nie ciąży obowiązek zawarcia umów z odbiorcami. Jednocześnie w uzasadnieniu tych decyzji wskazano, że obowiązek ten ciążył na przedsiębiorstwie do końca okresu obowiązywania umów dzierżawy urządzeń energetycznych, tj. do końca listopada 1999 r.

W pozwie o zapłatę przedsiębiorstwo domagało się zasądzenia od Skarbu Państwa kwoty odpowiadającej – jak twierdziło przedsiębiorstwo – wysokości „straty” poniesionej na działalności koncesjonowanej w październiku i listopadzie 1999 r., w związku z obowiązkiem dostarczania ciepła

odbiorcom – nałożonym we wspomnianych postanowieniach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Oddalając powództwo o zasądzenie kwoty dochodzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne (zwane dalej „powodem”) od Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (zwanego dalej „pozwanym”), Sąd Okręgowy w Warszawie wyraził następujący pogląd.

„Powód na podstawie umów zawartych z (...) dostarczał do tych odbiorców energię ciepłą. Gdy w 1999 r. nastąpiło zalamanie systemu ciepłowniczego (sanatoria ograniczyły zakup ciepła) powód wypowiedział umowę dzierżawy kotłowni z siecią ciepłowniczą (ze skutkiem na koniec listopada) oraz umowy dostawy ciepła odbiorcom ze skutkiem na koniec września. Powód posiadając koncesję na produkcję ciepła nie mógł stosować cen wyższych, nie zatwierdzonych w taryfie przez pozwanego organ, a te powodowały jego stratę.

Odbiorcy wystąpili do pozwanego o rozstrzygnięcie sporu odnośnie odmowy powoda na zawarcie umów dostawy ciepła i terenowy organ strony pozwanej po rozpoznaniu sprawy, wydał postanowienie nakazujące powodowi kontynuowanie dostaw energii ciepłej dla dotychczasowych odbiorców do czasu rozstrzygnięcia kwestii obowiązku dostaw.

W tym czasie pozwany prowadził postępowanie administracyjne, które zakończyło się wydaniem decyzji z dn. 23.XII.99 r., w której stwierdzono że na powodzie nie ciąży obowiązek zawarcia umowy dostawy ciepła (...).¹⁾

Strona powodowa powołała się na art. 40 ust. 2²⁾ ustawy prawo energetyczne jako podstawy odpowiedzialności pozwanego, zaś pozwany powołał się na publicznoprawny obowiązek zawarcia umów spoczywający na przedsiębiorstwie energetycznym.

Stosownie do treści art. 7 ust. 1 ustawy prawo energetyczne (Dz. U. 54/97, poz. 348) przedsiębiorstwa energetyczne mają obowiązek zawarcia umowy sprzedaży energii lub usług przesyłowych z odbiorcami.

Sporne sprawy dotyczące ustalania warunków o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji energii albo nieuzasadnionego wstrzymania dostaw rozstrzyga Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek strony (art. 8).

W przedmiotowej sprawie na wniosek odbiorców, którym powód odmówił dostaw ciepła pozwany nakazał kontynuowanie dostaw do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu (vide postanowienie z dn. 6.X.99). Ostateczne rozstrzygnięcie sporu nastąpiło decyzją z dn. 23.XII.99 r.

1) W rzeczywistości wydane zostały **dwie** decyzje, gdyż z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu wystąpiło dwóch odbiorców. Decyzje te wydane zostały w czasie, kiedy przedsiębiorstwo nie dysponowało już urządzeniami energetycznymi, działalność na tych urządzeniach prowadził zaś inny podmiot. Dlatego sentencje tych decyzji stanowią, że na przedsiębiorstwie nie ciąży obowiązek zawarcia umów z odbiorcami. Należy przy tym podkreślić, że w uzasadnieniu decyzji wskazano, iż w okresie obowiązywania umowy dzierżawy majątku, tj. do końca listopada 1999 r., na przedsiębiorstwie ciążył obowiązek dostarczania ciepła odbiorcom.

2) Zgodnie z tym przepisem, jeżeli działalność prowadzona w warunkach określonych w ust. 1 przynosi stratę, przedsiębiorstwu energetycznemu należy się pokrycie strat od Skarbu Państwa w wysokości ograniczonej do uzasadnionych kosztów działalności określonej w koncesji, przy zachowaniu należytej staranności. Natomiast ust. 1 w art. 40 stanowi, że Prezes URE może nakazać przedsiębiorstwu energetycznemu, pomimo wygaśnięcia koncesji, dalsze prowadzenie działalności objętej koncesją przez okres nie dłuższy niż 2 lata, jeżeli wymaga tego interes społeczny.

W tym czasie powód posiadał koncesję na prowadzenie swojej działalności, a zatem wbrew twierdzeniom strony powodowej w nin. przypadku nie ma zastosowania art. 40 ust. 2 ustawy prawo energetyczne.

Prezes URE jest organem administracji rządowej, który reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych m.in. udzielając koncesji i zatwierdzając i kontrolując taryfy energii ciepłej (vide art. 8, 21, 23, 33, 40, 41, 47 ustawy). Przepisy ustawy prawo energetyczne nie regulują odpowiedzialności za szkody wyrządzone przez funkcjonariusza państwowego i w sprawie objętej pozwem zastosowanie będą miały przepisy kodeksu cywilnego.

W art. 417 – 421 kodeks cywilny przewiduje odpowiedzialność Państwa za szkody wyrządzone przy wykonywaniu zarówno czynności o charakterze władczym (aktów władzy) jak i czynności gospodarczych oraz normuje w sposób jednolity zasady odpowiedzialności Skarbu Państwa za ich funkcjonariuszy.

Art. 418 kc będący *lex specialis* dla art. 417, normuje odpowiedzialność za szkody wyrządzone przez funkcjonariusza państwowego na skutek wydania orzeczenia lub zarządzenia. Konieczną przesłanką stosowania art. 418 kc jest ustalenie, że przy wydaniu orzeczenia lub zarządzenia nastąpiło naruszenie prawa ścigane w trybie postępowania karnego lub dyscyplinarnego oraz że wina sprawcy została stwierdzona prawomocnym wyrokiem karnym lub orzeczeniem dyscyplinarnym albo uznana przez organ przełożony nad sprawcą.

W przedmiotowej sprawie przesłanki z art. 418 kc nie zachodzą gdyż nie zostało wydane orzeczenie karne ani dyscyplinarne ani wina nie stwierdził organ przełożony.

Nie ma więc podstaw do przyjęcia odpowiedzialności Skarbu Państwa z art. 418 kc a tym samym pozew podlega oddaleniu.

Na marginesie należy zauważyć, że strona powodowa dopiero w październiku 99 r. wystąpiła o cofnięcie koncesji, co wykluczało dostarczanie ciepła do obiektów i co uwzględniła też decyzją z dnia 23.XII.99. Nadto z końcem listopada 99 r. kończyła się dzierżawa kotłowni i sieci przez powoda, co pozwalało na przejście tego obiektu w ręce innego podmiotu i odbiorcy znaleźli alternatywne źródło dostawy ciepła.

Nie bez znaczenia pozostaje również fakt, że strona powodowa w sprawie zatwierdzenia taryfy dla ciepła, wezwana o uzupełnienie wniosku w kwietniu 99 r. nie zastosowała się do wezwania a wniosła o zawieszenie postępowania, co też uzyskała.”

Z powyższych względów Sąd Okręgowy w Warszawie oddalił powództwo o zasądzenie dochodzonej kwoty od Skarbu Państwa – Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.



Autorka jest pracownikiem Biura Prawnego URE

POSTĘPOWANIE KONCESYJNE – WYBRANE PROBLEMY (SPÓŁKI CYWILNE)

Jacek Bełkowski

W 2001 roku nastąpiło wydłużenie postępowania administracyjnego prowadzonego na wniosek spółek cywilnych na skutek niedostosowania formy organizacyjnej do wymagań prawa. Wszystkie złożone w pierwszych miesiącach 2001 roku wnioski wspólników spółek cywilnych wymagały dodatkowych wyjaśnień, a także spełnienia przez wnioskodawców formalnych warunków wynikających z nowych uregulowań prawnych. Powodowało to wydłużenie postępowania koncesyjnego o czas potrzebny na wyjaśnienia i uzupełnienie wniosków o dokumenty stwierdzające, że wnioskodawcy spełniają wymagane warunki. Poniżej postaram się, w możliwie syntetycznej formie, przybliżyć przepisy, istotne z punktu widzenia procedury koncesyjnej a dotyczące spółek cywilnych.

Stosownie do art. 2 ust. 2 ustawy z dnia 19 listopada 1999 r. – Prawo działalności gospodarczej (Dz. U. Nr 101, poz. 1178 i z 2000 r. Nr 86, poz. 958 i Nr 114, poz. 1193) przedsiębiorcą jest m.in. osoba fizyczna, która zawodowo, we własnym imieniu podejmuje i wykonuje działalność gospodarczą, natomiast art. 2 ust. 3 tej ustawy stanowi, że za przedsiębiorców uznaje się wspólników spółki cywilnej w zakresie wykonywanej przez nich działalności gospodarczej.

Ponadto przepis art. 88i ustawy – Prawo działalności gospodarczej stanowi, iż wpisy do ewidencji działalności gospodarczej jednostek organizacyjnych, które w dniu 1 stycznia 2001 r. nie są przedsiębiorcami, podlegają wykreśleniu z urzędu. Zgodnie z art. 88e ust. 3 tej ustawy wykreślenie z ewidencji następuje w drodze decyzji administracyjnej. Przepisy te mają zastosowanie również wobec spółek cywilnych.

W myśl art. 1a ust. 3 ustawy z dnia 20 sierpnia 1997 r. – Przepisy wprowadzające ustawę o Krajowym Rejestrze Sądowym (Dz. U. Nr 121, poz. 770 z późn. zm.) osoby fizyczne, które do dnia 31 grudnia 2000 r. wykonywały działalność gospodarczą jako wspólnicy spółek cywilnych, były obowiązane w terminie do dnia 31 marca 2001 r., dostosować formę wykonywanej działalności do wymogów ustawy – Prawo działalności gospodarczej. W przypadku spółek cywilnych, których przychody netto ze sprzedaży towarów lub świadczenia usług w każdym z dwóch kolejnych lat obrotowych osiągnęły równowartość w walucie polskiej co najmniej 400 000 EURO, zastosowanie mają przepisy art. 26 § 4 i art. 626 ustawy Kodeks spółek handlowych, zobowiązujące wspólników takiej spółki cywilnej do niezwłocznego zgłoszenia spółki do sądu rejestrowego. Z chwilą wpisu spółka staje się spółką jawną. Wśród wnioskodawców ubiegających się o koncesję na obrót paliwami ciekłymi znacząca większość spółek cywilnych miała spełniony wyżej podany warunek, to znaczy, że przychody netto w dwóch ostatnich

latach przekraczały równowartość 400 000 EURO. Sądzę, że warto w tym miejscu przypomnieć, że ustawa z dnia 26 maja 2000 r. – o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 48, poz. 555) wprowadziła zmianę zakresu, dla którego wymagana jest koncesja na prowadzenie działalności w zakresie obrotu paliwami ciekłymi. Na mocy tego aktu obowiązek posiadania koncesji powstaje w przypadku, gdy roczna wartość obrotu przekracza równowartość 500 000 EURO.

Biorąc pod uwagę, iż spółka cywilna wpisana do ewidencji działalności gospodarczej na podstawie przepisów obowiązujących do dnia 31 grudnia 2000 r. nie jest przedsiębiorcą, należy stwierdzić, iż nie może jej zostać udzielona koncesja. Oznacza to, iż stroną postępowania w sprawie udzielenia koncesji może być albo spółka jawna (lub inna spółka handlowa) powstała w wyniku przekształcenia spółki cywilnej w trybie i na zasadach określonych w art. 551 ustawy z dnia 15 września 2000 r. – Kodeks spółek handlowych, albo każdy ze wspólników spółki cywilnej, wpisany do rejestru przedsiębiorców.

W tym drugim przypadku, jeżeli wspólników nie dotyczy obowiązek wynikający z art. 26 § 4 ustawy – Kodeks spółek handlowych, każdy z przedsiębiorców uzyskuje osobną koncesję (jeżeli spełni warunki określone przepisami), natomiast, zgodnie z art. 62 ustawy – Kodeks postępowania administracyjnego, wobec wspólników prowadzone jest jedno postępowanie administracyjne, w którym zostają uwzględnione wcześniej złożone dokumenty. Ten tryb postępowania administracyjnego może również skutkować koniecznością uzupełnienia wniosku o dokumenty niezbędne do rozpatrzenia sprawy. Należy zaznaczyć, iż utrata przez spółkę cywilną przymiotu bycia przedsiębiorcą nie oznacza konieczności jej rozwiązania. Przedsiębiorcy – wspólnicy – mogą nadal prowadzić działalność gospodarczą w ramach zawartej umowy spółki cywilnej.

W każdym przypadku wnioskodawcy są bardzo szczegółowo informowani o obowiązujących regulacjach prawnych i brakach formalnych w składanych wnioskach. Jednocześnie wnioskodawcy proszeni są o przedstawienie dokumentów potwierdzających dokonanie wpisu każdego ze wspólników do rejestru przedsiębiorców lub, w zależności od wybranego sposobu dostosowania działalności do wymogów ustawy – Prawo działalności gospodarczej, dokumentów potwierdzających przekształcenie spółki cywilnej w spółkę handlową.

Jak już wcześniej wspomniałem, wśród wnioskodawców ubiegających się o koncesję na obrót paliwami ciekłymi, dominująca część prowadziła działalność na poziomie przychodów netto przekraczających równowartość w wal-

cie polskiej 400 000 EURO w każdym z dwóch kolejnych lat obrotowych. Była jednak grupa spółek, które nie spełniały tego warunku. W takim przypadku, po dokonaniu wpisu każdego ze współników do rejestru przedsiębiorców i przy spełnieniu innych warunków wynikających z ustawy – Prawo energetyczne, były formalnie spełnione warunki uzyskania koncesji. Jednak biorąc pod uwagę fakt, że w nieodległej przyszłości spółka cywilna zajmująca się obrotem paliwami ciekłymi wypełni warunek konieczny do zgłoszenia spółki do sądu rejestrowego, co wynika z jednoznacznej deklaracji składanej w postępowaniu koncesyjnym o zamiarze prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie przekraczającym równowartość 500 000 EURO, korzystniejszym rozwiązaniem może być wcześniejsze (przed uzyskaniem koncesji) zarejestrowanie w Krajowym Rejestrze Sądowym spółki jawnej, powstałej z przekształcenia spółki cywilnej. Unika się w ten sposób podwójnego postępowania koncesyjnego, pierwotnie w stosunku do współników spółki cywilnej, a następnie do powstałej spółki jawnej.

Spółki cywilne występują jako przedsiębiorstwa energetyczne we wszystkich rodzajach działalności objętych, na mocy Prawa energetycznego obowiązkiem uzyskania koncesji, ale najwięcej tego rodzaju spółek prowadzi działalność w zakresie obrotu paliwami ciekłymi. Dlatego informa-

cje zawarte w artykule mogą być szczególnie interesujące dla przedsiębiorców prowadzących ten rodzaj działalności.

Po ilości wyjaśnień kierowanych do wnioskodawców, współników spółek cywilnych, nasuwa się wniosek, że wiedza o zmianach statusu prawnego spółek cywilnych wśród zainteresowanej grupy przedsiębiorców była niska. Sprawa ta, z odpowiednim wyprzedzeniem, powinna być szeroko rozpropagowana w środkach masowego przekazu. Mam nadzieję, że na skutek wysyłania przez Departament Koncesji szczegółowych informacji na ten temat, w grupie przedsiębiorstw energetycznych i potencjalnych koncesjonariuszy świadomość prawna została znacznie podwyższona.

(Wykaz kolejnych koncesji opublikowano na stronie 5 wkładki)



Autor jest zastępcą dyrektora w Departamencie Koncesji URE



Turbozespółt upustowo-przeciwprężny PR-10 w trakcie montażu w „Elektrociepłowni Marcel” Sp. z o.o.

PRZYCZYNY PONADINFLACYJNEGO¹⁾ WZROSTU OPŁAT ZA CIEPŁO W LATACH 1999 ÷ 2001

Jadwiga Gogolewska, Wincenty Rękas

Opierając się na ponad dwuletnich doświadczeniach regulatora w prowadzeniu postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzania taryf przedsiębiorstw ciepłowniczych można wskazać główne przyczyny wzrostu opłat za ciepło. I chociaż wzrost tych opłat powszechnie przypisuje się monopolistycznej pozycji większości przedsiębiorstw energetycznych, a co za tym idzie ich niechęci do obniżania kosztów, to należy stwierdzić, że wzrost opłat jest konsekwencją, często niezależnego od przedsiębiorstwa, wzrostu kosztów produkcji ciepła.

Wśród najczęstszych przyczyn ponadinflacyjnego lub w przypadku pierwszych taryf ponad 15%²⁾ wzrostu opłat za ciepło są:

- wzrost cen paliwa, a w szczególności oleju opałowego i gazu,
- zmniejszenie wielkości mocy zamówionej i zmniejszenie sprzedaży ciepła,
- przekształcenia własnościowe,
- sprzedaż ciepła w okresie poprzedzającym opracowanie I taryfy dla ciepła po cenach nie pokrywających kosztów jego wytwarzania,
- zmiana taryf przedsiębiorstw transportowych,
- zmiana systemu opłat, eliminowanie opłat jednoskładnikowych i ryczałtowych,
- wprowadzenie podatku od urządzeń dla infrastrukturalnych przedsiębiorstw sieciowych³⁾.

W wielu przypadkach, w których zatwierdzono znaczne podwyżki cen ciepła, wystąpiły więcej niż jedna z wymienionych przyczyn. Są one bowiem ze sobą powiązane i w pewnym zakresie zależne. Na przykład wzrost opłat za ciepło, wynikający ze wzrostu cen paliwa, mógł wywoływać reakcje u odbiorcy, który chcąc zmniejszyć dotkliwość wzrostu opłat, zmniejszał wielkość mocy zamówionej. Jeżeli zmniejszenie mocy zamówionej nie odpowiada wielkości zapotrzebowania na ciepło, to dostawca albo ogranicza natężenie przepływu nośnika ciepła adekwatnie do zmniejszonej mocy, albo jeżeli jest to ze względów technicznych utrudnione, zmienia w tary-

fie strukturę cen ciepła i mocy cieplnej tzn. podnosi cenę ciepła kosztem ceny za moc zamówioną⁴⁾. Jeżeli natomiast zmniejszenie mocy zamówionej jest związane ze spadkiem zapotrzebowania na ciepło wynikającym na przykład:

- z likwidacji przedsiębiorstw – odbiorców ciepła,
 - z wypowiedzenia umowy zakupu ciepła przez odbiorców,
- to z powodu istniejącej struktury majątku produkcyjnego, która była przewidziana na znacznie większą produkcję ciepła, koszty przedsiębiorstwa, zwłaszcza koszty stałe nie ulegają radykalnemu zmniejszeniu, co powoduje wzrost opłat za ciepło.

Dostosowywanie majątku przedsiębiorstwa do zmniejszającego się zapotrzebowania na ciepło wymaga podejmowania kosztownych działań modernizacyjnych (np. wymiana kotłów, czy dostosowanie sieci ciepłowniczych), co z kolei wymaga czasu i jest uwarunkowane dostępem do źródeł finansowania. W krótkim okresie zawsze utrata odbiorców powoduje wzrost opłat za ciepło, tym dotkliwszy im bardziej spadnie z tego tytułu sprzedaż ciepła. Przykładem powyższego jest przedsiębiorstwo „Energetyka-Rokita” w Brzegu Dolnym, które w latach 1999 i 2000 odnotowało spadek sprzedaży ciepła powyżej 30% i mocy zamówionej ponad 40% w porównaniu do 1998 r. Powstałe rezerwy w majątku energetycznym pogarszają jego sprawność, powodując wzrost kosztów będących podstawą kalkulacji nowych cen w taryfach przedsiębiorstw energetycznych.

Inna w swej wymowie jest sytuacja, gdy zmniejszenie sprzedaży ciepła wynika z podejmowanych działań termizolacyjnych odbiorców lub ocieplania się klimatu. Są to przyczyny istotnie wpływające na zmniejszenie się sprzedaży ciepła, ale przewidywalne. Niwelowanie skutków wpływu tych czynników na zmniejszanie się przychodów przedsiębiorstw energetycznych nie powinno odbywać się kosztem odbiorcy przez podnoszenie opłat za ciepło, a z taką praktyką można się spotkać w procesie rozpatrywania wniosków taryfowych. Odbiorca bowiem do działań termoizolacyjnych, które też są kosztowne, jest motywowany perspektywą zmniejszenia opłat za ciepło. Przedsiębiorstwa powinny w tej sytuacji częściej podejmować starania związane z pozyskaniem nowych odbiorców lub skutecznie dążyć do obniżania kosztów.

Wieloaspektowy wymiar ma również wzrost opłat mający swe źródło w przekształceniach własnościowych lub organi-

1) Średnioroczny wskaźnik inflacji w latach 1999 i 2000 wynosił odpowiednio: 7,3% i 10,1%. Przewidywany wskaźnik inflacji w 2001 r. wynosi 7,0%. Dane GUS, Monitor Polski z dnia 25 stycznia 2000 r. i 26 stycznia 2001 r. oraz Ustawa budżetowa na 2001 r. Dz. U. Nr 21 z 22 marca 2001 r.

2) Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 6 października 1998 r. Dz. U. Nr 132 poz. 867 § 54 pkt 2 i 3.

3) Ustawa z dnia 12 stycznia 1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych, Dz. U. Nr 9 z 1991 r. poz. 31 z późniejszymi zmianami. Większość rad gmin ustala tę stawkę na maksymalnym poziomie tj. 1% od wartości majątku wykorzystwanego bezpośrednio do wytwarzania ciepła.

4) Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 12 października 2000 r. (Dz. U. nr 96, poz. 1053) ustala jedynie górną granicę udziału opłat stałych w opłatach ogółem przyjmowanych do kalkulacji cen i stawek opłat dla ciepła, w wys. 30%.

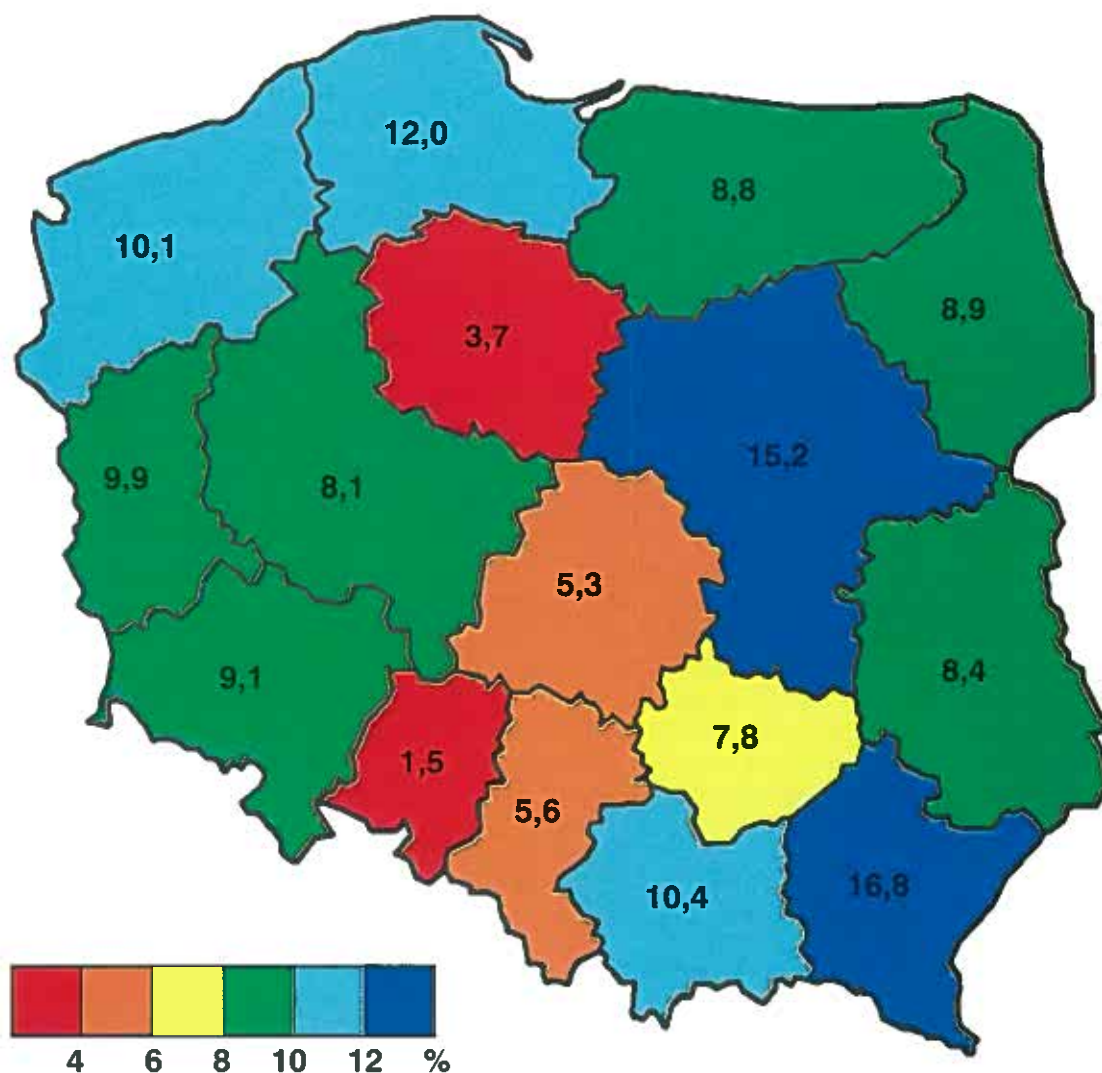
zacyjnych. Wzrost kosztów będących podstawą kalkulacji cen i stawek opłat w tych przypadkach był spowodowany:

- uwzględnieniem w kalkulacji cen i stawek opłat kosztów amortyzacji, które w taryfach zakładów budżetowych (komunalnych) lub przedsiębiorstw eksploatujących majątek dzierżawiony, wcześniej nie były brane pod uwagę,
- eliminacją lub ograniczeniem subsydiowania działalności ciepłowniczej inną działalnością przedsiębiorstwa (najczęściej w przedsiębiorstwach wielobranżowych lub wówczas, gdy z przedsiębiorstw przemysłowych wyodrębniono nowe spółki ciepłownicze),
- wzrostem kosztów amortyzacji z tytułu przekazania przez gminę w formie aportu przedsiębiorstwu energetycznemu majątku ciepłowniczego (przeważnie sieci ciepłowniczych),
- modernizacją majątku energetycznego przejętego przez innego właściciela, często związaną ze zmianą paliwa; nowy właściciel zobowiązuje się do eksploatacji zmodernizowanego majątku w zamian za zgodę odbiorcy na pokrycie nakładów i kosztów związanych z tą modernizacją; w szacowaniu kosztów inwestycji uwzględnia się

niestety tylko koszty jej realizacji bez kosztów eksploatacji źródła ciepła w zmienionych warunkach co sprawia, że projekt modernizacji wydaje się projektem atrakcyjnym, a w praktyce prowadzi do dużego wzrostu opłat za ciepło, sięgającego często kilkudziesięciu procent.

Działania modernizacyjne prowadzone także przez dotychczasowych właścicieli, zwłaszcza związane ze zmianą paliwa w ostatnich dwóch latach, wywoływały często znaczący wzrost opłat za ciepło. Przedsiębiorstwa bowiem są zobowiązane uchwałami rad gmin lub miast do ograniczenia emisji zanieczyszczeń do atmosfery i motywowane uzyskaniem kredytów preferencyjnych z WFOŚ lub innych zewnętrznych źródeł, pod warunkiem zmiany w systemach ciepłowniczych paliwa stałego na gaz lub olej opałowy. Jednak i w tym przypadku najczęściej nie przeprowadza się pełnego rachunku efektywności inwestycji modernizacyjnych, a spadek kosztów wynagrodzeń i kosztów opłat za korzystanie ze środowiska nie rekompensuje w pełni wzrostu kosztów paliwa i kosztów obsługi kredytu, co powoduje wzrost opłat. Na przykład z tego powodu wzrost opłat za ciepło w I taryfie dla ciepła Pabianickich Zakładów Farma-

Rys. 1. Wzrost cen w taryfach zatwierdzonych w 2000 r.



ceutycznych „Polfa” wprowadzonej w 2000 r. wynosił 167%, w I i II taryfie „Amika Wronki” S.A. odpowiednio 37,2% w 2000 r. i 36,6% w 2001 r. oraz w I taryfie „MEC” Trzcianka Sp. z o.o. 38,58% w 2000 r.

Jedną z istotnych przyczyn dużego wzrostu opłat w kolejnych taryfach dla ciepła było i jest ograniczenie wzrostu tych opłat w I taryfie w stosunku do cen ostatnio stosowanych do 15%. Z powodu stosowania różnych rodzajów cen dla odbiorców zaopatrywanych w ciepło z tego samego źródła, spełnienie tego wymogu „rozporządzenia taryfowego” było bardzo trudne. Aby, na przykład, wzrost opłat w jednych grupach odbiorców nie przekroczył 15%, należało średnią cenę za ciepło dla pozostałych grup ustalić na poziomie znacznie poniżej kosztów uzasadnionych. Dla kolejnych taryf dla ciepła nie obowiązuje już maksymalny dopuszczalny pułap wzrostu opłat, co powoduje, że przedstawiane ceny i stawki opłat kalkulowane na podstawie kosztów uzasadnionych wzrastają szczególnie dynamicznie tam, gdzie w I taryfie zostały ustalone poniżej tych kosztów.

Wzrost opłat za ciepło z tytułu wzrostu cen paliwa dość powszechnie dotyczy przedsiębiorstw energetycznych eksploatujących kotłownie gazowe i olejowe. W 2000 r. ceny oleju opałowego wzrosły o około 70%, natomiast ceny gazu wzrosły znacznie od marca br.

Ciepło produkowane na bazie paliw stałych (węgiel, koks) nie drożeje drastycznie z powodu wzrostu cen paliwa, jednak w przypadku tego paliwa coraz bardziej znaczącą pozycją kosztów są **koszty jego transportu**. Taryfy przedsiębiorstw PKP i Odra „Trans” – monopolistów przewozowych, spowodowały w ostatnim roku wzrost kosztów produkcji ciepła od kilku do kilkunastu procent.

Poza wymienionymi źródłami wzrostu opłat za ciepło, od 2001 r. ceny ciepła wzrastają z powodu wprowadzania przez rady gmin podatku od majątku przedsiębiorstw energetycznych⁵⁾. Dla gmin jest to źródło dochodu, a dla przedsiębiorstw koszt uzasadniony, a tym samym cenotwórczy. Najbardziej wzrastają koszty z tytułu tego podatku w przedsiębiorstwach eksploatujących rozbudowane sieci ciepłownicze. I chociaż maksymalna stawka tego podatku wynosi 1% od wartości ma-

jątku ciepłowniczego, to koszty z tego tytułu wzrastają bardzo dynamicznie stanowiąc w kosztach niektórych przedsiębiorstw istotny, bo wynoszący nawet 12% udział.

Należy nadmienić, że o najwyższych wzrostach opłat za ciepło w taryfach zatwierdzonych do 31 maja br. w każdym przypadku decydował więcej niż jeden z wymienionych tu czynników, i że przyczyny tych wzrostów nie wykazują terytorialnego zróżnicowania, ale występują one z różną intensywnością w poszczególnych województwach, co ma niewątpliwie wpływ na terytorialne zróżnicowanie wzrostów cen w zatwierdzanych taryfach, które dla 2000 r. ilustruje rys.1⁶⁾.

Na zakończenie należy podkreślić, że finalne wzrosty opłat za ciepło w przypadku niemal wszystkich przedsiębiorstw ciepłowniczych były i tak niższe od proponowanych przez te przedsiębiorstwa w I wersjach kolejnych wniosków taryfowych. Szczegółowa analiza wszystkich wniosków taryfowych w poszczególnych Oddziałach Terenowych URE, a zwłaszcza weryfikacja kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa jako uzasadnione do ustalania cen i stawek opłat, prowadziła bowiem do zmniejszenia tych kosztów, a w konsekwencji do obniżenia cen ciepła dla odbiorców końcowych.

(Wykaz kolejnych zatwierdzonych taryf opublikowano na stronie 1 wkładki)



Jadwiga Gogolewska
zastępca dyrektora



Wincenty Rękas
dyrektor

Południowo-Zachodni Oddział Terenowy URE
z siedzibą we Wrocławiu

5) Ustawa o podatkach i opłatach lokalnych op. cit.

6) Na podstawie informacji opracowanej w Departamencie Planów i Analiz URE.

**Zatwierdzone taryfy
dla energii elektrycznej i paliw gazowych
zamieszczone są na stronie internetowej URE:
www.ure.gov.pl**

PROMOWANIE KONKURENCJI

Robert Guzik, Zdzisław Muras

Lato w polskiej energetyce to okres zmniejszonego popytu na energię, planowanych odstawień i remontów. W tym roku czas ten został wykorzystany także na przeprowadzenie, w ciągu zaledwie kilkunastu tygodni, szeregu działań o charakterze instytucjonalnym otwierających kolejne etapy tworzenia w kraju w pełni konkurencyjnego rynku energii elektrycznej.

Z dniem 1 lipca Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, wykorzystując uprawnienie wynikające z art. 49 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – *Prawo energetyczne* (Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255 oraz 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099) zwolnił przedsiębiorstwa posiadające koncesje na wytwarzanie lub obrót energią elektryczną z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej.

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

Niewiele wcześniej, Prezes Rady Ministrów zarządzeniem z dnia 12 maja 2001 r. utworzył Zespół do spraw Rynku Energii Elektrycznej (ZREE) jako organ opiniodawczo-doradczy Prezesa Rady Ministrów. Do zadań ZREE, którego członkiem jest Prezes URE, należy m.in. monitorowanie rynku energii elektrycznej, analizowanie wpływu liberalizacji rynku energii elektrycznej na gospodarkę i przedsiębiorstwa sektora elektroenergetycznego.

W strukturze Urzędu Regulacji Energetyki przeprowadzono zmiany organizacyjne dostosowujące jego działania do nowych warunków funkcjonowania sektora elektroenergetycznego. Na podstawie § 1 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 21 maja 2001 r. *zmieniającego rozporządzenie w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki* (Dz. U. Nr 52, poz. 540), z dniem

9 czerwca 2001 r. powstał Departament Promowania Konkurencji (DPK). Do zadań nowej komórki organizacyjnej, zgodnie ze zmienionym regulaminem organizacyjnym URE, należy m.in.:

- monitorowanie funkcjonowania rozwiązań rynkowych w energetyce, zwłaszcza rynku bilansującego, rynków lokalnych oraz giełdy energii,
- badanie rynków pod kątem uznania ich za rynek konkurencyjny,
- rozpatrywanie wniosków przedsiębiorstw energetycznych o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia,
- monitorowanie realizacji obowiązku świadczenia usług polegających na przesyłaniu paliw lub energii wydobywanych lub wytwarzanych w kraju (TPA).

Powyższe, skrócone zestawienie zadań nowego departamentu wskazuje kierunek odchodzenia przez Prezesa URE od działań ściśle regulacyjnych, o charakterze władczego nadzoru, do realizacji zadań zmierzających do promowania i wdrażania rynku samoregulującego, gdzie zbędna jest doraźna reakcja na każde zdarzenie, a ewentualna konieczność ingerencji regulatora może pojawić się w przypadku niekorzystnych trendów występujących w dłuższych okresach. Dlatego też pierwsze zadania DPK były związane z przygotowaniem do monitorowania rynku energii elektrycznej.

Warto podkreślić, iż obowiązek monitorowania działania rynku energii elektrycznej nakładają na kraje członkowskie nowe zasady wprowadzane do Dyrektywy UE 96/98 (art. 6a). Monitorowanie funkcjonowania rynku energii elektrycznej, identyfikacja barier utrudniających dostęp do rynku zainteresowanym uczestnikom oraz badanie sposobu używania siły rynkowej jest kluczowe dla realizacji podstawowego zadania Departamentu, czyli promowania konkurencji. Należy pamiętać, że decyzja o zwolnieniu wytwórców i przedsiębiorstw obrotu z obowiązku zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej podjęta została po wszechstronnej analizie tworzącego się rynku energii elektrycznej z uwzględnieniem zawansowanego procesu wdrażania mechanizmów rynku konkurencyjnego w sektorze elektroenergetycznym. Na podstawie art. 49 ust. 1 ustawy – *Prawo energetyczne* Prezes URE może jednak cofnąć udzielone zwolnienie w przypadku uznania, że ustaly warunki takie zwolnienie uzasadniająca. Stąd konieczne jest ciągłe monitorowanie działań podejmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne pod kątem wypełniania przez nie wymogów pozwalających uznać, iż działają nadal na rynku konkurencyjnym. Prezesowi URE przysługuje uprawnienie (art. 28 ust. 1 ustawy – *Prawo energetyczne*) do żądania od uczestników rynku posiadających koncesję na działalność energetyczną (nie dotyczy to odbiorców) udostępnienia in-

formacji w sprawach objętych koncesją. Tym samym regulator ma dostęp do danych pozwalających na ustalenie w jakim zakresie przedsiębiorstwa energetyczne realizują obowiązek promowania rozwiązań rynkowych w podejmowanych przez nie działaniach.

Opracowany w DPK projekt koncepcji monitorowania rynku energii elektrycznej został przedstawiony przez Prezesa URE na posiedzeniu Zespołu do spraw Rynku Energii Elektrycznej. Analiza rynku energii elektrycznej to przede wszystkim badanie jego aspektu finansowego, a nie technicznego. Należy zawsze pamiętać o oddzieleniu produktu – energii elektrycznej, od usługi – dostawy energii elektrycznej. Energia elektryczna jako produkt może podlegać prawom rynkowym, usługa dostawy pozostaje monopolem naturalnym. Warunkiem funkcjonowania rynku są równe prawa jego uczestników, łatwy dostęp i swobodne kształtowanie się cen w wyniku zrównoważenia popytu i podaży.

Struktura rynku energii elektrycznej ze względu na miejsce realizacji transakcji handlowych jest skomplikowana. Funkcjonuje „rynek” kontraktów długoterminowych, który będzie zastępowany systemem opłat kompensacyjnych. Ponadto działa rynek kontraktów dwustronnych, w tym rynek tworzony przez odbiorców uprawnionych do korzystania z usług przesyłowych (zasada TPA). Działa giełda energii elektrycznej, wkrótce zostanie uruchomiony rynek bilansujący dobowo-godzinowy. Odrębny segment rynku stanowi energia elektryczna pochodząca z obowiązkowych zakupów ze źródeł skojarzonych i odnawialnych.

Ze względu na rolę poszczególnych uczestników w transakcjach handlowych wyróżnić należy:

- Operatora Sieci Przesyłowej, który zarządza jednocześnie rynkiem bilansującym i pełni rolę jedyne nabywcy w KDT (PSE SA),
- Operatorów Sieci Rozdzielczych (Spółki Dystrybucyjne),
- wytwórców, których można klasyfikować według różnych kryteriów (np. jednostki wytwórcze objęte i nie objęte KDT, jednostki wytwórcze centralnie dysponowane i pozostałe oraz elektrownie systemowe, elektrociepłownie i źródła odnawialne),
- przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną, posiadające wyłącznie koncesję na obrót energią i nie prowadzące działalności przesyłowej,
- odbiorców, z uwzględnieniem uzyskiwanego przez nich stopniowo prawa do korzystania z usług przesyłowych,
- giełdę energii – miejsce prowadzenia obrotu poza kontraktami i rynkiem bilansującym.

Najważniejsze obszary, w których należy prowadzić monitorowanie rynku energii elektrycznej to:

1. kształtowanie się cen wytwórców energii elektrycznej (zwolnionych z obowiązku zatwierdzania taryf), przeciwdziałanie znikom cenowym i ograniczaniu produkcji,
2. badanie siły rynkowej poszczególnych uczestników i zdobywanie pozycji monopolistycznej z uwzględnieniem dominacji na rynkach lokalnych przez zakłady energetyczne,
3. realizacja obowiązkowych zakupów oraz kształtowanie się cen wytwórców objętych obowiązkiem zakupu energii,

4. kształtowanie się cen na rynku bilansującym oraz identyfikowanie praktyk dyskryminujących niektórych uczestników,
5. wykorzystywanie pozycji monopolistycznej przez OSP i OSR (manipulowanie strukturą taryfy przesyłowej, utrudnianie dostępu do sieci uprawnionym odbiorcom),
6. korzystanie z zasady TPA przez uprawnionych odbiorców,
7. struktura własnościowa uczestników rynku (wytwórcy, OSP, spółki dystrybucyjne, przedsiębiorstwa obrotu, uprawnieni odbiorcy) z uwzględnieniem konsolidacji pionowej i poziomej oraz prywatyzacji i wzajemnych powiązań między akcjonariuszami.

Każdy z wymienionych powyżej obszarów wymaga opracowania stosownej metodologii prowadzenia analiz. Badanie siły rynkowej ze względu na wolumen obrotów można prowadzić na podstawie analizy wskaźników. Przykładowo, wskaźnik HHI (Herfindahl-Hirschman Index) obliczany jest jako suma kwadratów udziałów poszczególnych uczestników w rynku (odwrotność HHI określa liczbę efektywnych konkurentów na rynku). Wskaźnik LPI (Landes-Posner Index) bierze pod uwagę również elastyczność popytu oraz warunki wejścia na rynek. Należy ponadto uwzględniać uwarunkowania lokalne. Przedsiębiorstwa przesyłowo-dystrybucyjne mogą mieć niewielką siłę rynkową w skali kraju ale jednocześnie zachowywać pozycję monopolistyczną na lokalnym rynku energii. Przedmiotem monitorowania powinna być struktura własnościowa uczestników rynku i ich wzajemne powiązania kapitałowe. W przypadkach łączenia spółek, konsolidacji i prywatyzacji uczestników rynku informacje muszą być zbierane z wyprzedzeniem w celu przeprowadzenia symulacji siły rynkowej uczestników po dokonaniu przejęcia lub nabyciu nowych akcji.

Monitorowanie realizacji przez Spółki Dystrybucyjne i PSE SA obowiązku dostępu stron trzecich do sieci oraz zakresu wykorzystania przez poszczególne uprawnione podmioty przysługującego im uprawnienia wymaga odmiennego podejścia. Dane identyfikujące liczbę uprawnionych podmiotów oraz stopień korzystania przez nich z przysługującego im uprawnienia, a także najważniejszych utrudnień związanych z jej realizacją można uzyskać w drodze rozesłania ankiet do SD i PSE SA oraz bezpośrednio do uprawnionych odbiorców. Na podstawie zebranych informacji można pozyskać, oprócz identyfikacji samych podmiotów i barier w wykorzystaniu zasady TPA, także informacje dotyczące wolumenu kupowanej w ten sposób energii elektrycznej oraz tego, czy zakupy dokonywane są w ramach kontraktów bilateralnych, na rynku bilansującym, czy na Giełdzie Energii. Niebagatelne znaczenie przy tworzeniu rynku energii ma łatwość zmiany dostawcy. Jednocześnie należy pamiętać, iż dokonywanie zakupów w ramach TPA wymaga skomplikowanych działań handlowych co może powodować mniejsze zainteresowanie tego rodzaju działalnością. Cechy energii elektrycznej jako towaru wymagają szeregu działań od odbiorcy korzystającego z tej zasady, w szczególności określenia, kto będzie dokonywał rezerwowej sprzedaży energii i na jakich warunkach.

Odrębne analizy powinny dotyczyć struktury taryfy

przesyłowej poszczególnych spółek dystrybucyjnych pod kątem podziału przychodów między działalność przesyłową i handlową (obróć). Zbyt wysoki dodatni wynik uzyskiwany z przesyłania przy jednocześnie znacznie mniejszym dodatnim lub ujemnym wyniku uzyskiwanym z obrotu energią świadczy o subsydiowaniu skrótnym przesyłania i dystrybucji w celu zawyżenia stawek przesyłowych i wyeliminowania przedsiębiorstw obrotowych, działających na rzecz odbiorców uprawnionych do korzystania z usług przesyłowych.

Kolejnym obszarem monitorowania rynku energii elektrycznej jest rozpoznanie zakresu realizacji przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła oraz identyfikacja producentów i wielkości produkcji tzw. „zielonej energii”. Tu badania należy prowadzić analogicznie do monitorowania realizacji zasady TPA, na podstawie danych uzyskanych bezpośrednio od przedsiębiorstw zobowiązanych do zakupów oraz zidentyfikowanych wytwórców zajmujących się produkcją energii ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych działających na obszarze przez daną spółkę. Analizy skierowane będą na porównanie kosztów wytworzenia energii w poszczególnych źródłach oraz rejonach, na terenie działania poszczególnych spółek dystrybucyjnych.

Szczególną uwagę poświęcić należy monitorowaniu rynku bilansującego. Ze względu na swoją specyfikę ten segment rynku energii elektrycznej wymaga zbierania informacji w trybie ciągłym. Departament Promowania Konkurencji ma dostęp do archiwum systemu Wymiany Informacji o Rynku Energii WIRE. System ten, po uruchomieniu dobowo-godzinowego rynku bilansującego, będzie podstawowym źródłem informacji o rynku energii i będzie przeznaczony do wymiany danych handlowych i technicznych na potrzeby planowania i rozliczeń. Uczestnicy rynku zgłaszają umowy sprzedaży energii oraz składają oferty bilansujące na każdą godzinę następnego dnia. Ze względu na ilość informacji przekazywanych na każdą godzinę doby (dane dotyczące umów sprzedaży, składanych ofert bilansujących, udział w regulacji mocy i wiele innych) konieczne jest zastosowanie zaawansowanych technik informatycznych do analizy i szybkich systemów komputerowych do analizy danych. Analiza fluktuacji cenowych na rynku prowadzona będzie na podstawie danych pozyskanych z WIRE, Giełdy Energii oraz bezpośrednio od uczestników rynku. Najistotniejszą wydaje się być analiza rynkowych cen w funkcji popytu na energię elektryczną. Analizy należy prowadzić dla godzinowych okresów rozrachunkowych określając trendy liniowe i dokładność aproksymacji.

Szczegółowa metodologia analiz zostanie opracowana w kolejnym etapie realizacji projektu.

Zgodnie z projektem koncepcji monitorowania rynku informacje pozyskiwane i przetwarzane na bieżąco będą przez Prezesa URE przedstawiane cyklicznie na posiedzeniach Zespołu do spraw Rynku Energii Elektrycznej w formie komunikatów wydawanych początkowo raz na miesiąc, zawierających informacje dotyczące:

- ilości sprzedanej energii elektrycznej w rozbiciu na KDT, transakcje dwustronne z wykorzystaniem usług przesyłowych, rynek bilansujący, generację wymuszoną i giełdę energii oraz porównanie z poprzednimi miesiącami,
- kształtowania się cen w każdym z powyższych segmentów rynku,
- maksymalnych i minimalnych oraz średnich cen energii w danym miesiącu obliczonych zgodnie z opracowaną i zaakceptowaną przez ZREE metodą,
- zdarzeń awaryjnych i innych sytuacji wyjątkowych powodujących zaburzenie funkcjonowania rynku, które wystąpiły w danym miesiącu (np. awaryjne odstawienie bloku, czasowe zawieszenie RB itp.),
- średniej siły rynkowej (udziału w rynku) poszczególnych uczestników obliczonej za dany miesiąc i porównanie trendu z poprzednimi miesiącami,
- sytuacji spornych lub innych utrudnień związanych z korzystaniem z usług przesyłowych przez uprawnionych odbiorców,

Ponadto, każdy komunikat będzie zawierał wnioski i wstępną ocenę funkcjonowania rynku. W przypadku zaistnienia na rynku energii sytuacji wymagających w ocenie Prezesa URE ingerencji władz lub zmiany przepisów, komunikaty zawierające opis sytuacji, wynikające z niej zagrożenia oraz propozycje działań, zostaną przekazane niezwłocznie przewodniczącemu ZREE wraz z wnioskiem o zwołanie posiedzenia ZREE.

Wszystkie podejmowane działania związane z monitorowaniem rynku energii elektrycznej mają na celu doprowadzenie do rozwoju i wdrożenia konkurencji, poprzez identyfikowanie barier i zapobieganie praktykom dyskryminującym. Wnioski pozwolą na sformułowanie ewentualnych propozycji zmian w przepisach.



*Robert Guzik
naczelnik wydziału*



*Zdzisław Muras
specjalista*

Departament Promowania Konkurencji URE

ENERGIA ELEKTRYCZNA ZE ŹRÓDEŁ NIEKONWENCJONALNYCH I ODNAWIALNYCH W ZAKUPACH ZAKŁADÓW ENERGETYCZNYCH

Od początku bieżącego roku obowiązuje nowe rozporządzenie regulujące zasady zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych – tj. rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. Nr 122, poz. 1336). W stosunku do poprzedniego rozporządzenia wprowadza ono istotne zmiany dotyczące obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych. Zmiany te obejmują m.in. rezygnację z określenia ceny za jednostkę energii, zniesienie ograniczenia dotyczącego zainstalowanych mocy w źródłach energii, wprowadzenie obowiązkowego procentowego wolumenu zakupu (w roku 2001 na poziomie 2,4% wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej).

I. Uwagi ogólne

Nowe regulacje prawne, w części dotyczącej obowiązku zakupu wytworzonej energii elektrycznej, spowodowały wzmożone zainteresowanie inwestorów energetyką niekonwencjonalną (w szczególności elektrowniami wiatrowymi). Wzbudziły również wiele kontrowersji związanych w szczególności z możliwością wykonania obowiązku zakupu w roku 2001 oraz cenami oferowanej energii ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych.

W związku z powyższym w maju i czerwcu 2001 r. przeprowadzono badanie ankietowe w celu oszacowania możliwości wykonania obowiązku zakupu w br. Ze względu na obecną specyfikę polskiego rynku energii elektrycznej, badaniem objęto 33 zakłady energetyczne.

W przekazanej 33 zakładom energetycznym ankiecie poproszono o przedstawienie następujących informacji:

- nazwa wytwórcy, lokalizacja, adres,
- rodzaj OZE,
- moc zainstalowana,
- energia zakupiona w 2000 r.,
- cena.

Wyniki badania zostały przedstawione w następującym układzie:

- szacunkowe wypełnienie, w roku 2000, obowiązku zakupu energii elektrycznej z OZE w podziale na:

- poszczególne zakłady energetyczne,
- kraj ogółem;
- wielkość mocy zainstalowanych, sprzedaż energii elektrycznej oraz jej średnie ceny w podziale na:
 - kraj ogółem,
 - źródła nie będące pod kontrolą zakładów energetycznych,
 - źródła własne ZE oraz należące do podmiotów zależnych,
 - poszczególne technologie wytwarzania.

II. Szacunkowe wypełnienie obowiązku zakupu energii elektrycznej z OZE w warunkach roku 2000

Z informacji przekazanych przez zakłady energetyczne wynikają znaczne różnice w udziale „zielonej energii” w wykonanej łącznej sprzedaży energii elektrycznej w poszczególnych zakładach.

I tak trzy zakłady energetyczne: STOEN S.A., GZE S.A. oraz ZE Tarnów S.A. nie miały w roku 2000 w swym portfelu zakupów energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych. Taki stan rzeczy spowodowany był zapewne tym, że na ich terenie działania nie było w rozpatrywanym okresie wytwórców, którzy byłiby przyłączeni do sieci tych zakładów.

Udział energii z OZE w sprzedaży energii ogółem zawierał się pomiędzy 0,001% w ZE Kalisz S.A. oraz 27,33% w ZE Toruń S.A. Wynika to z faktu, że w warunkach 2000 r. ilość energii elektrycznej kupowanej przez zakłady energetyczne w OZE była związana jedynie z występowaniem OZE na terenie działania danego zakładu energetycznego (brak równego limitu dla wszystkich ZE). Warto przy tym zauważyć, że w przypadku ZE Toruń S.A. tak znaczący udział energii ze źródeł odnawialnych wynika z obecności na terenie tego przedsiębiorstwa EW Włocławek, będącej jego własnością. Uwzględnienie w badaniach EW Włocławek wynika z faktu, że przepisy regulujące od 1 stycznia 2001 r. kwestię obowiązku zakupu „zielonej” energii nie zawierają limitu wielkości mocy źródeł wytwarzających „zieloną” energię elektryczną oraz nie rozróżniają – z punktu widzenia spełnienia obowiązku zakupu – źródeł własnych lub kontrolowanych przez przedsiębiorstwa obrotu. Po odjęciu energii kupionej z EW Włocławek od całkowitej energii elektrycznej zakupionej przez ZE Toruń S.A. od producentów OZE, wielkość zaku-

pów od wytwórców niezależnych stanowi zaledwie 0,27% w łącznej wykonanej sprzedaży energii w roku 2000.

Dla roku 2000 limit obowiązku zakupu (ustalony na 2001 r.) na poziomie 2,4%, (minimalny udział energii z OZE w wykonanej sprzedaży w roku 2001) spełniłoby osiem zakładów energetycznych. Sytuację poszczególnych zakładów energetycznych przedstawiono w Tabeli 1 oraz na wykresie w załączniku nr 1.

Tab. 1. Szacunkowy poziom wypełnienia przez zakłady energetyczne obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych i niekonwencjonalnych w 2000 r.

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Szacunek wypełnienia, w roku 2000, obowiązku zakupu energii elektrycznej z OZE
1	Beskidzka En S.A.	2,51%
2	Będziński ZE S.A.	0,01%
3	Elbląskie ZE S.A.	1,07%
4	ENERGA	1,50%
5	En Kaliska S.A.	0,001%
6	En Poznańska S.A.	0,59%
7	En Szczecińska S.A.	0,81%
8	Lubelskie ZE S.A.	0,02%
9	Łódzki ZE S.A.	0,01%
10	Rzeszowski ZE S.A.	0,68%
11	ZE Białystok S.A.	0,28%
12	ZE Bydgoszcz S.A.	3,26%
13	ZE Częstochowa S.A.	0,22%
14	ZE Gorzów S.A.	0,15%
15	ZE Jelenia Góra S.A.	6,35%
16	ZE Koszalin S.A.	1,50%
17	ZE Kraków S.A.	6,08%
18	ZE Legnica S.A.	0,03%
19	ZE Łódź – Teren S.A.	1,06%
20	ZE Opole S.A.	1,48%
21	ZE Plock S.A.	0,39%
22	ZE S.A. w Olsztynie	1,65%
23	ZE Słupsk S.A.	5,26%
24	ZE Toruń S.A. – ogółem	27,33%
	ZE Toruń S.A. – bez EW Włocławek	0,27%
25	ZE Wałbrzych S.A.	0,47%
26	ZE Warszawa – Teren S.A.	1,99%
27	ZE Wrocław S.A.	2,93%
28	Zamojska KE S.A.	0,18%
29	ZEORK S.A.	0,13%
30	Zielonogórskie ZE S.A.	3,49%

Źródło: badanie ankietowe zakładów energetycznych.

W skali kraju udział energii z OZE w wykonanej łącznej sprzedaży zakładów energetycznych razem wyniósł 1,91%, przy czym po odjęciu, z badanej próby, energii z EW Włocławek spadł on do 1,13% – patrz Tabela 2.

Tab. 2. Szacunkowy poziom wypełnienia obowiązku zakupu energii elektrycznej (łącznie dla wszystkich ZE) ze źródeł odnawialnych i niekonwencjonalnych w 2000 r.

	z uwzgl. EW Włocławek	bez EW Włocławek
Ilość energii zakupionej przez ZE w 2000 r. ze źródeł niekonwencjonalnych [MWh]	1 922 761,10	1 130 031,10
Suma sprzedaży energii elektrycznej w ZE w 2000 r.	100 416 577,00	100 416 577,00
Szacunek wypełnienia obowiązku zakupu energii el. z OZE w kraju ogółem	1,91%	1,13%

Źródło: badanie ankietowe zakładów energetycznych.

III. Wielkość mocy zainstalowanych, sprzedaż energii elektrycznej, średnie ceny „zielonej” energii elektrycznej

III.1. Z informacji przekazanych przez zakłady energetyczne wynika, że łączna moc zainstalowana w krajowych niekonwencjonalnych i odnawialnych źródłach energii wynosiła w 2000 r. 690,68 MW. Ilość energii zakupionej z tych źródeł przez zakłady energetyczne była równa 1 922 761,10 MWh.

Średnia cena energii „zielonej” elektrycznej wyniosła 93,03 zł/MWh. Niski poziom tej ceny wynika z faktu, że zakłady energetyczne niejednokrotnie w przypadku źródeł własnych jako cenę zakupu podawały 0 zł/MWh – dotyczy to 38,77 MW mocy zainstalowanej w małych elektrowniach wodnych¹⁾ (MEW) (na ogólną moc zainstalowaną w 2000 r. w MEW wynoszącą 198,8 MW), z której w 2000 r. kupiono 117 271 000 MWh energii elektrycznej. Inną przyczyną jest bardzo niska cena brutto energii elektrycznej z EW Włocławek, która w 2000 r. wynosiła 20,87 zł/MWh przy bardzo znaczącym w skali kraju wolumenie zakupu energii z tego właśnie źródła.

Po odjęciu z badanego zbioru EW Włocławek wyniki ulegają znaczącej zmianie i tak:

- moc zainstalowana w skali kraju ogółem wynosi 530,48 MW,
- ilość energii zakupionej z OZE równa się 1 130 031,10 MWh,
- średnia cena wynosi zaś 143,66 zł/MWh.

III.2. W źródłach obcych (nie powiązanych kapitałowo z zakładami energetycznymi) znajdowało się łącznie: 290,60 MW mocy zainstalowanych, 424 594,10 MWh energii kupionej przez zakłady energetyczne a średnia cena u wytwórców niezależnych wyniosła 207,31 zł/MWh.

III.3. W źródłach własnych zakładów energetycznych oraz podmiotów zależnych znalazło się w roku 2000 razem: 400,08 MW mocy zainstalowanych, 1 498 437,00 MWh zakupionej energii zaś średnia cena wyniosła u tych wytwórców 60,64 zł/MWh. (por. uwaga w III.1. – cena 0 zł/MWh) Przy czym po odjęciu z badanego zbioru EW Włocławek wielkości te uległy wyraźnym zmianom.

Zestawienie ww. wyników III. 1–3 przedstawiono w Tabelach 3 i 4.

1) Przyjęto, że do MEW zalicza się elektrownie wodne o mocy poniżej 5 MW, natomiast do EW o mocy większej lub równej 5 MW.

Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE
(stan na 30.06.2001 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Podwyżka w %
Warszawa	Zakład Energetyki Ciepłej (Miasto Nowy Dwór Maz.) – Nowy Dwór Mazowiecki	17,20 %
	„PRONIBEL” Sp. z o.o. – Pionki	- 0,37 %
	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Góra Kalwaria) – Góra Kalwaria	19,00 %
	Elektrownia Kozienice S.A. – Świerże Górne	4,70 %
	Zespół Elektrowni Ostrołęka – Ostrołęka	7,05 %
	Płocka Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Płock	9,20 %
	ELEKTROCIĘPŁOWNIE WARSZAWSKIE S.A. – Warszawa	7,97 %
	Stoleczne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Warszawa	13,77 %
	Szczecin	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Wałcz
Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Szczecinek		8,10 %
Zakład Energetyki Ciepłej (Miasto Białogard) – Białogard		7,78 %
F.S.O. REMOR S.A. – Recz		5,43 %
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Stargard Szczeciński		3,00 %
Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Zielona Góra		12,80 %
P.H.U. „ARPOL” Sp. z o.o. – Zielona Góra		7,82 %
LZT ELTERMA S.A. – Świebodzin		- 8,73 %
Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Międzyrzecz		14,20 %
Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Drezdenko		16,66 %
Zakład Energoelektryczny ENERGO-STIL Sp. z o.o. – Gorzów Wlkp.		7,60 %
Kostrzyn Paper S.A. – Kostrzyn n/Odrą		0,58 %
Elektrociepłownia Zielona Góra S.A. – Zielona Góra		3,17 %
Gdańsk	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Dobre Miasto	19,89 %
	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Mrągowo	12,33 %
	Ciepłownia Miejskie Sp. z o.o. – Węgorzewo	21,94 %
	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Reszel	16,74 %
	Elektrociepłownia Elbląg Sp. z o.o. – Elbląg	3,96 %
	Pucka Gospodarka Komunalna Sp. z o.o. – Puck	1,95 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „EMPEC” Sp. z o.o. – Ustka	8,35 %
	Zespół Elektrociepłowni Wybrzeże S.A. – Gdańsk	3,51 %
	Zakład Energetyki Ciepłej KOSPEC Sp. z o.o. – Kościerzyna	9,41 %
Poznań	Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. – Wronki	48,34 %
	Zespół Elektrociepłowni Poznańskich S.A. – Poznań	0,20 %
	MEGAWAT Sp. z o.o. – Rogoźno Wlkp.	25,70 %
	Zakład Wodociągów i Kanalizacji (Gmina Krzyż Wlkp.) – Krzyż Wlkp.	24,40 %
	Zakład Energetyki Ciepłej i Usług Komunalnych Sp. z o.o. – Jastrowie	7,80 %
	WIRBET Sp. z o.o. – Ostrów Wlkp.	10,20 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej PEC S.A. – Kalisz	7,90 %
	Elektrociepłownia Kalisz – Piwonice S.A. – Kalisz	8,70 %
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Wągrowiec	13,00 %
	Spółdzielnia Mieszkaniowa ZAZAMCZE – Włocławek	6,50 %
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Świecie n/Wartą	12,90 %
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Rypin	7,00 %
Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Gniewkowo) – Gniewkowo	7,72 %	
Lublin	Kraśnickie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Kraśnik	2,77 %
	Lubelskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Lublin	10,11 %
	SPOMASZ – Bełżyce	6,31 %
	Zakłady Mięsne „Lmeat – Łuków” S.A. – Łuków	1,65 %
	Elektrociepłownia Sp. z o.o. – Lublin – Wrotków	12,12 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Zamość Sp. z o.o. – Zamość	20,68 %
	Zakład Energetyki Ciepłej (Miasto Biłgoraj) – Biłgoraj	12,27 %
	Elektrociepłownia GIGA Sp. z o.o. – Świdnik	15,26 %
	ENERGOINWEST Białystok S.A. – Białystok	- 11,76 %
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. – Bielsk Podlaski	5,60 %
	Zambrowskie Ciepłownictwo i Wodociągi Sp. z o.o. – Zambrów	7,94 %
	Elektrociepłownia Białystok S.A. – Białystok	6,88 %

Łódź	Zakład Energetyki Ciepłej USTRONNA (Gmina Łódź) – Łódź	16,58 %
	Zakład Gospodarki Ciepłowniczej Sp. z o.o. – Tomaszów Mazowiecki	9,57 %
	Zakład Energetyki Ciepłej S.C. – Złoczew	19,04 %
	Przedsiębiorstwo Komunalne Gminy Konstantynów Łódzki Sp. z o.o. – Konstantynów Łódzki	24,77 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Zgierz	12,34 %
	Energetyka – Boruta Sp. z o.o. – Zgierz	17,88 %
	Elektrownia Bełchatów S.A. w Rogowcu	10,10 %
	Zespół Elektrociepłowni S.A. Łódź	5,90 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Łęczycza	10,01 %
	CIEPŁOWNIA Sp. z o.o. Aleksandrów Łódzki	16,06 %
	Huta Ostrowiec S.A. – Ostrowiec Świętokrzyski	37,30 %
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Włoszczowa	5,56 %
	Elektrociepłownia Kielce Sp. z o.o. – Kielce	7,01 %
	STOLBUD S.A. – Włoszczowa	6,83 %
	Elektrownia im. T. Kościuszki S.A. – Połaniec	13,42 %
	Wrocław	Zakład Energetyki – Blachownia Sp. z o.o. – Kędzierzyn–Kozłe
Cukrownia Głogów S.A. – Głogów		29,87 %
Kompania Spirytusowa WRATISLAVIA Polmos Wrocław S.A. – Wrocław		17,41 %
Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Syców) – Syców		4,36 %
Miejska Gospodarka Komunalna Sp. z o.o. – Oleśnica		6,71 %
CIEPŁOWNICTWO Sp. z o.o. – Nowa Ruda	18,69 %	
Katowice	Zakład Górniczo – Energetyczny Sobieski Jaworzno III Sp. z o.o. – Jaworzno	37,31 %
	FENICE Poland Sp. z o.o. – Bielsko – Biała	7,75 %
	Elektrociepłownia Chorzów „ELCHO” Sp. z o.o. – Chorzów	6,11 %
	Elektrociepłownia Będzin S.A. – Będzin	5,42 %
	Huta Szkła SZCZAKOWA S.A. – Jaworzno	4,82 %
	Zespół Elektrociepłowni BYTOM – Bytom	4,66 %
	ELEKTROWNIA RYBNIK S.A. – Rybnik	6,97 %
	Polskie Odczynniki Chemiczne S.A. – Gliwice	6,86 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Bytom	6,98 %
	Przędzalnia Czesankowa INTERTEX S.A. – Sosnowiec	1,00 %
	ZPL WIGOLEN S.A. – Częstochowa	44,04 %
Wojskowa Agencja Mieszkaniowa – Warszawa	6,50 %	
Kraków	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Tarnów	8,72 %
	International Paper Klucze S.A. – Klucze	6,41 %
	Międzyzakładowa Spółdzielnia Mieszkaniowa BUDOWLANKA – Oświęcim	5,73 %
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Ustrzyki Dolne	17,98 %
	Elektrociepłownia Mielec Sp. z o.o. – Mielec	8,15 %
	Spółdzielnia Mieszkaniowa w Gorzycach – Gorzyce	8,61 %
	Zakłady Porcelany Elektrotechnicznej ZAPEL S.A. – Boguchwała	29,60 %
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Strzyżów	20,70 %
Zakłady Płyt Pilśniowych S.A. – Przemyśl	3,81 %	

Odmowy zatwierdzenia taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE

(stan na 30.06.2001 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Data odmowy
Warszawa	GEOTERMIA MAZOWIECKA S.A. – Żyrardów	13.06.2001 r.
	Zakład Energetyki Ciepłej (Miasto Przasnysz) – Przasnysz	13.06.2001 r.
Szczecin	ZĄŁOM – DOM Service Sp. z o.o. – Szczecin	25.06.2001 r.
Poznań	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Wągrowiec	05.06.2001 r.
Łódź	Zakłady Metalowe MESKO S.A. – Skarżysko-Kamienna	26.06.2001 r.

Zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej
(stan na 17.08.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zespół Elektrowni Ostrołęka S.A.	26.06.2001 r.
2	Zespół Elektrociepłowni „Wybrzeże” S.A.	26.06.2001 r.
3	Elektrociepłownia „GIGA” Sp. z o.o.	26.06.2001 r.
4	Elektrociepłownie Warszawskie S.A.	26.06.2001 r.
5	Zespół Elektrociepłowni w Łodzi	29.06.2001 r.
6	Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.	29.06.2001 r.
7	Elektrociepłownia Elbląg S.A.	29.06.2001 r.
8	Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny S.A.	6.07.2001 r.
9	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.	6.07.2001 r.
10	„Elektrociepłownia Kalisz – Piwonice” S.A.	11.07.2001 r.
11	„OPEC – Grudziądz” Sp. z o.o.	11.07.2001 r.
12	Elektrociepłownia „Energator – Toruń” S.A.	11.07.2001 r.
13	Energetyka Ciepła Opolszczyzny S.A.	16.07.2001 r.
14	Zakład Górniczo–Energetyczny Sobieski Jaworzno III Sp. z o.o.	16.07.2001 r.
15	Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A.	17.07.2001 r.
16	Ostrowski Zakład Ciepłowniczy S.A.	17.07.2001 r.
17	Elektrociepłownia „Gorzów” S.A.	17.07.2001 r.
18	ENERGA Zakład Oświetlenia Sp. z o.o.	23.07.2001 r.
19	Euro – Energetyka Sp. z o.o.	23.07.2001 r.
20	Elektrociepłownia Zduńska Wola Sp. z o.o.	24.07.2001 r.
21	Zespół Elektrociepłowni Bielsko – Biała S.A.	24.07.2001 r.
22	HSW – Zakład Energetyczny Sp. z o.o.	30.07.2001 r.
23	Zakład Energetyczny i Ochrony Środowiska „ENERGOEKO” Sp. z o.o.	31.07.2001 r.
24	Zakład Usług Technicznych Sp. z o.o.	31.07.2001 r.
25	Elektrociepłownia Zabrze S.A.	3.08.2001 r.
26	H. Cegielski – Energocentrum Sp. z o.o.	3.08.2001 r.
27	„Energetyka” Sp. z o.o.	8.08.2001 r.
28	Kuźnia Jawor S.A.	9.08.2001 r.
29	Zakłady Azotowe w Tarnowie – Mościcach S.A.	9.08.2001 r.
30	SwePol Link (Poland) Sp. z o.o.	9.08.2001 r.
31	BHH MIKROTECH Sp. z o.o.	10.08.2001 r.
32	Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A.	14.08.2001 r.
33	Zakłady Tworzyw Sztucznych „GAMRAT” S.A.	14.08.2001 r.
34	Elektrociepłownia „Gorlice” Sp. z o.o.	17.08.2001 r.
35	Zakład Energetyki Ciepłej w Końskich	17.08.2001 r.
36	Huta „Andrzej” S.A.	17.08.2001 r.
37	Kopalnie i Zakłady Przetwórcze Siarki „SIARKOPOL”	17.08.2001 r.

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla energii elektrycznej
(stan na 17.08.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Instytut Problemów Jądrowych im. Andrzeja Sołtana	29.06.2001 r.
2	Zakład Energetyczny Słupsk S.A.	16.07.2001 r.

Odmowy zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej
(stan na 17.08.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Elektrociepłownia Zabrze S.A.	17.07.2001 r.
2	Przedsiębiorstwo Produkcyjno–Usługowe „STOREM” Sp. z o.o.	3.08.2001 r.
3	Jastrzębska Spółka Węglowa S.A.	10.08.2001 r.

Ustalenie okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych X
w taryfie dla energii elektrycznej
(stan na 17.08.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakład Górniczo–Energetyczny Sobieski Jaworzno III Sp. z o.o.	16.07.2001 r.
2	ENERGA Zakład Oświetlenia Sp. z o.o.	23.07.2001 r.
3	Euro – Energetyka Sp. z o.o.	23.07.2001 r.
4	HSW – Zakład Energetyczny Sp. z o.o.	30.07.2001 r.
5	Zakład Energetyczny i Ochrony Środowiska „ENERGOEKO” Sp. z o.o.	31.07.2001 r.
6	Zakład Usług Technicznych Sp. z o.o.	31.07.2001 r.
7	H. Cegielski – Energocentrum Sp. z o.o.	3.08.2001 r.
8	Kuźnia Jawor S.A.	9.08.2001 r.
9	Zakłady Azotowe w Tarnowie – Mościcach S.A.	9.08.2001 r.
10	SwePol Link (Poland) Sp. z o.o.	9.08.2001 r.
11	BHH MIKROTECH Sp. z o.o.	10.08.2001 r.
12	Zakłady Tworzyw Sztucznych „GAMRAT” S.A.	14.08.2001 r.
13	Zakład Energetyki Ciepłej w Końskich	17.08.2001 r.
14	Huta „Andrzej” S.A.	17.08.2001 r.
15	Kopalnie i Zakłady Przetwórcze Siarki „SIARKOPOL”	17.08.2001 r.

Zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych
(stan na 17.08.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakład Instalatorstwa Sanitarnego i Ogrzewania inż. Andrzej Szajda	23.07.2001 r.
2	Zakład Czynników Energetycznych Sp. z o.o.	7.08.2001 r.
3	Fabryka Maszyn „GLINIK” S.A.	14.08.2001 r.
4	Huta Pokój S.A.	14.08.2001 r.

Zmiana w zatwierdzonej taryfie dla paliw gazowych
(stan na 17.08.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Sp. z o.o. „ANCO”	23.07.2001 r.

Odmowa zatwierdzenia taryfy dla paliw gazowych
(stan na 21.08.2001 r.)*

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.	21.08.2001 r.

* patrz str. 37

Ustalenie wysokości współczynnika korekcyjnego X w taryfie dla paliw gazowych
(stan na 17.08.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakład Instalatorstwa Sanitarnego i Ogrzewania inż. Andrzej Szajda	23.07.2001 r.
2	Zakład Czynników Energetycznych Sp. z o.o.	7.08.2001 r.
3	Fabryka Maszyn „GLINIK” S.A.	14.08.2001 r.
4	Huta Pokój S.A.	14.08.2001 r.

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE Z URZĘDU
(stan na 17.08.2001 r.)

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Pabianickie Zakłady Przemysłu Bawełnianego „PAMOTEX” S.A.	95–200 Pabianice, ul. gen. Stefana Grota Roweckiego 8 A
2	Cukrownia „Gosławice” S.A.	62–506 Konin, ul. 150-Lecia Cukrownictwa 1

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	PKP Energetyka Sp. z o.o. (patrz: OEE/1)	00–681 Warszawa, ul. Hoża 63/67 lok. 2

Legenda:

Oee – obrót energią elektryczną

Oee – obrót energią elektryczną

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	PKP Energetyka Sp. z o.o. (patrz: PEE/1)	00–681 Warszawa, ul. Hoża 63/67 lok. 2

Legenda:

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Józef Cieślik – Firma Handlowa „HAPIN”	64–130 Rydzyna, Kłoda 8
2	Stacja Paliw „GALON” Woźniak, Jarzyna, Urbaniak Spółka Jawna	63–200 Jarocin, ul. Św. Ducha 120
3	Handel Opalem i Paliwami Tadeusz, Wojciech i Grzegorz Mierzwiński Spółka Jawna	18–200 Wysokie Mazowieckie, ul. 1-go Maja 38
4	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „FIRMA” Spółka Jawna B. Janowski, U. Miedzińska	96–100 Skierniewice, ul. Waryńskiego 7
5	M. Arcab i Wspólnicy Spółka Jawna	97–216 Lubochnia, Olszowiec 58 A
6	Stacja Paliw „Leśna Polana” Bogusław Świąder, Maria Świąder Spółka Jawna	39–300 Mielec, ul. Wolności 159
7	Rozalia Tomczyk-Faccenda – Stacja Paliw	34–785 Jordanów, ul. 3-go Maja 73, Sidzina 521, 34–236 Sidzina
8	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Kielcach	25–528 Kielce, ul. Zagnańska 84
9	Jerzy Żarkiewicz – Stacja Paliw, Usługi	99–340 Krośniewice, Pomarzany 63 A
10	Grażyna Goczoł – Handel Paliwami Płynnymi „GRACJAN”	43–143 Łędziny, ul. Droga Krajowa 1
11	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Usługowo-Handlowo-Produkcyjne „REGESTA” Zbigniew Kwiecień, Rafał Kwiecień Spółka Jawna	28–400 Pińczów, ul. 3-go Maja 40
12	Beata Kalinowska – Stacja Paliw „HESSO” Beata Kalinowska	16–072 Rzędziany, Radule 90
13	Zygmunt Paczkowski – Stacja Paliw „SKORPION”	38–400 Krosno, ul. Podkarpacka 38
14	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „UNICEM” Sp. z o.o.	22–100 Chełm, ul. Fabryczna 6
15	WWR WÓJCIK – STACJA PALIW Spółka Jawna	32–640 Zator, ul. Wadowicka 61 A
16	Przedsiębiorstwo Transportu Samochodowego Łączności „TRANSPOT” S.A.	60–246 Poznań, ul. Winklera 1
17	„TRANSIMPEX” M. Kondracka, C. Kondracki Spółka Jawna	08–300 Sokółów Podlaski
18	Christos Papanauum – Firma Wielobranżowa „PCH” Papanauum Christos	59–900 Zgorzelec, ul. Staszica 2
19	Stacja Paliw „ETYL” Falkowski, Giżyński Spółka Jawna	10–603 Olsztyn, ul. Metalowa 3
20	Lucyna Barszcz – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ZREMOD”	26–660 Jedlińsk, Wsola 9 B
21	Adam Baranowski, Jakub Włosiński Spółka Jawna	65–225 Zielona Góra, ul. Lwowska 25
22	Adamowicz i Tymczak CAJT Spółka Jawna	22–400 Zamość, ul. Kilińskiego 19/10
23	Andrzej Iwański – Przedsiębiorstwo Transportowe Usługowo-Handlowe „IWAŃSKI”	63–500 Ostrzeszów, Olszyna 70
24	RGJ „OKTAN” Czapkowski, Czapkowska i Reizer Spółka Jawna	37–122 Albigowa 377
25	Przemysław Szudarek – Przedsiębiorstwo Handlowe „OKTANEX”	64–610 Rogoźno Wlkp., Garbatka
26	„WIMAREX” Spółka Jawna – Ryszard Walczak, Mariusz Walczak	32–400 Myślenice, ul. Kazimierza Wik. 58
27	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe „ELEKTROREM” Sp. z o.o.	88–160 Janikowo, ul. Przemysłowa 30
28	Janusz Jurek – Firma Handlowo-Usługowa „JUREK”	32–010 Kocmyrzów, Dojazdów 231
29	Bogdan Nieć – Przedsiębiorstwo Budowlano-Modernizacyjne „ARKA”	86–100 Świecie, ul. Kiepurzy 9
30	Zygmunt Świątek – Stacja Benzynowa „AS”	97–561 Ładzice, Stabiecko Szlacheckie
31	Stacja Paliw Stanisław Dobkowski, Tomasz Dobkowski Spółka Jawna	16–300 Augustów, ul. Wojska Polskiego 69 A
32	„Władysław Grzech MTM” Spółka Jawna	81–034 Gdynia, ul. Hutnicza 35
33	Krystyna Kubinka – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe S.C.	63–900 Rawicz, ul. Nowa 17
34	Roman Kubinka – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe S.C.	63–900 Rawicz, ul. Nowa 17
35	Gminna Spółdzielnia „Samopomoc Chłopska” w Jedlni Letnisko	26–630 Jedlnia Letnisko, ul. Radomska 32
36	Krzysztof Wójtowicz – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „ROPEX”	26–600 Radom, ul. Raclawicka 39/1
37	Przedsiębiorstwo Obrotu Zwierzętami Hodowlanymi w Węgrowie	07–100 Węgrów, ul. Kościuszki 6

38	Piotr Zajonz – Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „ZAJTANK”	44-185 Rodonia, ul. Osiedlowa 7
39	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „MERA” Edmund Kosiec, Elżbieta Kosiec Spółka Jawna	26-600 Radom, ul. Żeromskiego 75/11
40	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Iławie	14-200 Iława, ul. Ogrodowa 14
41	„CISEK” Sp. z o.o.	68-100 Żagań, ul. Kozuchowska 26
42	Morawski Jerzy „QUATTRO” Spółka Jawna	06-450 Głinojeck, Dreglin 39
43	„JaBoOil” Sp. z o.o.	16-070 Choroszcz, Porosły 91
44	AS 24 Polska Sp. z o.o.	00-679 Warszawa, ul. Wilcza 50/52
45	Przedsiębiorstwo Handlowo Usługowe „ROPAL” Romuald Ćwiek Spółka Jawna	90-126 Łódź, ul. Węglowa 12 a
46	„TAJA” KRAWCZYSZYN – KABZA Spółka Jawna	55-055 Żmigród, ul. Parkowa 4 a
47	Handel i Usługi „MG” Sp. z o.o.	18-300 Zambrów, ul. Białostocka 22 c

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE NA WNIOSEK (stan na 17.08.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	Beskidzka Giełda Towarowa S.A.	43-300 Bielsko-Biała, ul. Wypoczynkowa 78	Pee, Oee
2	„RCPaliwa” Sp. z o.o.	43-052 Czechowice-Dziedzice, ul. Łukasiewicza 2	Mpc
3	Dołnośląski Zakład Termoeenergetyczny S.A.	58-309 Wałbrzych, ul. Broniewskiego 1 b	Wee
4	Media Odra Warta Sp. z o.o.	61-775 Poznań, ul. Wielka 20	Ogz
5	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „EMKA” Sp. z o.o. – j.v.	64-100 Leszno, ul. Święciechowska 81	Opc
6	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Łodzi Sp. z o.o.	91-729 Łódź, ul. Smutna 28	Opc
7	ORLEN Transport Kraków Sp. z o.o.	30-241 Kraków, ul. Olszanicka 38 a	Opc
8	Małgorzata Bogunia, Bronisław Jarzyna, Jacek Jarzyna, Andrzej Bogunia – „BOJARZ-TANK” S.C.	34-106 Mucharz, Jaszczurowa	Opc
9	Eugeniusz Kazimierz Poręba – Firma Handlowa „MPBP”	32-200 Miechów, ul. Raclawicka 24	Opc
10	„Stacja Paliw” Spółka Jawna Kokot Paweł, Kokot Rafał, Kokot Agata	43-200 Pszczyzna, ul. Wodzisławska 1	Opc
11	Jan Strugała	27-600 Sandomierz, Milczany 194	Opc
12	„ARTMITTEL” Mariusz Białas, Jerzy Białas Spółka Jawna	40-833 Katowice, ul. Obroki 130	Opc
13	Janina Koterba, Kazimierz Koterba – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe „K&J”	32-510 Jaworzno, ul. Wojska Polskiego 2	Opc
14	Jan Gmyrek	37-500 Jarosław, Makowisko 9/8	Opc
15	Dominik Olszewski – „PEDRO”	70-846 Szczecin, ul. Kniewska 17	Opc
16	Andrzej Bielicki – Przedsiębiorstwo Montażowo-Budowlane „AJMEX”	09-400 Płock, ul. Kostrogaj 1	Opc
17	Władysław Kępka – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe	39-100 Ropczyce, ul. Robotnicza 1	Opc
18	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „MAT” Spółka Jawna Adam i Mirosław Topyła	21-100 Lubartów, ul. Klonowa 26 A	Opc
19	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „INTERTANK” Sp. z o.o.	68-120 Iława, Plac Wolności 1 A	Opc
20	„GTL-LOT-USŁUGI LOTNISKOWE” Sp. z o.o.	41-960 Ożarówice, ul. Wolności 90	Opc
21	„PRONAF” Sp. z o.o.	80-176 Gdańsk-Kielpinek, ul. Szczęśliwa 56	Opc
22	Antoni Kisała – „EURO-CENTER” – Antoni Kisała	37-124 Kraczkowa 1440	Opc
23	Eugenia Wieczorek, Marcin Wieczorek, Marek Wieczorek, Robert Wieczorek – Firma Handlowo-Usługowa „MARKO” S.C.	21-020 Milejów, Kajetanówka	Opc
24	Stefan Tarnowski – Stacja Paliw Wilkoszyce	74-500 Chojna, Wilkoszyce	Opc
25	„PRONAF” Sp. z o.o.	80-176 Gdańsk-Kielpinek, ul. Szczęśliwa 56	Mpc
26	Zakłady Samochodowe „JELCZ” S.A.	55-221 Jelcz-Laskowice, ul. Inżynierska 3	Pcc, Occ, Ppg, Opg

27	Bogusław Żurawski – „TEMPEX” Przedsiębiorstwo Usługowo–Wdrożeniowe Bogusław Żurawski	60–126 Poznań, ul. Knapowskiego 28	Pcc
28	Janusz Opoczyński, Adam Opoczyński – „OMEGA BIS” S.C.	42–772 Pawonków, Gwoździany, ul. Topolowa 3	Opc
29	Zakłady Azotowe „Puławy” S.A.	24–110 Puławy, Al. Tysiąclecia Państwa Polskiego 13	Ogz
30	„PETROLOT” Sp. z o.o.	00–906 Warszawa, ul. 17 Stycznia 39	Mpc
31	Rejonowa Spółka Ciepłownicza Sp. z o.o.	41–910 Bytom, ul. Chorzowska 12	Pcc, Occ
32	Spółdzielnia Transportowo–Handlowa w Szczepleszynie	22–460 Szczepleszynie, ul. Lubelska 7	Opc
33	„OIL INVESTMENT” Sp. z o.o.	01–687 Warszawa, ul. Lektykarska 30	Opc
34	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Kozienicach	26–900 Kozienice, ul. Warszawska 59	Opc
35	Przedsiębiorstwo Produkcyjno Handlowe i Usługowe „DOMBUD” Sp. z o.o.	21–500 Biała Podlaska, ul. Brzeska 174	Opc
36	Przedsiębiorstwo Produkcyjno–Handlowo–Usługowe „MARVES” Polsko–Amerykańska Sp. z o.o.	83–262 Czarna Woda, ul. Chojnicka 17	Opc
37	„Stacja Paliw” P. Chilmon, W. Moroz Spółka Jawna	16–300 Augustów, ul. Wojska Polskiego 54	Opc
38	Józef Walo – „PTL” Walo Józef	42–260 Kamienica Polska, ul. Botaniczna 5	Opc
39	Józef Kaczala – Prywatna Stacja Paliw	59–300 Lubin, Szyb–Wschodni	Opc
40	Agnieszka Konopka – Przedsiębiorstwo Handlowe Agnieszka Konopka	18–400 Łomża, ul. Kwadratowa 46 A	Opc
41	Iwona Jankowska–Bielenin – Przedsiębiorstwo „INPOL”	43–100 Tychy, ul. Wałowa 37	Opc
42	Maria Goraus – „MARGO” Firma Handlowo–Usługowa	43–200 Pszczyzna, ul. Partyzantów 20	Opc
43	Ryszard Czochara – Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „AUTO–KOMPLEKS”	33–380 Krynica, ul. Kraszewskiego 181	Opc
44	Dariusz Blicharz – Firma Handlowa „ABC” – Dariusz Blicharz	23–400 Biłgoraj, ul. Włosiankarska 2	Opc
45	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „STO JEZIOR 2” K., Z. Grygiel Spółka Jawna	21–010 Łęczna, Al. Jana Pawła II 93	Opc
46	Stacja Paliw Henclik, Żołnowski Spółka Jawna	86–306 Grudziądz 8, Kłódka	Opc
47	Zdzisław Foltyn – Przedsiębiorstwo Usługowo–Handlowe „EKOPAL”	42–235 Lelów, ul. Żarecka 28 A	Opc
48	„AGRO ECO GASOLIN” S.A.	01–056 Warszawa, ul. Smocza 11/29	Opc
49	Łukasz Kozik – Firma Transportowo–Handlowa KOMEGA	41–400 Mysłowice, ul. Rymera 15	Opc
50	„PEG WEST BUD” Sp. z o.o.	75–449 Koszalin, ul. Artylerzystów 6 c	Wcc
51	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Kluczborku	46–203 Kluczbork, ul. Byczyńska 120	Opc
52	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Dzierżoniowie	58–200 Dzierżoniów, ul. Kilińskiego 47	Opc
53	Grzegorz Krawiec – Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „EKOTRANS”	97–300 Piotrków Trybunalski, ul. Targowa 10 B/24	Opc
54	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej	47–100 Strzelce Opolskie, ul. 1 Maja 59	Opc
55	Lucjan Frąc – Zakład Usługowo–Handlowo–Produkcyjny „FAMIL” Lucjan Frąc	26–260 Falków, ul. Spacerowa 2 A	Opc
56	Firma Produkcyjno–Handlowo–Usługowa „OBG” Sp. z o.o.	42–200 Częstochowa, ul. 1–go Maja 3/7	Opc
57	„KOLGARD METAL” Sp. z o.o.	00–895 Warszawa, ul. Biała 4	Opc
58	„AMPLITECHMET” Sp. z o.o.	42–200 Częstochowa, ul. Bór 164	Opc
59	Wojewódzka Stacja Pogotowia Ratunkowego i Transportu Sanitarnego	21–500 Biała Podlaska, ul. Warszawska 20	Opc
60	Stanisław Zieliński – Firma Transportowo–Handlowo–Usługowa Stanisław Zieliński	34–606 Łukowica 410	Opc
61	Przedsiębiorstwo Obrotu Samochodami i Częściami Zamiennymi „POLMOZBYT JELCZ” S.A.	55–220 Jelcz–Laskowice, ul. Wrocławska 10	Opc
62	„Pro–Naft” Sp. z o.o.	47–220 Kędzierzyn–Kozie, ul. Łukasiewiczza 22	Opc
63	Przedsiębiorstwo Przewozu Towarów Państwowej Komunikacji Samochodowej Nr 2 w Lublinie	20–234 Lublin, ul. Melgiewska 38 B	Opc
64	Przedsiębiorstwo Usługowo–Handlowe „TRANSZBUD” Sp. z o.o.	98–300 Wieluń, ul. Warszawska 41	Opc

65	Jarosław Korbut – „EKOPETROL” Jarosław Korbut	65–525 Zielona Góra, ul. Ptasia 36/71	Opc
66	„Petrol-Gaz” Sp. z o.o.	02–392 Warszawa, ul. Maszynowa 7/11	Opc
67	Fabryka Łozysk Toczných – Kraśnik S.A.	23–210 Kraśnik, ul. Fabryczna 6	Pcc, Occ
68	Instytut Hodowli i Aklimatyzacji Roślin w Radzikowie – Zakład Doświadczałny Hodowli i Aklimatyzacji Roślin w Radzikowie	05–870 Błonie	Wcc, Pcc
69	Spółdzielnia Mieszkaniowa „Świt” w Elku	19–800 Elk, ul. Słowackiego 2	Wcc, Pcc
70	„ELEKTROCIĘPŁOWNIA FLT” Sp. z o.o.	23–210 Kraśnik, ul. Fabryczna 6	Wcc
71	Tadeusz Łuckiewicz – Stacja Paliw „Anka” Tadeusz Łuckiewicz	69–100 Słubice, ul. Wojska Polskiego 72	Opc
72	„BALTCHEM” S.A. Zakłady Chemiczne w Szczecinie	70–605 Szczecin, ul. Ks. Kujota 9	Mpc
73	Zbigniew Maciejewski, Jerzy Dowgielewicz – „PETRO – MAD” S.C.	78–520 Złocieniec, ul. Piaskowa 19	Mpc, Opc
74	Andrzej Rosiński – „TANKBUD”	24–320 Poniatowa, ul. Kraczeńska 15	Opc
75	Halina Kowalczyk – Stacja Paliw „KOWALCZYK – PETROL”	43–450 Ustroń, ul. Katowicka 7	Opc
76	Przedsiębiorstwo Handlu Opalem i Materiałami Budowlanymi „PRYZMA” S.A.	60–470 Poznań, ul. Druskienicka 12	Opc
77	Genowefa Rędziańska, Janusz Jurkiewicz, Emil Fedorczak – „PRONAFT” S.C.	59–220 Legnica, ul. Masarska 17	Opc
78	Firma Transportowo – Usługowa „TRANSCHEMIA” Sp. z o.o.	32–600 Oświęcim, ul. Dąbrowskiego 70	Opc
79	TRANSBUD – KRAKÓW S.A.	30–704 Kraków, ul. Na Dołach 4	Opc
80	„PCC Cargo” S.A.	40–202 Katowice, ul. Roździeńskiego 1	Opc
81	Chemia Płynny – Nafta „ResNaft” Rzeszów Sp. z o.o.	35–959 Rzeszów, ul. Ujejskiego 3	Opc
82	Franciszek Kania – Franciszek Kania „MIRGAZ”	57–224 Niedźwiednik, Służewów 32	Opc
83	Jakub Malinowski – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „MAL – OIL”	26–803 Promna, Falęcice 80	Opc
84	„PetroNaft” Sp. z o.o.	32–540 Trzebinia, ul. Fabryczna 22	Wpc

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

Ogz – obrót gazem z zagranicą

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY PROMESY KONCESJI

(stan na 17.08.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	Technologie Gazowe Piecobiogaz Sp. z o.o.	82–081 Przeźmierowo, Wysogotowo k/Poznań, ul. Skórzewska 35	Ppg, Opg

Legenda:

Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE ZŁOŻYŁY WNIOSKI KONCESYJNE (stan na 17.08.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	DUNPOL-PVD Eugeniusz Misiura	76-100 Sławno, ul. Boleszewo 22
2	BALTIC SECURITY SERVICE Sp. z o.o.	76-150 Darłowo, ul. Kopań 6
3	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ANTECH” Andrzej Charytoniuk	15-232 Białystok, ul. Mickiewicza 46/20
4	Przedsiębiorstwo Handlowo-Spedycyjne PETEK Sp. z o.o.	41-800 Zabrze, ul. Dąbrowskiego 2
5	WTÓRPLAST Metal Recycling	43-300 Bielsko-Biała, ul. Piekarska 50
6	EXPRESS-PLUS Sp. z o.o.	32-020 Wieliczka, ul. Narutowicza 5
7	Przedsiębiorstwo Produkcji Różnej Handlu i Usług MIRABUD Sp. z o.o.	31-580 Kraków, ul. Nowohucka 11
8	GAZ-ZAW Sp. z o.o.	46-059 Zawadzkie, ul. Świerkłańska 2
9	P.H.U. „ARAMIR” S.C.	63-300 Pleszew, ul. Piaski 33
10	P.P.U.H. BUGOR Sp. z o.o.	40-761 Katowice, ul. Panewnicka 91
11	P.H.U. ZBYSZKO Zbigniew Zwoliński	57-130 Przeworno, ul. Ziębicka 8
12	Dystrybucja Paliw S.C. M. Dzięczek, R. Piorun	83-100 Tczew, ul. Czatkowy 21 A
13	Firma Marek Myśliwiec MM Sp. z o.o.	44-240 Żory, ul. Spółdzielcza 1
14	LINDA Sp. z o.o.	91-497 Łódź, ul. Zgierska 211
15	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Gdańsk Sp. z o.o.	80-556 Gdańsk, ul. Wielopole 7
16	SELEN Ryszard Jędrzejewski	32-600 Oświęcim, ul. 3 Maja 5/25
17	Przedsiębiorstwo Transportowo-Komunikacyjne Sp. z o.o.	42-200 Zawiercie, ul. Polska 21
18	DZT BULDING Sp. z o.o.	58-160 Świebodzice, ul. Piłsudskiego 8
19	Zakład Zaopatrzenia „TYTAN” Marian Strama	34-500 Zakopane, ul. Spyrkłowska 4
20	Stacja Paliw WAŁOWA D. Gierak, J. Szuprytowski	80-858 Gdańsk, ul. Wałowa 18
21	P.H.U. EKO-AGB	44-230 Czerwionka, ul. Szyb Zachodni 8
22	EMHU „SZYB” Maciej Karaszewski	85-038 Bydgoszcz, ul. Sienkiewicza 18
23	JT Zakład Budowy Gazociągów	05-816 Michałowie, ul. Kwiatowa 7 a
24	P.P.H.U. EKOPAL	97-400 Belchatów, ul. Okrzei 6
25	ELTEL LTD Sp. z o.o.	83-200 Starogard Gdański, ul. Rokocin 35
26	ROLMEX S.A.	02-511 Warszawa, ul. Belgijska 11
27	Przedsiębiorstwo Rolno-Produkcyjno-Usługowo-Handlowe „JUREX”	84-200 Wejherowo, ul. Przemysłowa 2 a
28	Żarskie Przedsiębiorstwo Budowlane UNIPOL S.A.	68-200 Żary, ul. Górnośląska 17
29	P.P.H.U. TRANSBUD Janusz Szpoeter	42-674 Jarosławice, ul. Wolności 4
30	S.B.S.	20-704 Lublin, ul. Lipniak 48
31	Biuro Handlowe OLIMP-Exim	32-700 Bochnia, ul. Gazowa 7
32	ETRON Sp. z o.o.	80-280 Gdańsk, ul. Szymanowskiego 49
33	Transbud Nowa Huta S.A.	30-969 Kraków, ul. Ujastek 11
34	Piotr Koziak CYKLON	17-220 Narewka, ul. Zabłotczyzna 30
35	Mierzeja Bero S.A.	00-714 Warszawa, ul. Czerniakowska 28B
36	IVG Terminal Silesia Sp. z o.o.	41-922 Radzionków, ul. Z. Nałkowskiej 51
37	„LOTOS MAZURY” Sp. z o.o.	15-399 Białystok, ul. Handlowa 6
38	GOLAWSKI ROBERT Stacja Paliw	21-422 Stanin 2 G
39	Elektrociepłownia EC Nowa Sp. z o.o.	41-308 Dąbrowa Górnicza, Al. Piłsudskiego 92
40	LAMONT Sp. z o.o.	43-190 Mikołów, ul. Przyjaciół 49
41	Spółka Jawna WEGA W. Górecki, J. Waligóra	26-026 Morawica, Wola Morawicka
42	P.H.U. „HURTEX”	76-200 Słupsk, ul. Przemysłowa 73
43	RUBONAFT Sp. z o.o.	78-100 Kołobrzeg, ul. Wylotowa 78
44	Firma „NAFTOINWEST” Eksport-Import Barbara Braksator	42-200 Częstochowa, ul. Piotra Bardowskiego 22/4
45	P.P.H.U. „JOPI” Piotr Wenc	43-300 Bielsko-Biała, ul. Batorego 6
46	PREMBUD Przedsiębiorstwo Remontowo Budowlano Usługowe Sp. z o.o.	33-101 Tarnów, ul. Kępa Bogumiłowska 105
47	Firma Kazimierz Krzywda, Ilona Krzywda S.C.	32-333 Sławków, Walcownia Baza Transportowa
48	Zakład Handlu Produktami Naftowymi „WDM” S.C. Henryk Węgielski, Edward Matuszewski	66-300 Międzyrzecz, ul. Fabryczna 2
49	Energetyka Dwory Sp. z o.o.	32-600 Oświęcim, ul. Chemików 1

50	BOMAR S.C. Marek Kotłowski, Bogdan Sromek	43-300 Bielsko-Biała, ul. Malowany Dworek 45
51	Otwocki Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	05-400 Otwock, ul. Adriałlego 64
52	P.H.U. Stacja Paliw Krzysztof Gorczakowski, Krystyna Gorczakowska	35-959 Rzeszów, ul. Handlowa 3
53	Energia S.A.	00-526 Warszawa, ul. Krucza 24/26
54	IDEA 98 Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Zygmunta Starego 9
55	ZAK Zakłady Azotowe Kędzierzyn S.A. Nawozy	47-220 Kędzierzyn Koźle
56	P.H.U. „POLMET” Zbigniew Krywult	40-393 Katowice, ul. Wiosny Ludów 91
57	DEX Stacja Paliw Płynnych Jerzy Subocz	67-400 Wschowa, ul. Obr. Kondradowo dz. 460/3
58	Stacja Paliw DELTA Krzysztof Bieczalski	86-212 Stolno, Małe Czyste
59	Firma Handlowo-Uslugowa „GL” Zbigniew Leżoń, Urszula Leżoń, Janusz Garbarz, Stefania Garbarz	33-200 Dąbrowa Tarnowska, ul. Sucharskiego 9
60	FENIX Sp. z o.o.	43-382 Bielsko-Biała, ul. Zapora 29 A/8
61	Towarzystwo Inwestycyjne Zakładów Ostrowieckich S.A.	27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Świętokrzyska 8
62	P.H.U. „OIL-TOM” Tomasz Pietrzyk	41-923 Bytom, ul. Nowa 17/1
63	Konsorcjum Naftowe Sp. z o.o.	85-825 Bydgoszcz, ul. Wojska Polskiego 65 A
64	Firma TIT S.C. Marian Tokarski	21-044 Trawniki, ul. Pelczyn 182 A
65	„GASTRO-PAL” Sp. z o.o.	09-206 Słupia, Mańkowo
66	„Vitapol” Piotr Sroczyński	40-756 Katowice, ul. Zielona 1
67	ECO-PARK Sp. z o.o.	26-130 Suchedniów, ul. Fabryczna 5
68	„BAR-OIL” Barbara Adamska	96-500 Sochaczew, Al. 600 Lecia 52 B/34

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM COFNIĘTO KONCESJE (stan na 17.08.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	STOLON S.A	76-200 Słupsk, ul. Poniatowskiego 27	24.04.2001	Wcc	zaprzeszanie działalności
2	ETON TRUCK COMPONENTS S.A.	83-110 Tczew, ul. 30 Stycznia 55	25.04.2001	Wcc	zaprzeszanie działalności
3	Huta Łabędy S.A.	44-109 Gliwice, ul. Zawadzkiego 45	30.04.2001	Wcc, Pcc, Occ, Pee, Oee, Ppg, Opg	zaprzeszanie działalności
4	DAEWOO MOTOR POLSKA S.A.	20-952 Lublin, ul. Melgiewska 7/9	11.06.2001	Wcc, Pcc	zaprzeszanie działalności
5	ELEKTROMONTAŻ NR 2 KRAKÓW S.A.	31-752 Kraków, ul. Łowińskiego 7	20.06.2001	Occ	zaprzeszanie działalności
6	Fabryka Maszyn Budowlanych BUMAR PROMA PP	07-130 Łochów, ul. Fabryczna 12	5.07.2001	Wcc, Pcc	zaprzeszanie działalności
7	IZO-GAZ Sp. z o.o.	98-200 Sieradz, ul. M. Reja 4	9.07.2001	Opc	zaprzeszanie działalności
8	Cukrownia PEŁPLIN S.A.	83-130 Pełplin, ul. Mickiewicza 21	9.07.2001	Wcc	zaprzeszanie działalności
9	Fabryka Urządzeń Transportowych S.A.	25-363 Kielce, ul. Wesola 51/328	9.07.2001	Wcc, Pcc	zaprzeszanie działalności
10	Zakład Produkcyjno-Handlowy ROLMAT Sp. z o.o.	45-054 Opole, ul. Grunwaldzka 32/1 a	9.07.2001	Opc	zaprzeszanie działalności
11	Bytomska Spółka Węglowa S.A.	41-914 Bytom, ul. Strzelców Bytomskich 207	9.07.2001	Wcc, Pcc, Occ	zaprzeszanie działalności
12	Okocimskie Zakłady Piwowskie S.A.	32-800 Brzesko, ul. Browarna 14	9.07.2001	Wcc, Pcc	zaprzeszanie działalności
13	SKF Poznań S.A.	61-022 Poznań, ul. Nieszawska 15	10.07.2001	Pcc, Occ	zaprzeszanie działalności
14	P.P.H. Energetyka Sp. z o.o.	37-500 Jarosław, ul. Morawska 4	10.07.2001	Wcc, Pcc	zaprzeszanie działalności
15	Chodakowskie Zakłady Włókien Chemicznych „CHEMITEX” PP	96-503 Sochaczew, ul. Chodakowska 10	11.07.2001	Pee, Oee	zaprzeszanie działalności

16	Zamojska Korporacja Energetyczna S.A.	22-400 Zamość, ul. Koźmiana 1	11.07.2001	Wcc	zaprzestanie działalności
17	K. Kwiatkowski	68-120 Ława, ul. Traugutta 34	11.07.2001	Opc	zaprzestanie działalności
18	Gozdnickie Zakłady Ceramiki Budowlanej Sp. z o.o.	68-130 Gozdnica, ul. Świerczewskiego 35	11.07.2001	Wcc	zaprzestanie działalności
19	KGHM POLSKA MIEDŹ S.A.	59-301 Lublin, ul. M. Skłodowskiej-Curie 48	19.07.2001	Wee	zaprzestanie działalności
20	APC-METREM Sp. z o.o.	45-641 Opole, ul. Oświęcimska 121	19.07.2001	Wcc, Pcc	zaprzestanie działalności
21	Dolnośląskie Zakłady Usługowo-Produkcyjne DOZAMEL Sp. z o.o.	53-609 Wrocław, ul. Fabryczna 10 i 13	24.07.2001	Occ	zaprzestanie działalności
22	Okręgowa Spółdzielnia Mleczarska	87-200 Wąbrzeźno, ul. Pod Młynki 4	24.07.2001	Wcc, Pcc	zaprzestanie działalności
23	Huta Częstochowa S.A.	42-207 Częstochowa, ul. Rejtana 6	30.07.2001	Wcc, Pcc, Ppg	zaprzestanie działalności
24	Południowy Koncern Energetyczny S.A.	43-603 Jaworzno, ul. Promienna 51	31.07.2001	Pee	zaprzestanie działalności
25	Chemarbel Sp. z o.o.	25-663 Kielce, ul. Olszewskiego 6	7.08.2001	Wcc, Pcc, Wee	zaprzestanie działalności
26	Zakłady Wytwórcze Maszyn Elektrycznych i Transformatorów EMIT S.A.	99-320 Żychlin, ul. Narutowicza 72	8.08.2001	Wcc	zaprzestanie działalności
27	ENERGIA ŻYRARDÓW S.A.	00-019 Warszawa, ul. Złota 9/14	14.08.2001	Wcc, Pcc	zaprzestanie działalności

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ZMIENIONO WARUNKI KONCESJI

(stan na 17.08.2000 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Numer decyzji	Zakres zmiany
1	COMBI S.A.	38-423 Targowiska, ul. Zalesie 1	1.02.2001	MPC/48A/9525/W/1/2/2001/AS OPC/739A/9525/W/1/2/2001/AS	ZPIZD*
2	P.P.U. METOS Sp. z o.o.	45-256 Opole, ul. Akacjowa 47	1.02.2001	OPC/828A/9884/W/1/2/2001/AS	ZPIZD
3	INTERGAZ Sp. z o.o.	26-052 Siłkowska, Nowiny k/Kielc, ul. Przemysłowa 13	7.02.2001	OPC/169A/3136/U/1/2/2001/AJP	ZPIZD
4	ADOC-OIL P.H.U.	60-471 Poznań, ul. Szosownicka 1	7.02.2001	OPC/72B/3583/U/3/2001/ALK	ZPIZD
5	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	66-300 Międzyrzecz, ul. Zakrzewskiego 2	7.02.2001	WCC/145C/334/W/3/2001/EG	ZPIZD
6	PETRICO S.A.	78-230 Karlino, ul. Koszalińska 96 A	7.02.2001	PPG/18B/2794/W/1/2/2001/BK OPG/17B/2794/W/1/2/2001/BK	ZPIZD
7	OL-GAZ S.C.	82-550 Prabuty, ul. Pusta	7.02.2001	OPC/1019A/2964/U/3/2001/ALK	ZPIZD
8	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	19-300 Elk, ul. Kochanowskiego 62	9.02.2001	WCC/657B/214/W/3/2001/RW PCC/690A/214/W/3/2001/RW	ZPIZD
9	Dystrybucja Gazu Płynnego BRACIA MALISZEWSKY	26-803 Promna, Woia Fałęcice	9.02.2001	OPC/1127A/1023/U/1/2/2001/AJP	ZPIZD
10	Huta Szkła „Szczałkowa” S.A.	32-520 Jaworzno, ul. Kolejary 81	9.02.2001	WCC/217B/1382/W/3/2001/RW PCC/230A/1382/W/3/2001/RW	ZPIZD
11	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	82-200 Malbork, ul. Sikorskiego 39 A	9.02.2001	WCC/326B/419/W/3/2001/RW PCC/337B/419/W/3/2001/RW	ZPIZD
12	Zakłady Azotowe Anwil S.A.	87-805 Włocławek, ul. Toruńska 222	9.02.2001	WCC/680B/738/W/3/2001/EG	ZPIZD
13	Gmina Łapy – Zakład Energetyki Ciepłej	18-100 Łapy, ul. Polna 19 A	12.02.2001	WCC/719A/229/W/3/2001/RW PCC/784A/229/W/3/2001/RW	ZPIZD
14	Okręgowa Spółdzielnia Mleczarska w Stalowej Woli	37-450 Stalowa Wola, ul. Staszica 1	12.02.2001	OPC/742A/784/U/1/2/2001/AJP	ZPIZD
15	EKOLOGIA-LPG S.C.	58-100 Świdnica, ul. Zakole 12	12.02.2001	OPC/1002A/667/U/1/2/2001/AJP	ZPIZD
16	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	47-220 Kędzierzyn Koźle, ul. Bema 23	13.02.2001	WCC/617A/77/W/3/2001/RW PCC/645B/77/W/3/2001/RW	ZPIZD
17	Fundacja Na Rzecz Aktywizacji Zawodowej Żołnierzy Zawodowych Rezerwy „Far”	01-541 Warszawa, ul. Czarnieckiego 51	14.02.2001	OPC/203B/3597/W/1/2/2001/AJP	ZPIZD
18	TAMAZ S.A.	06-100 Pułtusk, ul. Lenartowicza 5	14.02.2001	OPC/991A/497/W/3/2001/ALK	ZPIZD
19	F.U.H. PERFEKT	32-090 Siemianki, ul. Majora Hubala 8	14.02.2001	OPC/922B/162/U/1/2/2001/AJP	ZPIZD
20	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	65-602 Zielona Góra, ul. Miłdowa 3	15.02.2001	WCC/161C/191/W/3/2001/MJ PCC/177A/191/W/3/2001/MJ	ZPIZD
21	RAFINERIA GDANSKA S.A.	80-718 Gdańsk, ul. Elbląska 135	15.02.2001	OPC/14A/3408/W/1/2/2001/AJP	ZPIZD
22	Elektrociepłownia Zduniska Wola Sp. z o.o.	98-220 Zduniska Wola, ul. Murarska 21	15.02.2001	WCC/469A/1337/W/3/2001/MJ PCC/492B/1337/W/3/2001/MJ	ZPIZD
23	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	19-400 Olecko, ul. Składowa 7	19.02.2001	WCC/396B/535/W/3/2001/MJ PCC/413B/535/W/3/2001/MJ	ZPIZD

24	Zakład Czynnika Energetycznych Sp. z o.o.	39-460 Nowa Dęba, ul. Szypowskiego 1	19.02.2001	WCC/335A/65W/3/2001/MJ PCC/347A/65W/3/2001/MJ	ZPIZD
25	Elektrownia Rybnik S.A.	44-207 Rybnik, ul. Podmiejska 9	19.02.2001	WEE/29B/1262W/1/2/2001/AS	ZPIZD
26	Spółdzielnia Techniczno-Usługowa im. Wincentego Witosa	09-400 Plock, ul. Przemysłowa 21	20.02.2001	OPC/592A/9513/U/3/2001/ALK	ZPIZD
27	ORLEN Transport Sp. z o.o.	09-411 Plock, ul. Chemiczków 7	20.02.2001	OPC/554A/9308W/1/2/2001/AS	ZPIZD
28	Zespół Elektrociepłowni Bielsko-Biała S.A.	43-300 Bielsko-Biała, ul. Tuwima 2	20.02.2001	WEE/9A/1252W/3/2001/MJ	ZPIZD
29	D. Swierczek P.H.U.P.	44-280 Rydułtowy, ul. R. Traugutta 186 b	20.02.2001	OPC/1043A/9897/U/3/2001/ALK	ZPIZD
30	Przedsiębiorstwo Robót Inżynierskich „PRInż Cieszyń” Sp. z o.o.	43-400 Cieszyń, ul. Spółdzielcza 5	21.02.2001	OPC/437B/3593W/1/2/2001/MS	ZPIZD
31	P.H.U.T. MOBILX Czesław Kulikowski	18-408 Wygoda, ul. Wesola 2	23.02.2001	OPC/297A/3575W/1/2/2001/AJP	ZPIZD
32	P.W.H. ELEKTRO-BENZ	26-500 Sztydlowiec, ul. Dziedzichów 1	23.02.2001	OPC/633B/9240/U/1/2/2001/AJP	ZPIZD
33	SOC-AL Sp. z o.o.	32-566 Alwernia, ul. Kulawki 4	23.02.2001	WCC/896A/2995W/3/2001/BP	ZPIZD
34	Stacja Paliw „NA ROZDROŻU”	32-590 Libiąż, ul. Krakowska 86	23.02.2001	OPC/1334A/1758W/1/2/2001/AS	ZPIZD
35	MEGAWAT Sp. z o.o.	65-610 Rogoźno, ul. Fabryczna 7	23.02.2001	WCC/311C/540W/3/2001/BP	ZPIZD
36	Stocznia Marynarki Wojennej PP	81-919 Gdynia, ul. Śmidowicza 48	23.02.2001	PCC/632A/760W/3/2001/ZJ	ZPIZD
37	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	38-100 Strzyżów, ul. Południowa 3	27.02.2001	PCC/921A/813W/3/2001/RW	ZPIZD
38	ALEX-KRT Sp. z o.o.	63-000 Środa Wlkp., ul. Kórnicka 52	27.02.2001	OPC/318A/3055/U/1/2/2001/AJP	ZPIZD
39	P.H. „HL” L. Hasiewicz	71-520 Szczecin, ul. Cukrowa 28	27.02.2001	OPC/245A/3264/U/1/2/2001/AJP	ZPIZD
40	Miasto i Gmina Kępice – Zakład Energetyki Ciepłej	77-230 Kępice, ul. T. Bielaka 8	27.02.2001	WCC/873A/557W/3/2001/MJ PCC/534A/557W/3/2001/MJ	ZPIZD
41	Shell Gas Polska Sp. z o.o.	93-231 Łódź, ul. Dostawca 3	27.02.2001	OPC/273A/3437/U/1/2/2001/AJP	ZPIZD
42	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	43-100 Tychy, ul. Kubicy 6	28.02.2001	PCC/11D/155W/3/2001/RW	ZPIZD
43	ZASET Sp. z o.o.	67-120 Kozuchów, ul. 1 Maja 40	28.02.2001	WCC/715/110W/3/2001/BP	ZPIZD
44	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	87-800 Włodawek, Al. Chopina 6 B	28.02.2001	WCC/157B/106W/3/2001/RW	ZPIZD
45	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	12-221 Ruciane Nida, ul. Kwiatowa 6 A	1.03.2001	WCC/397B/523W/3/2001/RW	ZPIZD
46	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	34-300 Żywiec, ul. Folwark 14	1.03.2001	WCC/277B/323W/3/2001/RW	ZPIZD
47	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	17-100 Bielsk Podlaski, ul. 3 Maja 22	5.03.2001	WCC/187B/344W/3/2001/MJ PCC/203B/344W/3/2001/MJ	ZPIZD
48	Przedsiębiorstwo Komunalne THERMA Sp. z o.o.	43-300 Bielsko-Biała, ul. Grażyńskiego 108	5.03.2001	WCC/75C/161W/3/2001/MJ PCC/82A/161W/3/2001/MJ	ZPIZD
49	P.H.U. Esox Sp. z o.o.	44-310 Radlin, ul. Odległa 138	6.03.2001	PCC/64A/318W/3/2001/ASA	ZPIZD
50	ORLEN Petrogaz Plock Sp. z o.o.	09-400 Plock, ul. Bielska 1	8.03.2001	OPC/133A/W/1/2/2001/MS	ZPIZD
51	Grupa Kęty S.A.	32-650 Kęty, ul. Kościuszki 111	8.03.2001	PPG/88A/693W/1/2/2001/AS OPG/37A/693W/1/2/2001/AS	ZPIZD
52	Przedsiębiorstwo Inżynierii Miejskiej Sp. z o.o.	43-502 Czechowice-Dziedzice, ul. Waryńskiego 4	8.03.2001	PCC/766A/9089W/3/2001/MJ OCC/217A/9089W/3/2001/MJ	ZPIZD
53	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	88-100 Inowrocław, ul. Torowa 40	8.03.2001	PCC/8C/138W/3/2001/RW	ZPIZD
54	Zakład Gospodarki Komunalnej	05-530 Góra Kalwaria, ul. 3-go Maja 10	20.03.2001	WCC/926A/1425W/3/2001/MJ	ZPIZD

55	Huta im. Tadeusza Sendzimir S.A.	30-969 Kraków, ul. Ujastek 1	20.03.2001	PCC/328B/563/W/3/2001/ZJ	ZPIZD
56	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	58-100 Świdnica, ul. Pogodna 1	20.03.2001	WCC/536C/200/W/3/2001/RW PCC/565B/200/W/3/2001/RW	Zmiana nazwy ZPIZD
57	Elektrownia Turów S.A.	59-916 Bogatynia 3, ul. Młodych Energetyków 12	20.03.2001	WCC/471B/1248/W/3/2001/RW PCC/496B/1248/W/3/2001/RW	ZPIZD
58	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	74-300 Myślibórz, ul. Lipowa 13	20.03.2001	WCC/42B/389/W/3/2001/MJ	ZPIZD
59	Zakład Komunalny Kleszczów Sp. z o.o.	97-410 Kleszczów, ul. Główna 41	20.03.2001	WCC/894A/1476/W/3/2001/MJ PCC/493A/1476/W/3/2001/MJ PPG/31A/1476/W/3/2001/MJ OPG/30A/1476/W/3/2001/MJ	ZPIZD
60	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	11-500 Giżycko, ul. Białostocka 35	22.03.2001	WCC/394D/303/W/3/2001/MJ	ZPIZD
61	Przedsiębiorstwo Energetyczne „Megawat” Sp. z o.o.	44-230 Czerwonka – Leszczyny, ul. Młyńska 21 a	23.03.2001	WCC/485A/287/W/3/2001/RW	ZPIZD
62	Harpen Polska Sp. z o.o.	54-413 Wrocław, ul. Klecińska 5	23.03.2001	WCC/742C/11/W/3/2001/RW PCC/773D/11/W/3/2001/RW	ZPIZD
63	Miejskie Zakłady Komunalne Sp. z o.o.	66-470 Kostrzyn n/Odrą, ul. Kopernika 4 a	23.03.2001	WCC/878A/683/W/3/2001/MJ	ZPIZD
64	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	12-200 Pisz, ul. Mickiewicza 39	27.03.2001	WCC/517A/274/W/3/2001/RW	ZPIZD
65	KOBO Sp. z o.o.	21-013 Puchaczów, Bogdanka	27.03.2001	WCC/128B/286/W/3/2001/ZJ PCC/135A/286/W/3/2001/ZJ	ZPIZD
66	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	58-306 Walbrzych, ul. Ogródowa 19	27.03.2001	WCC/494B/193/W/3/2001/RW	ZPIZD
67	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	10-710 Olsztyn, ul. Słoneczna 46	28.03.2001	WCC/35A/156/W/3/2001/ZJ PCC/35B/156/W/3/2001/ZJ	ZPIZD
68	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	33-300 Nowy Sącz, ul. Wiśniowieckiego 56	28.03.2001	WCC/607C/257/W/3/2001/RW	ZPIZD
69	Kombinat Koksowniczy „Zabrze” S.A.	41-800 Zabrze, ul. Pawliczka 1	28.03.2001	WCC/343A/505/W/3/2001/RW	Zmiany nazwy ZPIZD
70	ENMA Sp. z o.o.	46-040 Ozimek, ul. Kolejowa 1	28.03.2001	WCC/386A/304/W/3/2001/ASA PCC/405A/304/W/3/2001/ASA	ZPIZD
71	Media Odra Warta Sp. z o.o.	61-775 Poznań, ul. Wielka 20	28.03.2001	PPG/32A/9878/W/1/2/2001/MS OPG/31A/9878/W/1/2/2001/MS	ZPIZD
72	GIGATERM INVESTMENT Sp. z o.o.	81-366 Gdynia, ul. Batorego 28-32	28.03.2001	WCC/686C/107/W/3/2001/RW PCC/714C/107/W/3/2001/RW	ZPIZD
73	Elektrownie Szczytowo-Pompowe S.A.	00-834 Warszawa, ul. Pańska 73	30.03.2001	WEE/43A/2876/W/1/2/2001/MS	ZPIZD
74	Elektrociepłownia Mielec Sp. z o.o.	39-300 Mielec, ul. Wojska Polskiego 3	30.03.2001	WCC/505B/1334/W/3/2001/RW	ZPIZD
75	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	58-400 Kamienna Góra, ul. Cicha 7	30.03.2001	WCC/582A/440/W/3/2001/RW PCC/610A/440/W/3/2001/RW	ZPIZD
76	KB-GAZ Technologia i Energia Sp. z o.o.	71-333 Szczecin, ul. Krasickiego 4	30.03.2001	WCC/831A/28/W/3/2001/RW	ZPIZD
77	Przedsiębiorstwo Budowlano-Instalacyjne „JANEMMERT”	86-121 Terespol Pomorski, Kozłowo 7 a	30.03.2001	WCC/839B/9565/W/3/2001/RW PCC/896B/9565/W/3/2001/RW OCC/255A/9565/W/3/2001/RW	ZPIZD
78	WARTER Sp. z o.o.	05-500 Piaseczno, ul. Gen. Okulickiego 4	3.04.2001	OPC/120B/2881/W/3/2001/ALK	ZPIZD

KONCESJE

79	Przedsiębiorstwo Energetyczne SYSTEMY CIEPŁOWNICZE S.A.	42-200 Cześćochowa, ul. Polskiej Organizacji Wojskowej 2	5.04.2001	WCC/501C/251/W/3/2001/ZJ PCC/528D/251/W/3/2001/ZJ	ZPIZD
80	Zakład Inżynierii Miejskiej Sp. z o.o.	43-190 Mikolów, ul. Waryńskiego 13	5.04.2001	WCC/87A/271/W/3/2001/MJ PCC/92A/271/W/3/2001/MJ	ZPIZD
81	TRANSPETROL Sp. z o.o.	53-609 Wrocław, ul. Wagonowa 34	6.04.2001	OPC/385A/9307/U/12/2001/AJP	ZPIZD
82	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	66-400 Gorzów Wlkp., ul. Teatralna 28	9.04.2001 25.05.2001	PCC/219B/176/W/3/2001/RW WCC/209B/176/W/3/2001/RW	ZPIZD ZPIZD
83	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	44-335 Jastrzębie Zdrój, ul. Wrocławska 2	10.04.2001	WCC/560B/163/W/3/2001/RW	ZPIZD
84	ORLEN PetroTank Sp. z o.o.	36-145 Wieleka 869	17.04.2001 10.07.2001	OEE/250A/6443/W/3/2001/ALK MPC/56A/6443/W/3/2001/ALK OPC/251C/6443/W/3/2001/ALK MPC/56B/6443/W/2/2001/ALK	ZPIZD ZPIZD
85	Poludniowy Koncern Energetyczny S.A.	43-603 Jaworzno, ul. Promienna 51	19.04.2001	WCC/958A/1883/W/3/2001/ASA PCC/961A/1883/W/3/2001/ASA	ZPIZD
86	PSC - Handel Sp. z o.o.	43-100 Tychy, ul. Fabryczna 11	23.04.2001	OPC/199B/3725/U/12/2001/AJP	ZPIZD
87	Spółka Energetyczna „Jastrzębie” S.A.	44-335 Jastrzębie Zdrój, ul. Rybnicka 6 c	23.04.2001	WEE/40B/1253/W/3/2001/RW	ZPIZD
88	Poznańska Energetyka Ciepła S.A.	60-321 Poznań, ul. Świerawska 18	23.04.2001	WCC/448B/154/W/3/2001/RW PCC/469B/154/W/3/2001/RW	ZPIZD
89	Zespół Elektrociepłowni Poznańskich S.A.	60-960 Poznań, ul. Gdynska 54	23.04.2001	PCC/206A/1270/W/3/2001/RW	ZPIZD
90	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	65-735 Zielona Góra, Batorego 126 a	23.04.2001	WCC/580B/197/W/3/2001/ASA PCC/608B/197/W/3/2001/ASA	ZPIZD
91	PETROTRANSCHEM Sp. z o.o.	02-520 Warszawa, ul. Wiśniowa 40/8	24.04.2001	OPC/963A/552/W/3/2001/MJ	ZPIZD
92	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	14-200 Ilawa, ul. Wojska Polskiego 23	24.04.2001	PCC/9B/281/W/3/2001/ASA	ZPIZD
93	PLUS Spółka Jawna	15-554 Zaścianek, ul. Baranowicka 58	24.04.2001	OPC/964A/862/W/3/2001/MJ	ZPIZD
94	KDM Spółka Jawna	59-921 Sieniawa, Porajów, ul. Mostowa 1	24.04.2001	OPC/776B/830/W/3/2001/MJ	ZPIZD
95	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	72-300 Gryfice, ul. Wałowa 21 B	25.04.2001	WCC/410A/225/W/3/2001/MJ	ZPIZD
96	LUBREM Spółka Jawna K. Dębski, J. Klepacka	20-328 Lublin, ul. L. Herc 3 a	27.04.2001	WCC/670B/526/W/3/2001/ZJ PCC/698B/526/W/3/2001/ZJ	ZPIZD
97	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	66-500 Strzelce Krajeńskie, ul. Kościuszki 5	27.04.2001	PCC/129C/465/W/3/2001/ASA	ZPIZD
98	Gmina Chojna - Zakład Gospodarki Komunalnej	74-500 Chojna, ul. Słowiańska 1	30.04.2001	WCC/632A/802/W/3/2001/ZJ	ZPIZD
99	ARCHEM PETRONEX Sp. z o.o.	50-440 Wrocław, ul. Kościuszki 143	7.05.2001	OPC/1579A/2209/W/3/2001/MJ	ZPIZD
100	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	59-800 Luban, Plac 3-go Maja 11	7.05.2001	WCC/6B/375/W/3/2001/BK	ZPIZD
101	Elektrownia Skawina S.A.	32-050 Skawina, ul. Pilsudskiego 10	9.05.2001	WCC/438B/1267/W/3/2001/ASA	ZPIZD
102	MERCAR J.V. Ltd Sp. z o.o.	61-371 Poznań, ul. Romana Maya 1	9.05.2001	OPC/238A/9284/W/12/2001/ALK	ZPIZD
103	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej TERMEX Sp. z o.o.	12-100 Szczytno, ul. Gen. W. Andersa 2	14.05.2001	WCC/105C/295/W/3/2001/ASA PCC/106A/295/W/3/2001/ASA	ZPIZD
104	Elektrownia Stalowa Wola S.A.	37-450 Stalowa Wola, ul. Energetyków 13	14.05.2001	WCC/260A/1274/W/3/2001/BK WEE/12A/1274/W/3/2001/BK	ZPIZD

105	Ostrowski Zakład Ciepłowniczy S.A.	63-400 Ostrow Wlkp., ul. Wysocka 57	14.05.2001	WCC/241A/203W/3/2001/ZJ PCC/255A/203W/3/2001/ZJ OCC/83B/203W/3/2001/ZJ	ZPIZD
106	Prywatne Przedsiębiorstwo Budowlano-Instalacyjne Szulca A. Andrzeja Szulca	83-400 Kościerzyna, ul. Kościarska Huta 6 B	15.05.2001	OPC/1393A/1876N/3/2001/BP	ZPIZD
107	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	97-400 Belchatów, ul. Wojska Polskiego 132	16.05.2001	PCC/587A/172W/3/2001/ASA	ZPIZD
108	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	22-600 Tomaszów Lub., ul. Lwowska 37 a	21.05.2001	WCC/918A/449W/3/2001/MJ	ZPIZD
109	Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Legnicy S.A.	59-220 Legnica, ul. Poznańska 48	22.05.2001	WCC/130C/157W/3/2001/ZJ	ZPIZD
110	Shell Produkty Polska Sp. z o.o.	02-097 Warszawa, ul Banacha 2	23.05.2001	OPC/13A/3479U/1/2/2001/AJP	ZPIZD
111	Metsa Tissue S.A.	05-520 Konstancin-Jeziorna, ul. Mirkowska 45	7.06.2001	OPC/13B/3479W/1/2/2001/AS	ZPIZD
112	GORGAS Spółka Jawna T., T. Hudzik	38-300 Gorlice, ul. Biecka 78 a	23.05.2001	WCC/381B/618W/3/2001/ZJ	Zmiana nazwy
113	ETPOL Spółka Jawna K. Dzikowski, K. Jacaszek	95-030 Ozorków, ul. Aleksandria 15 a	23.05.2001	PCC/401B/618W/3/2001/ZJ	ZPIZD
114	Stołeczne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej	02-591 Warszawa, ul. Batoiego 2	25.05.2001	PEE/54A/618W/3/2001/ZJ	ZPIZD
115	Komunalna Energetyka Ciepła KOMEC Sp. z o.o.	11-400 Kętrzyn, ul. Górna 8	25.05.2001	OEE/56A/618W/3/2001/ZJ	ZPIZD
116	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	27-200 Starachowice, ul. Radomska 10	31.05.2001	WCC/52D/173W/3/2000/MJ	ZPIZD
117	Spółdzielnia Mieszkaniowa Lokatorsko - Własnościowa	63-800 Gostyń, ul. Łokietka 2	31.05.2001	PCC/55E/173W/3/2000/MJ	ZPIZD
118	PKN ORLEN S.A.	09-411 Płock, ul. Chemiczów 7	1.06.2001	WEE/36C/554W/1/2/2001/AS	ZPIZD
119	Zakład Usług Komunalnych „ENERGOKOM” Sp. z o.o.	37-111 Rakszawa	1.06.2001	WCC/840A/979W/3/2001/BK	Zmiana nazwy
120	Stacja Paliw KARP Spółka Jawna	16-400 Suwałki, ul. Bakalarzewska 90	4.06.2001	PCC/897A/979W/3/2001/BK	ZPIZD
121	Elektrociepłownia Warszawskie S.A.	03-216 Warszawa, ul. Modlińska 15	7.06.2001	OPC/1361A/1714W/1/2/2001/AS	ZPIZD
122	ORLEN PetroTank Sp. z o.o.	39-145 Widelka 869	7.06.2001	WCC/124A/142W/3/2001/MJ	ZPIZD
123	ARKAW	42-200 Częstochowa, ul. Wrocławska 2 D	7.06.2001	OPC/251D/6443W/1/2/2001/ALK	ZPIZD
124	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	78-200 Białogard, ul. Słowiańska 1	7.06.2001	MPC/44A/9633W/1/2/2001/AJP	ZPIZD
125	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	86-105 Świecie n/Wisłą, ul. Ciepła 9	7.06.2001	OPC/655A/9633W/1/2/2001/AJP	ZPIZD
126	Spółka Handlowo-Transportowa MAGIRUS Spółka Jawna J. Krukowski i S-ka	44-117 Gliwice, ul. Andromedy 20/13	11.06.2001	WCC/234D/417W/3/2001/RW	ZPIZD
127	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	86-105 Świecie n/Wisłą, ul. Ciepła 9	7.06.2001	WCC/296A/181W/3/2001/BK	ZPIZD
128	„Łęczyńska Energetyka” Sp. z o.o.	11-700 Mrągowo, Osiedle Parkowe 2 21-013 Puchaczów, Bogdanka	12.06.2001 18.06.2001	OPC/386A/3646W/1/2/2001/AJP WCC/82C/329W/3/2001/BK WCC/128D/286W/3/2001/RW PCC/135B/286W/3/20012/RW	Zmiana nazwy

129	P.P.H.U. „FUELPŁAST” Spółka Jawna	80-175 Gdańsk, ul. Orzechowa 15	19.06.2001	OPC/350A/3398W/2/2001/ALK	ZPIZD
130	Polish Energy Partners S.A.	02-952 Warszawa, ul. Wiertnicza 169	20.06.2001	WEE/104A/782W/2/2001/MS	ZPIZD
131	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	06-100 Pułtusk, ul. Mickiewicza 36	20.06.2001	WCC/367A/418W/3/2001/BK PCC/381A/418W/3/2001/BK	ZPIZD
132	TERMO-TECHNIKA Sp. z o.o.	10-424 Olsztyn, ul. Budowlana 5	25.06.2001	WCC/749C/9150W/3/2001/BK PCC/782C/9150W/3/2001/BK	ZPIZD
133	Miejski Zakład Komunalny	13-300 Nowe Miasto Lubawskie, ul. Działyńskich 8 a	25.06.2001	PCC/772A/1301W/3/2001/MJ	ZPIZD
134	Agencja Poszanowania Energii i Usług Energetyczno-Górnictwowych ENMAG-EG Sp. z o.o.	41-949 Piekary Śląskie, ul. Jana Brzechwy 13	25.06.2001	WCC/424C/1698W/3/2001/RW PCC/445C/1698W/3/2001/RW	ZPIZD
135	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	68-300 Lubsko, ul. XX-lecia 3	25.06.2001	WCC/450B/2594W/3/2001/BK PCC/471B/2594W/3/2001/BK	ZPIZD
136	Kutnowskie Zakłady Farmaceutyczne POLFA S.A.	99-300 Kutno, ul. Sienkiewicza 25	25.06.2001	WCC/527A/1401W/3/2001/MJ PCC/555A/1401W/3/2001/MJ	ZPIZD
137	ORLEN Transport Płock Sp. z o.o.	09-411 Płock, ul. Chemików 7	26.06.2001	OPC/554B/9308U/2/2001/ALK	ZPIZD
138	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	62-100 Wągrowiec, ul. Jeżyka 52	26.06.2001	WCC/272C/422W/3/2001/ASA	ZPIZD
139	OLGROS W., J. Groszek Spółka Jawna	08-110 Siedlce, ul. Stefana Starzyńskiego 13	27.06.2001	OPC/761B/9813W/2/2001/AJP	ZPIZD
140	TANK-MARK P.H.U. Spółka Jawna M. Turkowski, W. Mazurek	64-316 Koszalin, ul. E. Szczemieleckiej 2	29.06.2001	OPC/78B/3937N/3/2001/ASA	ZPIZD
141	EKOOPAL Spółka Jawna Ossowski, Stenka	83-200 Starogard Gdański, ul. Bp. Krasickiego 1	29.06.2001	OPC/328A/9403W/3/3001/BP	ZPIZD
142	Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	85-315 Bydgoszcz, ul. Ks. Józefa Schulza 5	3.07.2001	WCC/113B/250W/3/2001/BK PCC/118B/250W/3/2001/BK	ZPIZD
143	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	66-200 Świebodzin, Osiedle Lużyckie 39	4.07.2001	WCC/183A/386W/3/2001/BK	ZPIZD
144	Miasto Pionki – Miejski Zakład Usług Komunalnych	26-670 Pionki, Al. Lipowe 9	5.07.2001	WCC/732A/464W/3/2001/RW PCC/824B/464W/3/2001/RW	ZPIZD
145	Przedsiębiorstwo Produkcji Strunbetonowych Żerdzi Wirowych WIRBET S.A.	43-400 Ostrów Wlkp., ul. Chłapowskiego 45	5.07.2001	WCC/413A/2599W/3/2001/BK PCC/432A/2599W/3/2001/BK	ZPIZD
146	Fabryka Firanek WISAN S.A.	39-451 Skopanie	9.07.2001	WCC/962A/658W/3/2001/BK	ZPIZD
147	FENICE POLAND Sp. z o.o.	43-300 Bielsko-Biała, ul. Komorowicka 79 A	9.07.2001	WCC/782A/9257W/3/2001/RW	ZPIZD
148	POLAR S.A.	51-210 Wrocław, ul. Gen. T. Bora-Komorowskiego 6	9.07.2001	PCC/110C/460W/3/2001/RW	ZPIZD
149	Południowy Koncern Energetyczny S.A.	40-389 Katowice, ul. Lwowska 23	10.07.2001	WCC/958B/1883W/1/2/2001/MS PCC/961B/1883W/2/2001/MS WEE/100A/1883W/1/2/2001/MS PEE/222A/1883W/2/2001/MS	ZPIZD
150	Wojskowa Agencja Własności Mieszkaniowej	00-973 Warszawa, ul. Chałubińskiego 3 a	11.07.2001	WCC/786B/9356W/3/2001/MJ PCC/823B/9356W/3/2001/MJ OCC/242B/9356W/3/2001/MJ	ZPIZD
151	KAZ-DOLZAMET S.A.	59-225 Chojnów, ul. Fabryczna 1	11.07.2001	WCC/743A/1511W/2/2001/ALK PCC/774A/1511W/2/2001/ALK PEE/154A/1511W/2/2001/ALK OEE/166A/1511W/2/2001/ALK	ZPIZD

152	ORLEN PetroZachód Sp. z o.o.	60-960 Poznań, ul. Syrenia 9	11.07.2001	MPC/16A/9164/W/2/2001/ALK	ZPIZD
153	DALKIA TERMİKA S.A.	00-496 Warszawa, ul. Nowy Świat 7/15	16.07.2001	WCC/688E/W/3/2001/ASA	ZPIZD
154	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	06-500 Mława, ul. Powstańców Styczniowych 3	16.07.2001	WCC/114A/434/W/3/2001/BP PCC/120B/434/W/3/2001/BP	ZPIZD
155	„SKAJ” Spółka Jawna S. Brzymek, J. Perchel, K. Sławek	27-200 Starachowice, ul. Kanalowa 1	16.07.2001	OPC/1490A/1958/W/2/2001/AJP	ZPIZD
156	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	38-700 Ustrzyki Dolne, ul. Przemysłowa 16	16.07.2001	WCC/623C/404/W/3/2001/BK	ZPIZD
157	LIW Spółka Jawna W. Dybilas	43-430 Skoczów, Harbutowice 30	16.07.2001	OPC/1089B/924/W/2/2001/AJP	ZPIZD
158	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	89-604 Chojnice, ul. Cynowy 15	16.07.2001	WCC/22C/337/W/3/2001/MJ PCC/23C/337/W/3/2001/MJ	ZPIZD
159	DA-MO Spółka Jawna Dalkowska-Modzelewski	99-400 Łowicz, ul. Malszyce 2d/2e	18.07.2001	OPC/325B/3320/W/2/2001/AJP	ZPIZD
160	VT - ENERGO Sp. z o.o.	11-040 Dobre Miasto, ul. Fabryczna 21	19.07.2001	WCC/852B/1149/W/3/2001/MJ PCC/911B/1149/W/3/2001/MJ	ZPIZD
161	DEKAL Spółka Jawna W. Dec i wspólnicy	21-100 Lubartów, ul. Przemysłowa 20	19.07.2001	OPC/356B/5023/W/2/2001/AJP	ZPIZD
162	PE-ES ZHS Sp. z o.o.	24-100 Puławy, ul. Północna 18	19.07.2001	MPC/52A/3073/W/2/2001/MS OPC/469A/3073/W/2/2001/MS	ZPIZD
163	Huta Ferrum S.A.	40-241 Katowice, ul. Hutnicza 3	19.07.2001	PCC/231B/657/W/3/2001/MJ	ZPIZD
164	Zakład Usług Komunalnych Sp. z o.o.	83-140 Gniew, ul. Wiślana 6	19.07.2001	WCC/698B/1305/W/2001/BP	ZPIZD
165	Zakład Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	89-400 Szpólno Krajeńskie, ul. Elizy Orzeszkowej 8	19.07.2001	WCC/222A/530/W/3/2001/BK	ZPIZD
166	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	09-100 Płońsk, ul. Przemysłowa 2	23.07.2001	PCC/71A/107/W/3/2001/BK	ZPIZD
167	Elektrociepłownia Tychy S.A.	43-100 Tychy, ul. Przemysłowa 47	23.07.2001	WCC/3B/97/W/2001/BK	ZPIZD
168	Zakład Energo-Mechaniczny Łabędy Sp. z o.o.	44-109 Gliwice, ul. Zawadzkiego 45	23.07.2001	WCC/34A/864/W/3/2001/BK PCC/858A/864/W/3/2001/BK	ZPIZD
169	EKO-OPAL Sp. z o.o.	61-023 Poznań, ul. Średzka 10/12	23.07.2001	OPC/1166B/954/W/2/2001/ALK	ZPIZD
170	Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	78-320 Poleczyn Zdrój, ul. Mieszka I 19	23.07.2001	WCC/682B/1979/W/3/2001/BK	ZPIZD
171	Przedsiębiorstwo Usługowe Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	13-100 Nidzica, ul. Kolejowa 17	24.07.2001	PCC/105A/600/W/3/2001/RW	ZPIZD
172	HALFAR Spółka Jawna	44-373 Wodzisław Śląski, ul. Młodzieżowa 303	24.07.2001	OPC/1125A/1042/W/2/2001/ALK	ZPIZD
173	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	66-530 Drezdenko, ul. Pierwszej Brygady 21	24.07.2001	WCC/152B/1413/W/3/2001/RW	ZPIZD
174	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej	88-300 Mogilno, ul. W. Witosa 6	24.07.2001	WCC/706C/637/W/3/2001/RW	ZPIZD
175	Metaplast System Sp. z o.o.	64-600 Oborniki, ul. Ługowska 7/9	26.07.2001	WCC/697A/103/W/3/2001/BK PCC/723A/103/W/3/2001/BK	ZPIZD
176	Zakład Gospodarki Komunalnej	26-900 Kozienice, ul. Przemysłowa 15	30.07.2001	PCC/261B/561/W/3/2001/MJ	ZPIZD
177	TANK Spółka Jawna W., M. Konczalski	87-100 Toruń, ul. Chrzanowskiego 11	30.07.2001	OPC/496B/9444/W/2/2001/ALK	ZPIZD
178	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej	88-140 Gniewkowo, ul. Kilińskiego 9	30.07.2001	WCC/658B/2254/W/3/2001/BK	ZPIZD
179	Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o.	89-500 Tuchola, ul. Świecka 68	30.07.2001	WCC/890B/256/W/3/2001/BP	ZPIZD
180	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A.	96-300 Żyrardów, ul. Konarskiego 2	30.07.2001	WCC/570B/226/W/3/2001/BP PCC/598C/226/W/3/2001/BP	ZPIZD
181	Ciepłownia Miejska Sp. z o.o.	11-600 Węgorzewo, ul. Chrobrego 4	31.07.2001	WCC/811A/321/W/3/2001/RW PCC/856A/321/W/3/2001/RW	ZPIZD

182	Zakład Usług Komunalnych Sp. z o.o.	26-700 Zwolen, ul. Bogusza 19	31.07.2001	WCC/747C/4957/W/3/2001/RW	ZPIZD
183	Zakłady Chemiczne „Organika Sarzyna” S.A.	37-310 Nowa Sarzyna, ul. Chemików 1	31.07.2001	PCC/789A/683/W/3/2001/ZJ OCC/302A/683/W/3/2001/ZJ	Zmiana nazwy ZPIZD
184	Zespół Elektrociepłowni w Łodzi S.A.	90-975 Łódź, ul. J. Andrzejewskiej 5	31.07.2001	WEE/20A/1268/W/2/2001/MS	ZPIZD
185	Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	71-533 Szczecin, ul. Dembowskiego 6	2.08.2001	PCC/42C/167/W/3/2001/RW	ZPIZD
186	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	14-400 Pasłęk, ul. Piłsudskiego 15	6.08.2001	WCC/330A/381/W/3/2001/RW PCC/341A/381/W/3/2001/RW	ZPIZD
187	E. Mikolajewska	62-800 Kalisz, ul. Sukiennicza 5/2	6.08.2001	OPC/1338A/1039/W/3/2001/MJ	ZPIZD
188	Zakłady Ostrowieckie Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Świętokrzyska 8	7.08.2001	WCC/231A/691/W/3/2001/RW	ZPIZD
189	Huta Cynku Miasteczko Śląskie PP	42-610 Miasteczko Śląskie, ul. Woźnicka 36	7.08.2001	WCC/832A/845/W/3/2001/RW	ZPIZD
190	P.H.U. Stacja Paliw DUET Spółka Jawna	14-200 Iława, ul. Lubawska 5	8.08.2001	OPC/65B/3427/W/3/2001/ASA	ZPIZD
191	OKTAN Spółka Jawna D. Złajka, W. Warko	37-450 Stalowa Wola, ul. Staszica 6/16	8.08.2001	OPC/1355A/1671/W/3/2001/ASA	ZPIZD
192	Relpol Centrum Sp. z o.o.	04-555 Warszawa, ul. B. Czecha 36	9.08.2001	WCC/843A/999/W/3/2001/ASA PCC/899A/999/W/3/2001/ASA	ZPIZD
193	HORNET Spółka Jawna J., E. Szerszeń	06-400 Ciechanów, ul. Płocka 35	9.08.2001	OPC/196B/2963/W/2/2001/AJP	ZPIZD
194	ANIN Spółka Jawna Skolowscy	16-001 Kleosin, ul. Zdrojowa 20	9.08.2001	OPC/618B/9554/W/2/2001/AJP	ZPIZD
195	Przedsiębiorstwo Budownictwa Przemysłowego PUŁAWY S.A.	24-100 Puławy, ul. Słowackiego 2	9.08.2001	WCC/992A/2994/W/3/2001/MJ	ZPIZD
196	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	33-200 Dąbrowa Tarnowska, ul. mjr. Sucharskiego 14	9.08.2001	WCC/611A/539/W/3/2001/RW	ZPIZD
197	Spółka Restrukturyzacji Kopalń S.A.	40-205 Katowice, ul. Kopaliniana 6	9.08.2001	PEE/135A/1493/W/2/2001/MS OEE/141A/1493/W/2/2001/MS	ZPIZD
198	ENERGETYK Sp. z o.o.	59-301 Lubin, ul. M. Skłodowskiej Curie 90	9.08.2001	WCC/392A/141/W/3/2001/MJ	ZPIZD
199	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	98-100 Łask, ul. Mickiewicza 4 A	9.08.2001	PCC/592B/410/W/3/2001/MJ	ZPIZD
200	Zakład Energetyczno-Mechaniczny ENERGETYK Sp. z o.o.	99-320 Żychlin, ul. Narutowicza 72	9.08.2001	WCC/933A/1684/W/3/2001/RW	ZPIZD
201	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	21-400 Łuków, ul. Centralna 3	10.08.2001	WCC/365B/297/W/3/2001/RW	ZPIZD
202	Huta Szkła Warta S.A.	64-410 Sieraków Wielkopolski, ul. Poznańska 35	10.08.2001	WCC/953B/1499/W/3/2001/RW	ZPIZD
203	Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	80-433 Gdańsk-Wrzeszcz, ul. Zawiszy Czarnego 17	13.08.2001	WCC/27D/169/W/3/2001/ZJ	ZPIZD

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

Mpg – magazynowanie paliw gazowych

Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

* ZPIZD – zmiana przedmiotu i zakresu działalności

Tab. 3. Podstawowe parametry charakteryzujące źródła odnawialne i niekonwencjonalne (z EW Włocławek) z uwzględnieniem rodzaju własności

	Moc zainstalow. [MW]	Ilość energii [MWh]	Średnia cena energii [zł/MWh]*
Suma dla kraju ogółem	690,68	1 922 761,10	93,03
Suma dla źródeł obcych	290,60	424 594,10	207,31
Udział źr. obcych w źr. ogółem dla kraju [%]	42%	22%	223%
Suma dla źródeł własnych i zależnych	400,08	1 498 437,00	60,64
Udział źr. wł. i zal. w źr. ogółem dla kraju [%]	58%	78%	65%

* – ceny brutto.

Źródło: badanie ankietowe zakładów energetycznych.

Tab. 4. Podstawowe parametry charakteryzujące źródła odnawialne i niekonwencjonalne (bez EW Włocławek) z uwzględnieniem rodzaju własności

	Moc zainstalow. [MW]	Ilość energii [MWh]	Średnia cena energii [zł/MWh]*
Suma dla kraju ogółem	530,48	1 130 031,10	143,66
Suma dla źródeł obcych	290,60	424 594,10	207,31
Udział źr. obcych w źr. ogółem dla kraju [%]	55%	38%	144%
Suma dla źródeł własnych i zależnych	239,88	705 437,00	105,35
Udział źr. wł. i zal. w źr. ogółem dla kraju [%]	45%	62%	73%

* – ceny brutto.

Źródło: badanie ankietowe zakładów energetycznych.

III.4. Analizując informacje przekazane przez zakłady energetyczne w przekroju uwzględniającym poszczególne technologie wytwarzania otrzymano następujące wyniki:

- A. Dominującą pozycję w zakresie wielkości „zielonych” mocy zainstalowanych oraz ilości energii sprzedanej zakładom energetycznym posiadają elektrownie wodne. Średnia cena z tych elektrowni – wg danych udostępnionych przez ZE – wynosi 67,80 zł/MWh. Wynika to z samej charakterystyki technicznej i ekonomicznej źródeł tego typu oraz prawdopodobnie z faktu, iż stanowią one w znacznej mierze własność ZE bądź należą do spółek kontrolowanych przez ZE. To zaś spowodowało, że ceny zakupu wykazane w ankiecie były zbliżone do kosztów własnych energii produkowanej w EW bądź były równe 0 zł/MWh. Warto przy tym podkreślić, że po wyłączeniu z badanej próby EW Włocławek wielkość mocy zainstalowanych w elektrowniach wodnych obniża się o ok. 33% a wolumen energii sprzedanej do ZE aż o ok. 60%. Średnia cena wzrasta do poziomu 138,86 zł/MWh. Z powyższego można wnioskować o wysokiej efektywności i opłacalności ekonomicznej dużych elektrowni wodnych pracujących na przepływach naturalnych.
- B. Na drugim miejscu pod względem wielkości mocy zainstalowanych oraz sprzedaży energii zakładom energetycznym znalazły się małe elektrownie wodne. Średnia cena w tej grupie przedsiębiorstw wyniosła 141,35 zł/MWh.

Ponadto z informacji przekazanych przez zakłady energetyczne wynika, że wydane zostały warunki przyłączenia dla MEW o łącznej mocy ok. 39,3 MW. Ze względu na długość procesu inwestycyjnego większość tych inwestycji nie podejmie produkcji w bieżącym roku.

- C. Źródła opalane biogazem znalazły się na trzecim miejscu pod względem wielkości mocy zainstalowanych oraz wolumenu energii sprzedanej do sieci ZE. Przy czym średnia cena energii elektrycznej pochodzącej z tych źródeł jest najwyższa spośród wszystkich technologii wytwarzania stosowanych w OZE i wyniosła w 2000 roku średnio 249,32 zł/MWh.
- D. Źródła opalane biomasa oraz elektrownie wiatrowe stanowiły w okresie badawczym marginalną część polskiej elektroenergetyki niekonwencjonalnej i odnawialnej. Średnie ceny w tych źródłach wyniosły odpowiednio: 132,42 zł/MWh w źródłach opalanych biomasa i 235,89 zł/MWh w elektrowniach wiatrowych. Ponadto z informacji przekazanych przez zakłady energetyczne wynika, że wydane zostały warunki przyłączenia dla elektrowni wiatrowych o łącznej mocy 380 MW, biogazowych 11,3 MW. Ze względu na długość procesu inwestycyjnego zdecydowana większość tych inwestycji nie podejmie produkcji w bieżącym roku. Ww. wyniki przedstawiono w Tabeli nr 5 oraz na wykresach 1–4.

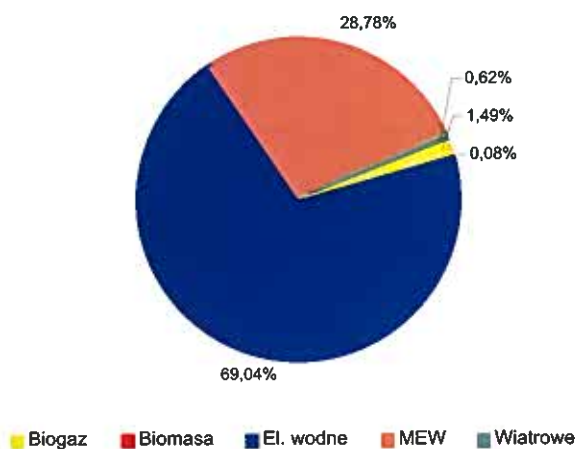
Tab. 5. Podstawowe parametry charakteryzujące źródła odnawialne i niekonwencjonalne w podziale na poszczególne technologie wytwarzania

	Moc zainstal. [MW]	Ilość energii [MWh]	Średnia cena energii ogółem kraj [z/MWh]
SUMA biogaz	10,272	31612,50	249,32
SUMA biomasa	0,58	55,00	132,42
SUMA wodne	476,825	1316318,98	67,80
SUMA wodne ¹	316,625	523588,98	138,86
SUMA MEW	198,751	569470,29	141,35
SUMA wiatrowe	4,252	5304,33	235,89

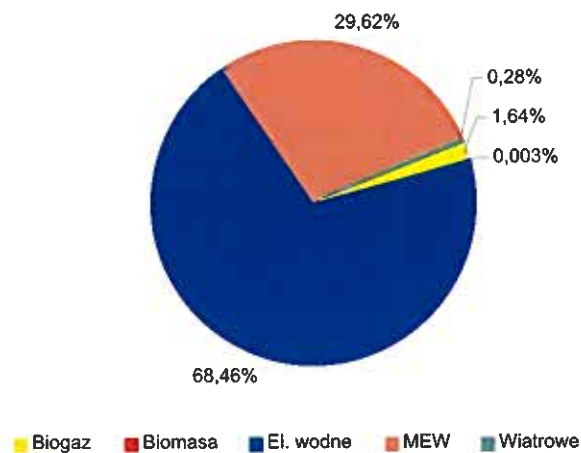
¹ Bez uwzględnienia EW Włocławek.

Źródło: badanie ankietowe zakładów energetycznych.

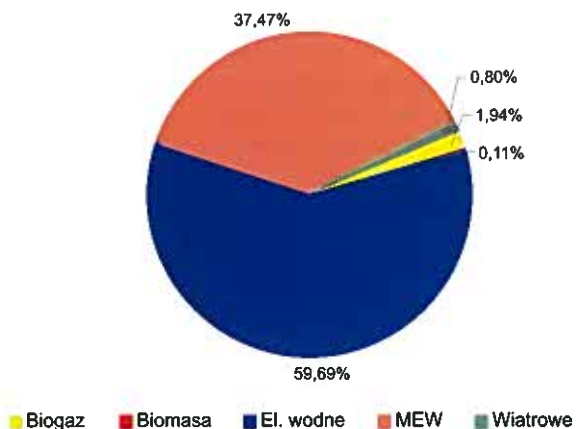
Wykres 1. Udział mocy zainstalowanej w poszczególnych typach OZE ogółem w 2000 r. [MW]



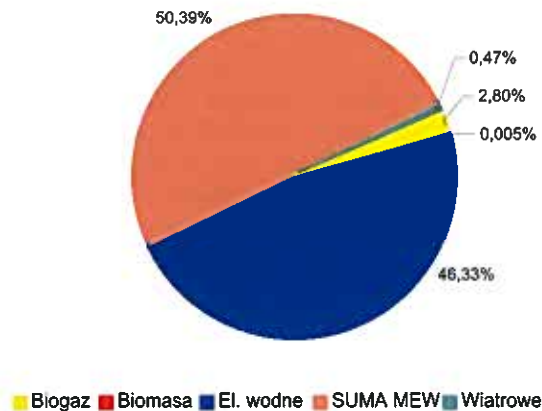
Wykres 2. Udział ilości energii elektrycznej wytworzonej w poszczególnych typach OZE ogółem w 2000 r. [MWh]



Wykres 3. Udział mocy zainstalowanej w poszczególnych typach OZE (bez EW Włocławek) w 2000 r. [MW]



Wykres 4. Udział ilości energii elektrycznej wytworzonej w poszczególnych typach OZE (bez EW Włocławek) w 2000 r. [MWh]



IV. Szacunek wykonania w roku 2001 obowiązku zakupu energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych

Z projektów planów rozwoju przekazanych przez zakłady energetyczne w maju i czerwcu 2001 r. do uzgodnienia z Prezesem URE wynika, że planowany przez zakłady energetyczne zakres dostaw energii elektrycznej w 2001 r. wynosi 99 776 556 MWh. W roku 2000 spółki sprzedały 101 616 834 MWh (z uwzględnieniem odbiorców korzystających z TPA).

Z § 2 pkt 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. Nr 122, poz. 1336), wynika, że w 2001 r. obowiązek zakupu energii „zielonej” dotyczy 2,4% całkowitej rocznej sprzedaży, co oznacza że zakłady energetyczne będą miały obowiązek zakupu ok. 2 400 GWh „zielonej” energii elektrycznej.

Z powyższego wynika, że w stosunku do zakupów energii „zielonej” dokonanych w roku 2000 (ok. 1 922 760 MWh – por. pkt III.1.) różnica wynosi ok. 500 GWh.

Z informacji ZE wynika również, że w roku 2000 nie produkowało bądź nie oddawało energii elektrycznej do sieci ZE z różnych względów (remonty, modernizacje, praca na potrzeby własne):

- 0,835 MW mocy zainstalowanej na biogazie,
- 68,1 MW mocy zainstalowanej w EW,
- 2,481 MW mocy zainstalowanej w MEW,
- 0,265 MW mocy zainstalowanej w el. wiatrowych.

Brak danych nie pozwala stwierdzić jaka część mocy zainstalowanej OZE nie będzie produkowała na sprzedaż energii elektrycznej w roku bieżącym z podobnych względów.

Wg informacji przekazanej przez zakłady energetyczne wg stanu na maj 2001 do tego czasu nastąpił wzrost mocy zainstalowanej OZE w stosunku do roku 2000 o ok. 6 MW.

Zakładając, że moce te będą wykorzystane w 60%, będą one w stanie wyprodukować ok. 31 500 MWh.

Na podstawie powyższych danych przekazanych przez zakłady energetyczne, można wnioskować, że obowiązek zakupu energii elektrycznej w roku 2001 kształtujący się na poziomie ok. 2 400 GWh nie zostanie wykonany. Można szacować, że wg stanu na czerwiec 2001 r. w bilansie zakładów energetycznych będzie brakowało ok. 450 GWh energii z OZE. Należy jednak pamiętać, że ankieta obejmowała tylko zakłady energetyczne, natomiast § 1 ust. 1 powołanego rozporządzenia nakłada obowiązek zakupu na „przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną (...)”.

Poza zakładami energetycznymi w roku 2000 energię ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych w ilości 180 GWh zakupiły również Polskie Sieci Elektroenergetyczne. Sprzedaż PSE S.A. dla odbiorców końcowych w 2000 r. wyniosła zaś ok. 732 760 MWh. Przy założeniu utrzymania się tych wielkości w roku 2001 na poziomie roku ubiegłego można szacować, że odbiorcy końcowi otrzymają w bieżącym roku ok. 100 509 GWh energii elektrycznej a podaż energii elektrycznej z OZE ukształtuje się na poziomie ok. 2 134 GWh. Wówczas do wypełnienia obowiązku zakupu brakowałoby ok. 280 GWh energii elektrycznej z OZE (przy powyższych założeniach).

Niezależne badania rynku energii odnawialnej wykonała także Agencja Rynku Energii S.A. Wynika z nich, że w roku 2000 zakłady energetyczne wraz z PSE S.A. sprzedały odbiorcom końcowym, ze wszystkich źródeł 101 239 GWh energii, w tym 2 139 GWh pochodziło ze źródeł odnawialnych. Oznacza to, że udział energii z OZE wyniósł 2,11%. Do wypełnienia obowiązku zakupu brakuje zatem, według danych ARE, ok. 290 GWh energii.

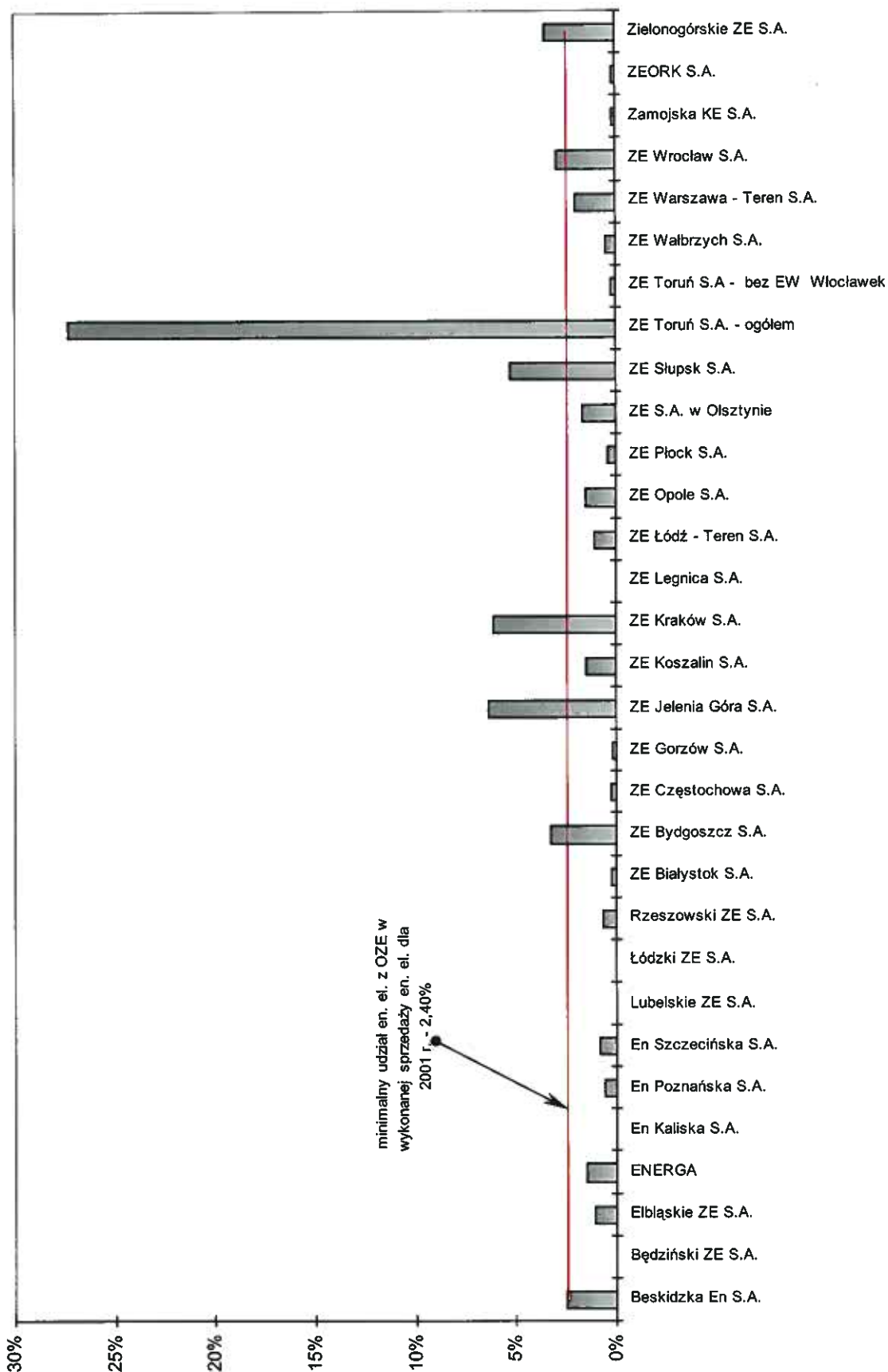
Natomiast według własnych szacunków jakie przeprowadziła PSE – ELEKTRA Sp. z o.o. do zapewnienia realizacji obowiązku zakupu zabraknie w roku 2001 ok. 50 – 250 GWh energii ze źródeł odnawialnych.

Opracowano w Departamencie Planów i Analiz URE

Zatwierdzone taryfy dla ciepła publikowane są w wojewódzkich dziennikach urzędowych, właściwych dla obszaru działania przedsiębiorstwa energetycznego.

Załącznik 1.

Udział energii elektrycznej z OZE w wykonanej, w roku 2000, całkowitej sprzedaży przez ZE energii (w odniesieniu do obowiązku zakupu)



USTALANIE STRAT MOCY CIEPLNEJ W SIECI CIEPŁOWNICZEJ

Witold Cherubin

Wiele wątpliwości i spornych spraw rozstrzyganych przez Prezesa URE, dotyczących przepisów wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne, wynika z literalnego interpretowania pojedynczych postanowień, bez głębszej analizy zarówno przepisów regulujących daną problematykę, jak też znaczenia poszczególnych pojęć w sensie technicznym i fizycznym. Przykładem tego są m.in. wątpliwości i spory dotyczące pojęcia „moc cieplna”. Niniejszy artykuł ma na celu wyjaśnienie tego pojęcia, jak również problemów związanych ze zmianami i niejednoczesnością szczytowego poboru mocy cieplnej dla różnych potrzeb oraz stratami mocy cieplnej podczas przesyłania.

Aby wyjaśnić fizyczne znaczenie mocy cieplnej trzeba przypomnieć, że w przyrodzie występują różne postacie energii, a jeden jej rodzaj może być zamieniony na inny w wyniku przemian energetycznych. Zasada ta jest znana jako **prawo zachowania i przemiany energii**, zgodnie z którym sumaryczna ilość wszystkich rodzajów energii jest stała, gdyż może ona przechodzić z jednego rodzaju w drugi. Dzięki temu możliwe jest m.in. uzyskiwanie ciepła w wyniku spalania paliwa, którego energia chemiczna jest zamieniana na energię cieplną spalin, a ciepło zawarte w spalinach, wykorzystywane w różnych procesach technicznych, między innymi do podgrzewania wody i innych cieczy oraz wytwarzania pary.

Jednakże **ciepło** powstaje nie tylko w wyniku spalania różnych materiałów, ale również przy wykonywaniu pracy przez urządzenia mechaniczne lub elektryczne, w wyniku promieniowania słonecznego i reakcji chemicznych lub termojądrowych, a także w wyniku przemiany materii w organizmach żywych itd. Na ciepło można zamienić każdy rodzaj energii, natomiast ciepło tym się różni od innych rodzajów energii, że nie wykonuje pracy, a pojęcie energii cieplnej jest związane z chaotycznym ruchem cząsteczek, tworzących dany układ fizyczny, przy czym energia cieplna jest przekazywana w drodze **wymiany ciepła**, a jej miarą jest temperatura.

Wymiana ciepła może zachodzić między różnymi ośrodkami (gazem, cieczą, ciałem stałym), a ponadto ciepło ma właściwość przenikania przez przegrody oddzielające te ośrodki (przewodzenie, promieniowanie i unoszenie ciepła). Intensywność wymiany ciepła zależy od różnicy temperatur i warunków panujących w „sąsiednich” ośrodkach i materiału, z którego wykonano oddzielającą je przegrodę. Dla przykładu: wymiana ciepła między ogrzewanym obiektem i otaczającym go powietrzem jest tym intensywniejsza im gorsze są właściwości izolacyjne przegród budowlanych oraz im większa jest różnica temperatury wewnątrz i na zewnątrz obiektu, a także im większa jest wilgotność i silniejszy ruch powietrza otaczającego obiekt (prędkość wiatru).

W technice cieplnej, zwłaszcza w procesie wymiany ciepła, wykorzystuje się szczególne właściwości gazów i cieczy, które nie posiadają własnego kształtu i mogą zmieniać stan skupienia (skraplanie, parowanie, krzepnięcie). Dzięki temu zarówno gazy (np. spaliny, powietrze), jak też para wodna oraz woda i inne ciecze są wykorzystywane jako **nośnik ciepła** w różnych procesach technicznych (technologicznych), w których następuje wymiana ciepła.

Na tym tle konieczne jest przypomnienie, że zgodnie z zasadami fizyki **moc** jest to praca wykonana w jednostce czasu, a pomiar mocy silników, turbin itp. jest wykonywany przy pomocy specjalnych hamulców dynamometrycznych (mechanicznych, hydraulicznych lub elektrycznych), zaś pomiaru mocy elektrycznej dokonuje się przy pomocy watomierzy.

Natomiast w technice cieplnej stosowane jest *umowne pojęcie moc cieplna*, którą określa się jako ilość ciepła dostarczonego lub odebranego w jednostce czasu, przy czym dla określenia ilości ciepła konieczne jest jednocześnie dokonanie wielu pomiarów oraz obliczeń według następującego algorytmu:

$$Q = V_z \times i_z - V_p \times i_p$$

gdzie:

- Q** – ilość ciepła dostarczonego w danym okresie czasu,
- V_z** – ilość nośnika ciepła dostarczonego w danym okresie czasu,
- V_p** – ilość nośnika ciepła zwróconego w danym okresie czasu,
- i_z** – średnia entalpia nośnika ciepła dostarczonego w danym okresie czasu,
- i_p** – średnia entalpia nośnika ciepła zwróconego w danym okresie czasu.

Trzeba wyjaśnić, że entalpia to pojęcie określające jedną z funkcji stanu termodynamicznego pary lub gorącej wody (bądź skroplin) i jest ona zależna od ich temperatury i ciśnienia. Entalpia może być interpretowana jako wielkość fizyczna, określająca ilość ciepła zawartą w jednostce masy nośnika ciepła o określonych parametrach.

Mocy cieplnej nie można więc zmierzyć i musi ona być obliczana, przy czym należy wyjaśnić że:

- a) w przypadku sieci parowych bez zwrotu skroplin ilość dostarczonego ciepła jest obliczana przy pomocy uproszczonego algorytmu: $Q = V_z (i_z - i_u)$ gdzie: **i_u** – średnia entalpia wody uzupełniającej ubytki nośnika ciepła w obiegu kotłowym, a pozostałe oznaczenia jak poprzednio,
- b) w przypadku sieci wodnych, w których nośnik ciepła krąży w obiegu zamkniętym ($V_z = V_p$), w zależności od

miejsca zainstalowania przepływomierza, ilość ciepła jest obliczana przy pomocy uproszczonego algorytmu:

$$Q = V_z (I_z - I_p) \text{ lub } Q = V_p (I_z - I_p)$$

gdzie oznaczenia jak poprzednio.

W celu obliczenia ilości ciepła konieczne jest więc zastosowanie przepływomierza do pomiaru ilości nośnika ciepła oraz przyrządów mierzących parametry nośnika ciepła (aby określić jego entalpię). Ilość tych przyrządów zależy od rodzaju nośnika ciepła, a w przypadku pary także od tego czy jest to para przegrzana czy nasycona oraz czy występuje zwrot kondensatu.

Należy podkreślić, że urządzenia do pomiaru parametrów nośnika ciepła (termometry i ciśnieniomierze) oraz niektóre rodzaje przepływomierzy (np. ultradźwiękowe) dokonują tylko chwilowego pomiaru mierzonych wielkości. Dla określenia ilości dostarczonego nośnika ciepła oraz średnich wartości entalpii w okresie rozliczeniowym niezbędne jest więc stosowanie układów rejestrujących wskazania tych urządzeń i sumowanie ich wskazań, przy czym w sieciach parowych ze zwrotem skroplin konieczne jest obliczenie ilości ciepła zawartego w dostarczonej parze i w zwróconych skroplinach.

W przypadku starszego typu rejestratorów taśmowych konieczne jest pracochłonne planimetrywanie wykresów i obliczanie (przez pracowników) ilości ciepła dostarczonego w okresie rozliczeniowym, przy czym błędy planimetrywania są niezwykle trudne do udowodnienia, a dość gruba linia na taśmie może powodować nawet znaczne różnice w obliczeniu ilości ciepła. Obecnie możliwe jest stosowanie układów elektronicznych (przeliczników), które automatycznie przetwarzają sygnały przekazywane przez urządzenia pomiarowe i sumują ich chwilowe wskazania oraz obliczają średnie wartości entalpii, ilość nośnika ciepła i ilość ciepła dostarczonego w okresie rozliczeniowym.

Do określenia ilości ciepła dostarczanego w postaci gorącej wody służy **cieplomierz**, który składa się z przepływomierza do pomiaru ilości lub natężenia przepływu wody i termometrów do pomiaru temperatury wody w rurociągu zasilającym i powrotnym oraz układu elektronicznego, obliczającego ilość ciepła (stosowane są różnego typu przetworniki przepływu, termometry i przeliczniki wskazujące).

Trzeba przy tym zwrócić uwagę, że dla powszechnie stosowanych cieplomierzy klasy 5 (wg międzynarodowego zalecenia dla cieplomierzy OIML R 75 „Heat Meaters R 75”) graniczny dopuszczalny błąd względny pomiaru, obliczony w stosunku do poprawnej ilości ciepła, wynosi nawet do $\pm 8\%$, co wynika z nakładania się błędów pomiaru przepływomierza (przetwornika przepływu) i dwóch termometrów (czujników temperatury).

Ponieważ mocy cieplnej nie można zmierzyć, jest ona obliczana jako ilość ciepła dostarczonego (odebranego) w jednostce czasu według wzoru:

$$N = Q : T$$

gdzie:

N – moc cieplna, średnia w okresie czasu „T” [kW lub MW],

Q – ilość ciepła dostarczonego (odebranego) w okresie czasu „T” [kWh lub MWh],

T – okres czasu, w którym trwało dostarczanie (pobór) ciepła [h].

Niekiedy w cieplomierzach stosuje się dodatkową pamięć i układ elektronicznego przetwarzania zapisanych w niej danych, w celu obliczenia średniego poboru mocy cieplnej w danym okresie czasu (np. w ciągu godziny, doby itp.). Jednakże powoduje to wzrost kosztów produkcji cieplomierzy, a tym samym wzrost kosztów zaopatrzenia w ciepło.

Powszechnie występujący w sezonie grzewczym pobór ciepła na ogrzewanie i wentylację wynika ze strat ciepła wskutek różnicy temperatury powietrza wewnątrz i na zewnątrz ogrzewanych obiektów, natomiast pobór ciepła dla potrzeb technologicznych i do podgrzewania wody wodociągowej (cieplej wody) zależy od wielu czynników i występuje przez cały rok (z wyjątkiem odbiorców sezonowych).

Pobór ciepła na ogrzewanie i wentylację obiektów występuje u wszystkich odbiorców, a chwilowy pobór mocy cieplnej dla pokrycia tych potrzeb określa następująca zależność:

$$N = K \times q_b (t_w - t_z)$$

gdzie:

N – moc cieplna, potrzebna do ogrzania i wentylacji obiektu [kW lub MW],

K – kubatura obiektu [m³],

q_b – charakterystyka cieplna (jednostkowe straty ciepła) obiektu [kW/m³ °C lub kW/m³ K],

t_w – temperatura wewnątrz obiektu [°C lub K],

t_z – temperatura zewnętrzna [°C lub K].

Moc cieplna potrzebna do ogrzania i wentylacji obiektu jest wprost proporcjonalna do temperatury zewnętrznej, gdyż temperatura wewnątrz obiektu i pozostałe wielkości w powyższym wzorze mają dla danego obiektu wartości stałe. Pobór mocy cieplnej na potrzeby ogrzewania i wentylacji zmienia się więc w zależności od temperatury zewnętrznej, co wymaga regulacji ilości ciepła dostarczanego do sieci ciepłowniczej i poszczególnych obiektów.

Pobór ciepła na potrzeby technologiczne występuje tylko u niektórych odbiorców, a wielkość chwilowego poboru mocy cieplnej zależy od rodzaju procesów produkcyjno-technologicznych i skali produkcji. Wielkość i przebieg zmian poboru mocy cieplnej w czasie (w ciągu godziny, doby, tygodnia, miesiąca i roku) zależy od charakteru potrzeb cieplnych i harmonogramu pracy poszczególnych odbiorców ciepła, przy czym dla odbiorców o cyklicznym charakterze pracy (np. autoklawy, wyparki itp.) stosuje się zazwyczaj odpowiednie programowanie ich czasu pracy. Wynika to z dążenia do ograniczenia szczytowego poboru mocy cieplnej, gdyż nawet krótkotrwały jednoczesny pobór ciepła przez wszystkie odbiorniki powodowałby gwałtowny wzrost poboru mocy cieplnej z sieci ciepłowniczej i źródła ciepła. Wymagaloby to zapewnienia odpowiednio dużej mocy cieplnej w źródle ciepła i przepustowości sieci oraz ich przystosowania do warunków pracy, w których występują gwałtowne i duże zmiany poboru mocy cieplnej, co spowodowałoby wzrost kosztów inwestycyjnych, a tym samym wzrost kosztów zaopatrzenia w ciepło.

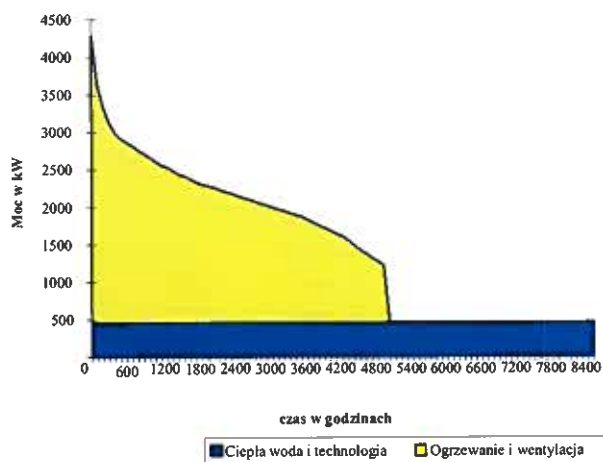
Pobór ciepła na podgrzewanie wody (ciepłą wodę) rów-

niez nie występuje u wszystkich odbiorców, a wielkość chwilowego poboru mocy cieplnej zależy od rodzaju tych odbiorców. Wielkość i przebieg zmian poboru mocy cieplnej w czasie zależy głównie od pory dnia oraz dnia tygodnia, a w mniejszym stopniu od pory roku (zwiększony pobór ciepłej wody występuje wieczorem i od piątku do niedzieli).

Proces wytwarzania ciepła w specjalnie zbudowanych w tym celu **źródłach ciepła** (ciepłowniach i elektrociepłowniach) obejmuje zjawiska fizyczne, zachodzące w różnych urządzeniach i instalacjach, w tym także w procesach technologicznych¹⁾. Gdy ciepło jest sprzedawane innym odbiorcom, jest ono przesyłane **siecią ciepłowniczą** za pośrednictwem nośnika ciepła i poprzez **przyłącza** dostarczane do **węzłów cieplnych**.

W polskich systemach ciepłowniczych wielkość poboru mocy cieplnej zależy głównie od czynników zewnętrznych (warunków atmosferycznych i klimatycznych), na które dostawca i odbiorca nie mają wpływu. Ponadto w rozgałęzionych sieciach ciepłowniczych, do których są przyłączone obiekty o różnym charakterze, szczytowy pobór mocy cieplnej nie występuje jednocześnie we wszystkich obiektach. Powoduje to duże zróżnicowanie poboru mocy cieplnej (ilości ciepła) w lecie i w sezonie grzewczym, co ma istotny wpływ na poziom kosztów dostarczania ciepła i przychodów z jego sprzedaży. Poniżej na tzw. uporządkowanym wykresie wykorzystania mocy cieplnej w zależności od warunków atmosferycznych przedstawiono zmiany poboru mocy cieplnej w ciągu roku:

Uporządkowany wykres wykorzystania mocy cieplnej w ciągu roku



Wykres ten ilustruje wykorzystanie mocy cieplnej na ogrzewanie i wentylację w przeciętnym sezonie grzewczym oraz średnie w ciągu roku wykorzystanie mocy cieplnej na potrzeby technologiczne i do podgrzewania wody wodociągowej. Średni pobór mocy cieplnej na potrzeby grzewczo-wentylacyjne jest w sezonie grzewczym ok. 2-krotnie mniejszy od maksymalnego poboru mocy cieplnej, a w okresie letnim pobór mocy cieplnej jest ograniczony tylko do podgrzewania wody wodociągowej i potrzeb techno-

1) Ciepło powstające w procesach technologicznych (np. hutach, przemyśle chemicznym itd.), można wykorzystać w tzw. kotłach odzysknicowych do wytwarzania pary lub podgrzewania wody albo innej cieczy.

logicznych. Należy podkreślić, że dobór urządzeń w źródle ciepła, sieci ciepłowniczej i węzłach cieplnych musi zapewnić pokrycie maksymalnego poboru mocy cieplnej, jaki może wystąpić w ciągu roku, mimo że jest on krótkotrwały (kilkadziesiąt godzin w roku), a niekiedy w ogóle nie występuje (łagodne zimy).

Ilość dostarczonego ciepła jest zilustrowana jako pole wykresu (MWh), stanowiące iloczyn wielkości poboru mocy cieplnej (MW) i czasu jej wykorzystania (h). Dla określenia ilości ciepła w GJ stosuje się przeliczenie: **1 MWh = 3,6 GJ**.

Jak już wspomniano ciepło jest dostarczane za pośrednictwem nośnika ciepła, którym najczęściej jest para lub gorąca woda. Temperatura pary dostarczanej ze źródła ciepła do sieci jest stała, a jej pobór jest regulowany przy odbiornikach, przy czym stosuje się parę nasyconą (głównie w procesach technologicznych) i przegrzaną (głównie w procesach energetycznych). Natomiast temperatura gorącej wody dostarczanej do sieci może być stała (np. pobór ciepła na cele technologiczne) lub zmienna (np. pobór ciepła na ogrzewanie, zależnie od warunków atmosferycznych), a ilość ciepła dostarczanego do sieci jest regulowana w źródle ciepła.

Podczas przesyłania ciepła występują **straty ciepła** i **straty nośnika ciepła** w rurociągach, przy czym wielkość strat ciepła nie zależy od stopnia obciążenia sieci (natężenia przepływu) lecz od wymiarów geometrycznych rurociągów (długości i średnicy) oraz intensywności wymiany ciepła z otoczeniem (jakości izolacji cieplnej), zaś ilość traczonego nośnika zależy od stanu technicznego sieci (przecieki, awarie itd.).

Straty ciepła podczas przesyłu powodują obniżenie temperatury transportowanego nośnika ciepła (temperatura nośnika dostarczanego odbiorcom jest niższa niż wychodzącego ze źródła ciepła itd.). Oznacza to, że ilość ciepła dostarczonego w określonym przedziale czasu (godzina, doba, miesiąc, rok) ze źródła ciepła do sieci jest większa od ilości ciepła dostarczonej w tym okresie odbiorcom. Ma to istotne znaczenie przy określaniu szczytowego poboru mocy cieplnej, jaki może wystąpić w źródle ciepła i poszczególnych węzłach cieplnych, gdyż od tego zależy dobór urządzeń (kotłów, wymienników, pomp itd.), co wpływa na wysokość nakładów inwestycyjnych, a tym samym na poziom kosztów zaopatrzenia w ciepło.

Należy wyjaśnić, że ocena strat ciepła w sieci ciepłowniczej na podstawie wskazań ciepłomierzy może prowadzić do błędnych wniosków, gdyż ich graniczny (dopuszczalny) błąd względny pomiaru wynosi nawet do $\pm 8\%$. W skrajnym przypadku różnica wskazań ciepłomierza w źródle ciepła i sumy wskazań ciepłomierzy w węzłach cieplnych może więc sięgać $+16\%$ lub -16% . Podobne różnice mogą występować między wskazaniami ciepłomierzy w grupowych węzłach cieplnych i sumą wskazań ciepłomierzy w obiektach zasilanych z tych węzłów. Ponieważ przeciętne względne straty ciepła podczas eksploatacji sieci ciepłowniczych w ciągu roku wynoszą ok. 14% (w zimie $7-10\%$, ale w lecie nawet powyżej 40%), nałożenie się omawianych błędów pomiarów i faktycznych strat ciepła może prowadzić do błędnych wniosków, że straty ciepła podczas przesyłu wynoszą

w skrajnych przypadkach aż 30% co jest oczywistym absurdem (przy projektowaniu izolacji cieplnej rurociągów przyjmuje się względne straty ciepła na poziomie ok. 5% maksymalnej mocy cieplnej, jaką można transportować danym rurociągiem²⁾). Dlatego bliższa prawdy jest ocena strat ciepła podczas przesyłu na podstawie pomiaru temperatury wody w różnych punktach sieci, gdyż błąd pomiaru jest wówczas znacznie mniejszy (błąd pomiaru dla termometrów przemysłowych wynosi ok. $\pm 2\%$, a dla termometrów laboratoryjnych nie przekracza $\pm 1\%$).

Jak już wspomniano, w rozgałęzionych sieciach ciepłowniczych szczytowy pobór mocy cieplnej nie występuje jednocześnie we wszystkich przyłączonych do sieci obiektach, zwłaszcza gdy są to obiekty o różnym charakterze. Ma to istotne znaczenie dla ustalenia największej mocy cieplnej oddawanej ze źródła ciepła do sieci, czyli **przyłączeniowej mocy cieplnej**. Moc ta może być określona na podstawie następującego algorytmu: $N_p = w_n \times \sum N_o + N_s$ gdzie:

- N_p – moc przyłączeniowa dla określonej sieci ciepłowniczej [MW],
- $w_n \leq 1$ – współczynnik niejednoczesności poboru szczytowej mocy cieplnej przez odbiorców,
- $\sum N_o$ – suma mocy cieplnej zamówionej przez odbiorców [MW],
- N_s – strata mocy cieplnej podczas przesyłania siecią ciepłowniczą.

Poniżej podano przykład obliczenia przyłączeniowej mocy cieplnej i **straty mocy cieplnej** dla sieci ciepłowniczej, w której dla warunków obliczeniowych:

- suma mocy cieplnej zamówionej przez odbiorców wynosi 9,54 MW
- natężenie przepływu wody wychodzącej ze źródła ciepła wynosi 132,3 m³/h, czyli 132,3 t/h,
- temperatura wody wychodzącej ze źródła ciepła wynosi 135 °C,
- temperatura wody powracającej do źródła ciepła wynosi 70 °C,
- różnica temperatury wody w źródle ciepła wynosi 65 °C, a odpowiadająca jej entalpia wynosi 0,0756 kWh/kg,
- temperatura wody dostarczanej do najdalej położonego odbiorcy wynosi 131 °C,
- temperatura wody zwracanej przez najdalej położonego odbiorcę wynosi 72 °C,

2) Maksymalna moc cieplna jaką można przesyłać rurociągiem jest ograniczona szybkością przepływu nośnika ciepła w tym rurociągu. Zbyt duża szybkość przepływu spowodowałaby wzrost oporów hydraulicznych i znaczny wzrost kosztów zaopatrzenia w ciepło (wzrost zużycia energii elektrycznej na pompowanie wody itp.).

- różnica temperatury wody „sieciowej” u najdalej położonego odbiorcy wynosi 59 °C.

Obliczona na podstawie tych danych moc cieplna oddawana ze źródła ciepła do sieci ciepłowniczej (moc przyłączeniowa) wynosi: 132 300 kg/h x 0,0756 kWh/kg = 10 002 kW.

Określenie współczynnika niejednoczesności poboru szczytowej mocy cieplnej przez odbiorców wymaga określenia średniej różnicy temperatury wody zasilającej i powrotnej w sieci ciepłowniczej dla warunków obliczeniowych i obliczenia na tej podstawie mocy cieplnej dostarczonej odbiorcom. W analizowanej sieci średnia różnica temperatury wody „sieciowej” wynosi: (65 + 59) : 2 = 62 °C, a odpowiadająca jej entalpia = 0,0721 kWh/kg.

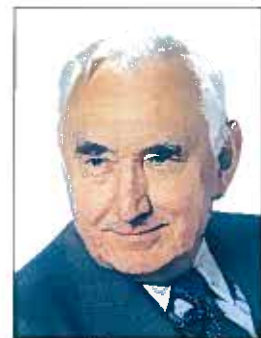
Można więc przyjąć, że suma mocy cieplnej dostarczonej odbiorcom wynosi:

$$132\ 300\ \text{kg/h} \times 0,0721\ \text{kWh/kg} = 9\ 539\ \text{kW}$$

W analizowanej sieci współczynnik niejednoczesności poboru szczytowej mocy cieplnej przez odbiorców wynosi: 9 539 kW : 9 540 kW = 0,9998774 (praktycznie = 1,00)

Natomiast *strata mocy cieplnej podczas przesyłania* wynosi 10 002 kW – 9 539 kW = 463 kW.

Przedstawiając powyższe wyjaśnienia trzeba zwrócić uwagę, że strata mocy cieplnej podczas przesyłania siecią ciepłowniczą wynika z obniżenia różnicy temperatury wody „sieciowej”, co ma ścisły związek ze średnicą rurociągów i długością tej sieci. Dlatego w niewielkich (np. osiedlowych) sieciach ciepłowniczych spadek temperatury wody „sieciowej” jest nieznaczny, a strata mocy cieplnej w tych sieciach jest pomijalna. Wyjątek mogą stanowić sieci w złym stanie technicznym, ale wówczas konieczne jest wyjaśnienie przyczyn takiego stanu, gdyż strat wynikających z zaniedbań nie można uznać jako uzasadnionych. Również współczynnik niejednoczesności poboru szczytowej mocy cieplnej w obiektach przyłączonych do takich sieci jest praktycznie równy „1”. W związku z tym można przyjąć, że dla niewielkich sieci ciepłowniczych zarówno strata mocy cieplnej podczas przesyłania, jak i współczynnik niejednoczesności poboru szczytowej mocy cieplnej są pomijalne, a wówczas przyłączeniową moc cieplną można określać jako sumę mocy cieplnej zamówionej przez odbiorców.



Autor jest doradcą Prezesa URE

STRATEGIA URYNKOWIENIA SEKTORA GAZOWNICTWA

Marzanna Kwiecień

Pod tym hasłem zwykle się rozumieć ogół zadań, których realizacja powinna przywieść do wprowadzenia i ugruntowania stosunków rynkowych w tym sektorze. Z reguły zadania te mają zróżnicowany charakter, obejmując przedsięwzięcia organizacyjne, prywatyzacyjne, legislacyjne i zmierzają do określenia zasad ekonomiczno-funkcjonalnych, gwarantujących prowadzenie działalności gospodarczej w danym sektorze na zasadach rynkowych. W procesie wypracowywania tych zasad uczestniczą przede wszystkim organy państwa i zainteresowanych przedsiębiorstw, a ich działania ujmowane są w specjalnie na ten cel ustanowionym harmonogramie. Zadania, terminy, odpowiedzialni za realizację i za nadzór zostają zapisane in corpore w dokumencie rządowym, stając się tym samym wytyczną dla wskazanych w dokumencie organów, zespołów, przedsiębiorstw, itp., realizujących wypracowaną koncepcję.

Mając na uwadze, z jednej strony, aktualny stan organizacyjny i zasady funkcjonowania sektora gazownictwa, z drugiej zaś – teoretyczny model sektora gospodarki działającego według zasad rynkowych, należy postawić pytanie czy w tym zakresie została wypracowana satysfakcjonująca koncepcja i tzw. ścieżka dojścia dla interesującego nas sektora gazownictwa, którą można by określić mianem strategii urynkowienia?

Niestety, odpowiedź musi być negatywna, bowiem nie sposób wskazać jakikolwiek dokument nie tylko odpowiednio zatytułowany, ale też o stosownej zawartości. Nie chodzi rzecz jasna o względy formalne, choć i te mogą mieć tu pewne znaczenie, ale idzie o rzecz bardziej istotną – o koncepcję urynkowienia. Zamiast tego – dysponujemy programami (licznymi i bardzo często modyfikowanymi) a dotyczącymi restrukturyzacji PGNiG S.A.¹⁾ Być może poczynione zostało milczące założenie, iż strategia urynkowienia sektora gazownictwa jest tożsama z restrukturyzacją jednego, choć nie jedyne go przecież, przedsiębiorstwa gazowniczego. Wydaje się jednak, iż choć PGNiG S.A. jest krajowym potentatem wśród polskich przedsiębiorstw w ogóle, to mimo tego, urynkowienie sektora, a zwłaszcza strategia tego zamierzenia jest czymś więcej, niż restrukturyzacją nawet największego przedsiębiorstwa energetycznego. U podstaw takiego przekonania, legła współczesna definicja rynku, jako wypadkowej różnych zasad, reguł, kodeksów, decyzji, itp., tworzących łącznie przejrzyste ramy postępowania uczestników dane-

go rynku i jego infrastrukturę prawno-organizacyjną, istotną również dla obserwatorów, analityków i politycznych decydentów. Nie wystarczy zatem przekształcić nawet najbardziej znaczące w sektorze gazownictwa przedsiębiorstwo, by uzyskać satysfakcjonujący stopień urynkowienia całego sektora. Z pewnością jednak – jest to istotny impuls i zapewne przesądzi o ostatecznym rezultacie urynkowienia. Nie ma pewności, ale wykluczyć tego z kolei nie można, iż polityczni decydenci przyjęli następującą koncepcję: celem uzyskania pożądanego stopnia stosunków rynkowych w polskim gazownictwie konieczna jest prorynkowa restrukturyzacja PGNiG S.A. i tę trzeba zrealizować w pierwszej kolejności, natomiast w ślad za tym – wprowadzać mechanizmy rynkowe podobnie jak w innych sektorach gospodarki – na zasadzie wymuszonej adaptacji do centralnie ustalonych reguł prawno-ekonomicznych, przy stopniowo malejącym udziale i ingerencji wszelkich instytucji państwowych.

Wiele wskazuje na poprawność takiego wnioskowania, choć w żadnym z dokumentów rządowych poświęconych urynkowieniu polskiego gazownictwa, wprost o tym się nie mówi. Niemniej jednak lektura podstawowych dla szeroko rozumianej energetyki dokumentów rządowych takich jak: „Strategia zaopatrzenia Polski w gaz” (przyjęta przez Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów w grudniu 1992 r.), „Założenia polityki energetycznej polski do 2010 roku” (przyjęte przez Radę Ministrów w październiku 1995 r.) czy też „Założenia polityki energetycznej polski do 2020 roku” (przyjęte przez Radę Ministrów w dniu 22 lutego 2000 r.) przekonuje o poprawności takiej konstatacji. Skoro tak – to nieodzowne staje się prześledzenie procesu restrukturyzowania PGNiG S.A. (a przynajmniej zmian koncepcyjnych w tym zakresie) oraz, nazwijmy to umownie, postępującego urynkowienia sektora gazownictwa na zasadach ogólnych, odwołując się, w miarę potrzeb, do koncepcji teoretycznych.

Zacznijmy od teorii. U podstaw tworzenia swobodnej gry rynkowej leży istnienie konkurencji, której efektywny sposób oddziaływania jako mechanizmu rynkowego wymaga spełnienia następujących warunków:

1. istnienia dużej liczby firm,
2. braku ograniczeń (innych niż formalne) w dostępie do rynku (brak barier wejścia i wyjścia z rynku),
3. braku wpływu pojedynczej firmy na cenę produktu na rynku,
4. braku barier do dystrybucji produktu na rynku,
5. jedynym wyznacznikiem zakupu towaru na rynku jest jego cena.

Dotychczasowe rozważania o stanie polskiego gazownictwa jednoznacznie dowodzą jak dalecy jesteśmy od wy-

1) W dn. 29 maja 2001 r. Rada Ministrów zaakceptowała „Założenia prywatyzacji sektora gazowego w Polsce” wraz z projektem zapisu protokołowego. Założenia wynikają z programu restrukturyzacji organizacyjnej sektora gazowego, przyjętego przez Radę Ministrów 23 maja 2000 r., źródło: Centrum Informacji Rządu – 29 maja 2001 r.

pełnienia tych przesłanek. Należy zadać zatem pytanie, czy wprowadzenie rynku konkurencyjnego w sektorze, w którym utrzymano duży stopień pionowej i poziomej koncentracji rynku jest możliwe? W jakim czasie mogłoby nastąpić? Z poniesieniem jakich wydatków należałoby się liczyć? Kto, kiedy i w jakim zakresie odniesie korzyści z urynkwienia tego sektora? Pytań można stawiać wiele i nie w tym rzecz by je mnożyć. Te zadane w tym miejscu wydają się być najistotniejsze, zaś próba znalezienia na nie odpowiedzi wcale do łatwych nie należy.

Z cytowanych dokumentów rządowych, nota bene zgodnie z ogólnosięwiatowym trendem, wiemy, iż model docelowej struktury rynku gazowniczego zakłada ewolucję od jednego scentralizowanego przedsiębiorstwa w kierunku struktury zdecentralizowanej, w której nastąpiłby rozdział działalności na osobne podmioty:

1. przesył i magazynowanie,
2. dystrybucję,
3. wydobycie i poszukiwanie.

Niektóre obszary sektora gazowego takie jak przesył i dystrybucja są monopolami naturalnymi. Monopole naturalne są w większości krajów rozwinętych przedmiotem regulacji. Ma to na celu ograniczenie ich możliwości wykorzystania swojej monopolistycznej pozycji. Dążenie do przywrócenia mechanizmów rynkowych jest zazwyczaj zadaniem regulatora, bądź też świadomym działaniem właściciela w celu osiągnięcia trwałej przewagi konkurencyjnej na rynku gazowym.

Bezpośrednia konkurencja w sektorze gazowym może zaistnieć w obszarze zakupu i sprzedaży gazu. Dlatego celem nadrzędnym we wprowadzaniu rynku konkurencyjnego jest stworzenie odpowiednich warunków dla funkcjonowania kilku mocnych podmiotów zajmujących się tą działalnością. Tego typu rekomendacje mają oczywisty aplikacyjny charakter. Nie oznacza to wcale, iż łatwo je urzeczywistnić. Wręcz odwrotnie. Doświadczenia całego okresu polskiej transformacji przekonują, jak trudno o sukces w tym zakresie. Być może jedną z przyczyn tego stanu rzeczy jest nadmierne koncentrowanie dyskusji nad pożądanym, i z reguły bardzo odległym w czasie, modelem docelowym, zamiast na możliwych do realizacji w danym czasie i przy założonych kosztach ścieżkach dojścia do tego modelu. Często też wypracowujemy tak ogólną wizję modelu docelowego, iż nie dość, że generuje to niemal nieskończenie wiele możliwych ścieżek dojścia, to na domiar złego – nie służy też wypracowaniu aplikacyjnych kryteriów wartościujących. By nie być gołosłownym – przytoczmy docelowy model sektora energetycznego, którego wymaganiami powinien również odpowiadać model sektora gazowego ujęty w „Założeniach polityki energetycznej Polski do 2020 roku”. Jest to taki model, który zagwarantuje realizację następujących celów:

1. zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego w rozumieniu przepisów prawa energetycznego,
2. poprawę konkurencyjności krajowych przedsiębiorstw,
3. odchodzenie od modeli monopolii narodowych,
4. decentralizację sterowania sektora,
5. ochronę interesów odbiorców gazu.

Widać wyraźnie, iż oczekiwany model ma zapewnić realizację różnych celów, a więc nie jest modelem wyłącznie zorientowanym na wprowadzenie mechanizmów rynkowych do gazownictwa. Oczywiście wielość celów w gospodarce jest czymś niemal naturalnym, niemniej jednak w sytuacji braku jednoznacznie określonej ścieżki dojścia i priorytetów realizacyjnych, niektóre z nich mogą okazać się konkurencyjne względem siebie, lub co najmniej w ten sposób być wykorzystywane dla spowalniania procesu szeroko rozumianej restrukturyzacji sektora.

Zasadniczy wpływ na kształt krajowego rynku gazowniczego ma restrukturyzacja i prywatyzacja PGNiG S.A. Podejmowane działania restrukturyzacyjne PGNiG mają za zadanie przygotowanie trwałych fundamentów konkurencyjnego działania spółek wydzielonych z PGNiG a następnie zdobycie i utrzymanie przez te spółki trwałej przewagi konkurencyjnej. Reformowanie gospodarki narodowej od 1990 r. spowodowało wprowadzenie nowych mechanizmów ekonomicznych oraz konieczność restrukturyzacji przemysłu gazowniczego. Przyjęty przez Radę Ministrów w 1996 r. program restrukturyzacji organizacyjnej PGNiG zakładał restrukturyzację przedsiębiorstwa w 3 etapach:

1. pierwszy etap polegał na przekształceniu 30 października 1996 r. PGNiG w Spółkę Akcyjną w której 100% udziałów posiadał Minister Skarbu Państwa,
2. w drugim etapie wyodrębniono zakłady zaplecza technicznego i serwisowego przekształcając je w spółki prawa handlowego,
3. trzeci etap restrukturyzacji spółki jest w trakcie realizacji.

W 2000 r. dokonano zmiany trzeciego etapu „Programu” z 1996 r. Nowe założenia polegały na podziale PGNiG S.A. na spółki funkcjonalne działające w trzech sektorach:

- A)** przesyłu i magazynowania (jedna spółka – kontynuator PGNiG S.A. prowadzić będzie działalność w zakresie przesyłu i magazynowania oraz zarządzania istniejącymi kontraktami na import gazu),
- B)** wydobycia i poszukiwania (jedna spółka – początkowo ze 100% udziałem PGNiG S.A.),
- C)** dystrybucji (cztery spółki – początkowo ze 100% udziałem PGNiG S.A.).

Do tej pory w ramach przyjętego trzeciego etapu w grudniu 2000 r. utworzono następujące funkcjonalne spółki:

1. górniczą – Spółka „Górnictwo Naftowe” (SGN),
2. cztery dystrybucyjne: Mazowiecką Spółkę Gazownictwa w Warszawie, Karpacką Spółkę Gazownictwa w Tarnowie, Śląską Spółkę Gazownictwa w Zabrze, Pomorsko-Wielkopolską Spółkę Gazownictwa w Poznaniu.

Założenia prywatyzacji przewidują, że przesył i magazynowanie nie będzie prywatyzowane przez min. 5 lat (ze względu bezpieczeństwa energetycznego państwa), spółka poszukiwawczo–produkcyjna zostanie sprywatyzowana poprzez sprzedaż mniejszościowego pakietu akcji w ofercie publicznej, spółki dystrybucyjne będą miały inwestora strategicznego większościowego a pakiet mniejszościowy zostanie skierowany na giełdę.

Zakłada się, że konkurencja w podsektorze wydobycia krajowego będzie się rozwijała w naturalny sposób, wraz z odkryciem przez różne firmy nowych złóż gazu i ich póź-

niejszą eksploatację. Zdaniem Ministerstwa Gospodarki, aktualnie koncesyjnie przyznane obszary na prowadzenie poszukiwań, niemal dwukrotnie większe niż posiadane przez PGNiG S.A., stwarzają sytuację korzystną w tym zakresie.²⁾

W obszarze przesyłania i dystrybucji konkurencja nie jest możliwa i nie istnieje praktycznie nigdzie na świecie. Transport gazu poddawany jest bowiem szczegółowym regulacjom, gdyż odbywa się on w warunkach naturalnego monopolu sieciowego. Podział sieci na kilka rozłącznych i niezależnych spółek dystrybucyjnych nie spowoduje powstania konkurencji a jedynie powstanie kilka monopolistycznych podmiotów o regionalnym obszarze działania. Co najwyżej – ułatwić to może, choć zapewne w ograniczonym zakresie, regulację typu porównawczego. Teoretycznie istnieje także możliwość budowy nowych sieci gazowych (tak jak próbują to robić gminy z inwestorami), jednak ze względu na problemy z wykupem gruntu oraz konieczność ponoszenia dużych nakładów finansowych, mają one charakter lokalny.

Głównym aktem prawnym uchwalonym do realizacji modelu rynkowego jest polskie prawo energetyczne, tj. ustawa Prawo energetyczne z dn. 10 kwietnia 1997 r. oraz szereg przepisów wykonawczych do ustawy. Spośród tych aktów najważniejsze to:

1. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dn. 6 sierpnia 1998 r., które określiło harmonogram uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych, polegających na przesyłaniu paliw wydobywanych w kraju, zależnie od wielkości dokonanych rocznych zakupów paliw gazowych,
2. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dn. 24 sierpnia 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci gazowych, obrotu paliwami gazowymi, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci gazowych oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców,
3. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dn. 20 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi,
4. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dn. 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy.

Mogłoby się zatem wydawać, iż sprawy podążają w słusznym kierunku i urynkowienie sektora gazownictwa jest już wyłącznie funkcją czasu, zdeterminowaną tempem restrukturyzacji polskiego monopolisty i nabywaniem praw do skorzystania z usług TPA przez uprawnionych odbiorców. Niestety – to błędne wyobrażenie. W tym kontekście co najmniej trzy kwestie zasługują na uwagę. Pierwsza z nich dotyczy źródeł zaopatrzenia w gaz, druga wiąże się z ustanowieniem takich zasad obrotu gazem, które odpowiadałyby zasadom rynkowym (czego nie można powiedzieć o dotychczas obowiązujących) i sprzyjały postępującej konkurencji, trzecia zaś dotyczy już wspomnianej zasady TPA.

2) Restrukturyzacja Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A., Ministerstwo Gospodarki, mat. pow. z dnia 7 marca 2000 r., s. 8.

Źródła zaopatrzenia w gaz polskiego odbiorcy wzbudzają emocjonalną i niekończącą się dyskusję. Idzie oczywiście nie o źródła krajowe, zaspokajające w 1/3 nasze potrzeby, ale dostawy gazu rosyjskiego, stanowiące źródło pozostałej podaży. Zdaniem wielu wypowiadających się, głównie polityków i pseudo-ekspertów gospodarczych, taki stan rzeczy stanowi istotne zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego Polski. Hasła tego rodzaju, wzmocnione dodatkowo histerią o zagrożeniu suwerenności państwa polskiego w ogóle, tworzą podstawę i inspirację do podejmowania działań związanych z dywersyfikacją kierunków dostaw gazu dla polskiego odbiorcy. W intencji pomysłodawców, bez oglądania się na koszty, należy podpisać nowe umowy na wieloletnią dostawę gazu, najlepiej z kraju o właściwej orientacji politycznej. Wybór padł na Danię i Norwegię (w wypadku Danii stosowny kontrakt został już podpisany a z Norwegią trwają nadal negocjacje). Wbrew pozorom, najistotniejsze w zainicjowanej dywersyfikacji, są właśnie szczegóły dotyczące przede wszystkim warunków dostaw i ceny gazu. Wszystko wskazuje na to, iż przedsięwzięta dywersyfikacja nie tylko dywersyfikacji nie zapewni, a będzie nas kosztować niezwykle drogo.³⁾ Nie sposób też wykluczyć, iż doprowadzi to do ograniczenia wydobycia gazu ze źródeł krajowych, powiększając m.in. i tak już wysoką stopę bezrobocia w rejonach Polski Południowej. Dlatego konieczne jest rozważne spojrzenie na problem dywersyfikacji i wyważenie jej kryteriów, tak by rzeczywiście służyła ona urynkowieniu sektora gazownictwa w Polsce. W tym kontekście wypada odnotować jeden z nielicznych głosów „rozsądku”, jakie pojawiły się w ostatnim czasie. Chodzi o prasową wypowiedź J. Astramowicza, Prezesa Enron Polska, inwestora w Elektrociepłowni Nowa Sarzyna, jednego z najbardziej znaczących odbiorców gazu w Polsce.⁴⁾

W swoim artykule autor analizuje możliwość dywersyfikacji dostaw gazu poprzez pryzmat uzależnienia od importu gazu ziemnego z kontraktów długoterminowych typu „take or pay” z gwarantowanym poziomem odbioru. Przypomnijmy zatem stan aktualny, rozpoczynając od zdefiniowania optymalnej polityki dywersyfikacji, która winna uwzględniać:

1. pewność nieprzerwanych dostaw z różnych kierunków oraz ich koszt,
2. wpływ kosztów dostaw gazu na poziom konkurencyjności polskiego przemysłu i na całą gospodarkę,
3. regularnie aktualizowane i wielowariantowe prognozy zapotrzebowania na gaz,
4. obowiązujące długoterminowe umowy (take or pay) na dostawy gazu i możliwość ich renegotjacji,
5. zapewnienie koniecznej elastyczności dostaw w krótkim i w długim terminie umożliwiające dostosowanie do zmian rzeczywistego zapotrzebowania spowodowa-

3) Zwracając na to uwagę m.in. A. Dobroczyńska, L. Juchniewicz, B. Zaleski, „Regulacja energetyki w Polsce”, Wydawnictwo Adam Marszałek, Warszawa – Toruń, 2001 r., s. 57-58

4) J. Astramowicz, Liczy się pewność dostaw i bezpieczeństwo. „Rzeczpospolita”, 14-16 kwietnia 2001 r., por. J. Astramowicz, Bezpieczeństwo dostaw gazu, „Biuletyn nr 4” Urzędu Regulacji Energetyki, 2 lipca 2001 r.

nych odchyleniem czy błędem prognozy lub zmiany koniunktury gospodarczej,

- wymagania Europejskiej Dyrektywy Gazowej, w tym dotyczące liberalizacji rynku i dostępu do systemu przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego (TPA) w kontekście planowanego wejścia do Unii Europejskiej.

Według założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r., wariant Postępu-Plus, zapotrzebowanie na gaz w 2010 roku oszacowano na 18.4 mln m³ z czego 6.1 mln m³ ma być zużyta przez elektroenergetykę. Biorąc jednak pod uwagę, że krajowe roczne zapotrzebowanie na gaz, utrzymuje się w ostatnich latach, na poziomie 10.2 – 10.3 mld m³ oraz, że prognozowane ceny gazu nie pozwolą aby nawet najbardziej sprawne bloki gazowo-parowe mogły konkurować z energią z elektrowni węglowych, może zaistnieć inny wariant poważnie zmniejszający powyższe oszacowanie. Aktualnie Polska zabezpiecza w 65% potrzeby gazowe w ramach długoterminowego kontraktu jamajskiego oraz w 35% w oparciu o wydobycie krajowe. Rezultaty przeprowadzanych prac badawczych przez takie firmy jak FX Energy lub Apoche, wskazują na występowanie dodatkowych, znaczących potencjalnych źródeł krajowych gazu.

Polska stara się dywersyfikować źródła zaopatrzenia w gaz ziemny a sposobem zmniejszenia zależności od dotychczasowego głównego dostawcy mają być długoterminowe kontrakty z innymi dostawcami, tak jak kontrakty z duńskim DONG i negocjowane z norweskim GPU. Alternatywą w/w kontraktów może być zawarcie krótko- i średnioterminowych dostaw z Unii Europejskiej po bezpośrednim połączeniu krajowego systemu przesyłowego z systemem UE.

Jednak kontrakty „take or pay” bez prawa do reeksportu lub odsprzedaży gazu i z wysokim sztywnym poziomem zobowiązań odbioru (roczna opłata za zmniejszone zapotrzebowanie wynosi 30 USD za każde 1000 m³) praktycznie uniemożliwia liberalizację rynku paliw.

Dlatego też nadrzędnym celem wydaje się konieczność renegotjacji istniejących kontraktów długoterminowych, a w wypadku prawnych barier odstąpienia od tych kontraktów, zdecydowane odejście od zawierania nowych kontraktów na dostawy gazu do Polski.

Na szczególną uwagę zasługują też zasady obrotu gazem. W systemie zmonopolizowanym, przy pionowej pełnej integracji przedsiębiorstwa wykonującego funkcje handlowe, przesyłowe i dystrybucyjne, a także magazynowe i wydobywcze, nie miały one większego znaczenia. W sytuacji rozdzielenia tych funkcji pomiędzy samodzielne i niezależne przedsiębiorstwa energetyczne (tak jak zakłada to program restrukturyzacji PGNiG S.A.), a zwłaszcza po sprywatyzowaniu niektórych z nich, sprawa wydaje się mieć znaczenie podstawowe. Oddzielenie produktu od jego fizycznego transportu otwiera drogę do specjalizacji i konkurencji. Aby zatem konkurencja w obrocie gazem zaistniała trzeba wypracować szczegółowe regulacje i zasady obrotu zapewniające kompatybilność i integralność działalności przedsiębiorstw energetycznych w trzech przekrojach funkcjonalnych:

1. technicznym,
2. prawnym,
3. ekonomicznym.

W zakresie **spraw technicznych** jednym z ważnych aspektów jest wprowadzenie sprawnego systemu opomiarowania na styku przesyłu i dystrybucji oraz pomiędzy poszczególnymi obszarami dystrybucyjnymi tak aby było możliwe przekazywanie danych technologicznych służących do kierowania strumieniami gazu oraz do prowadzenia rozliczeń wewnętrznych. Po wydzieleniu spółek dystrybucyjnych informacje uzyskiwane z systemu opomiarowania będą musiały być wykorzystywane do prowadzenia rozliczeń handlowych, a więc ich jakość i precyzja będzie musiała ulec poprawie. Dodatkowo pomiędzy wieloma podmiotami będą musiały powstać nowe układy pomiarowe.

W zakresie **przesłanek prawnych** należy odnotować fakt, że w sektorze gazowym brak jest szczegółowych instrukcji regulaminów i przepisów dla przedsiębiorstw. Zbiór takich przepisów wydaje się być konieczny z punktu widzenia przedsiębiorstw funkcjonujących w technologicznym ciągu dostaw, jak również z punktu widzenia uczestników obrotu gazem.

Aspekty ekonomiczne to:

1. problem zaniżania cen gazu ziemnego w stosunku do kosztów jego pozyskania występuje w polskim sektorze gazowniczym przynajmniej od 10 lat. Regulowane ceny na paliwo nie nadążały za zmianami cen w imporcie do roku 1996, powodując brak możliwości pokrycia bezpośrednich kosztów dostawy gazu do odbiorców, co w efekcie było przyczyną występowania w kolejnych latach niedoborów finansowych PGNiG. Wprowadzenie zapisów do rozporządzenia taryfowego, umożliwiających kształtowanie cen w obrocie paliwami gazowymi, pozwalających na dostosowanie cen paliw gazowych w przypadku, gdy następują znaczące zmiany w zakupie powodowane wzrostem kosztów pozyskania gazu pochodzącego z zagranicy w okresach częstszych niż dla danego roku obowiązywania taryfy ma na celu w części przenoszenie ryzyka zmiany ceny na odbiorców,
2. obowiązujące dziś zasady obrotu nakładają na znaczących odbiorców gazu obowiązek płacenia za tzw. moc zamówioną i paliwo (gaz). Oznacza to, iż na rynku konkurencyjnym pojawiają się dwa odrębne towary: moc i paliwo. Stoi to w sprzeczności z istotą rynku konkurencyjnego, który wymaga jednorodnego, porównywalnego o jednakowych cechach jakościowych towaru. Takim towarem spośród tych dwóch jest gaz. Tak więc zanim wprowadzimy rynek konkurencyjny musi nastąpić w systemie płatności przejście na płatności tylko za paliwo (gaz),
3. wprowadzenie przejrzystych zasad rozliczeń i płatności za gaz tak aby strumień zobowiązań i należności był adekwatny do fizycznego przepływu gazu i usług związanych z jego transportem i obsługą handlową.

W tym miejscu na podkreślenie zasługuje jeszcze jeden problem związany z ograniczeniem wprowadzania rynku konkurencyjnego w sektorze gazu. W ramach struktury organizacyjnej PGNiG, istnieje organ jakim jest Krajowa Dyspozycja Gazu (KDG), która:

1. dysponuje mocą urządzeń energetycznych przyłączo-

nych do sieci przesyłowej poprzez operatywne kierowanie ruchem systemu w celu bieżącego równoważenia bilansu paliw gazowych,

2. programuje w skali rocznej ruch systemu gazowniczego,
3. współdziała w przygotowaniu i zawieraniu umów na dostawy gazu do systemu oraz umów na sprzedaż gazu z odbiorcami.

Tak sformułowane zadania KDG nie mogą, niestety, respektować aspektów mikroekonomicznej racjonalności i stoją w sprzeczności z dążeniami i orientacją na zysk, widzianymi z poziomu przedsiębiorstw gazowych.

I wreszcie na koniec wypada poruszyć problemy związane z możliwością korzystania przez uprawnione podmioty z nabytego prawa do stosowania zasady TPA. Otóż okazuje się, że planowanie wprowadzenia zasady TPA, biorąc pod uwagę istniejącą strukturę sieci, wielkość zużycia gazu, kierunki dostaw gazu, napotyka na szereg barier:

1. korzystanie z usług sieci może odbywać się tylko wtedy jeżeli gaz będzie pochodził ze źródeł krajowych,
2. brak warunków uzyskania dostępu do sieci,
3. brak opracowania umów przesyłowych,
4. trudności ekonomiczne i finansowe wynikające ze zobowiązań z kontraktów importowych na dostawy gazu z Rosji, w szczególności obowiązku „take or pay”,
5. przeprowadzenie zmian w dotychczasowych systemach finansowo-księgowych,
6. brak kodeksu (instrukcji) eksploatacji sieci,
7. niejednoznaczności interpretacyjne w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dn. 20 grudnia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi,
8. brak systemu komputerowego do rozliczeń gazu,
9. brak kadry szkolonej z zakresu „szacowania skutków finansowych wynikających z korzystania z przesyłowych uprawnień”.

Usuwanie tych barier powinno się odbyć przy współudziale wszystkich uczestników rynku tzn. PGNiG S.A. oraz

odbiorców gazu, a koordynatorem tych działań powinien być regulator, który nie może czekać, aż konkurencja sama zacznie funkcjonować, ale musi wykazać inicjatywę, zdecydowanie i odwagę w podejmowaniu kontrowersyjnych niekiedy decyzji administracyjnych, które umożliwią sprawne działanie sił rynkowych.

Działania zmierzające do wspierania i promowania liderów rynku w korzystaniu z usług przesyłowych wydają się o tyle istotne, ponieważ z dniem 1.07.2000 r. 25 odbiorców gazu uzyskało uprawnienia do korzystania z usług przesyłowych, a w 2004 r. ich liczba może wzrosnąć powyżej 40.

Procesy urynkwienia nigdzie dotąd nie zachodziły szybko i bezkonfliktowo. Nie ma również jednego uniwersalnego wzoru dla budowy konkurencyjnego rynku gazu. Mimo, że polskie prawo energetyczne jest wysoko oceniane jako jedno z najbardziej nowoczesnych i wyważonych regulacji w Europie środkowo-wschodniej, to z pewnym zawiedzeniem należy stwierdzić, że dotychczasowy bilans dokonań w podsektorze gazu wypada nie najlepiej. Restrukturyzacja PGNiG nadal trwa, co jest oczywiste, ponieważ takie procesy mają długi horyzont czasowy. Natomiast niepokój mogą budzić niekończące się dyskusje co do ostatecznego kształtu sektora gazowego jako całości oraz brak usystematyzowania i wprowadzania konkretnych rozwiązań prowadzących do uruchomienia mechanizmów rynkowych. Wielość i waga istniejących problemów może spowodować, że liberalizacja rynku gazu może jeszcze odwlec się w czasie.



Autorka jest doradcą Prezesa URE

OBOWIĄZEK ZAKUPU ENERGII ELEKTRYCZNEJ WYTWORZONEJ W SKOJARZENIU Z CIEPLEM NA RYNKU KONKURENCYJNYM

dr Mirosław Duda

Obowiązek zakupu energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z ciepłem został nałożony na przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z 15 grudnia 2000 r.¹⁾ Wprowadzenie tego obowiązku jest uzasadnio-

ne technicznie, zwłaszcza w warunkach krajowych, gdzie większość jednostek ciepłowniczych jest wyposażona w turbiny przeciwprężne i nie da się w nich racjonalnie produkować ciepła bez jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej. Jest również uzasadnione ekonomicznie i ekolo-

gicznie, gdyż sprawność przemiany energii pierwotnej w finalną w jednostkach ciepłowniczych jest na ogół znacznie wyższa niż w blokach kondensacyjnych. Budzi jednak wątpliwości prawne nałożenie tego obowiązku przez przepis wykonawczy, zwłaszcza bez wyraźnego sprecyzowania w ustawie – Prawo energetyczne warunków tego obowiązku i nie do końca precyzyjnej delegacji ustawowej dla Ministra Gospodarki, zawartej w art. 9 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne. Ustawodawca dał do wyboru Ministrowi Gospodarki nałożenie tego obowiązku na przedsiębiorstwa „zajmujące się obrotem **lub** przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej...”²⁾. Minister Gospodarki skorzystał z tego uprawnienia w sposób poprawiający sformułowanie ustawowe nakładając ten obowiązek na „przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej **a także obrotem tą energią**” (§ 1 ust. 4), co z praktycznego punktu widzenia znacznie ułatwiło stosowanie tych przepisów. Realizacja obowiązku zakupu energii wytwarzanej w skojarzeniu w warunkach rynku konkurencyjnego stwarza jednak szereg problemów, które w większości spowodowane są konstrukcją przepisów rozporządzenia.

Podstawowym warunkiem realizacji obowiązku zakupu energii wytworzonej w skojarzeniu z ciepłem jest uzyskanie przez jednostkę wytwórczą w roku kalendarzowym, w którym dokonuje się zakupu, średniorocznej sprawności przetwarzania energii chemicznej paliwa łącznie na energię elektryczną i ciepło równej lub wyższej od 65%. Zwraca uwagę wewnętrzna sprzeczność tego zapisu, w którym decyzja o obowiązku zakupu jest określona poprzez zdarzenie w przyszłości, gdyż obowiązek powstaje w danym roku kalendarzowym a ocena spełnienia tego kryterium jest możliwa dopiero po zakończeniu roku. Nie byłoby sprzeczności, jeśli kryterium odnosiłoby się do sprawności uzyskanej w roku poprzednim lub do sprawności planowanej dla przedsiębiorstw rozpoczynających działalność lub też do sprawności znamionowej bloków ciepłowniczych. Nie ma przepisu określającego postępowanie stron w przypadku, kiedy pod koniec danego roku okaże się, że to kryterium nie jest spełnione. Ze względów praktycznych przyjmuje się, że kryterium dotyczy sprawności planowanej na dany rok – bez sankcji za niespełnienie tego kryterium w danym roku. Dla jednostek wytwórczych z turbinami przeciwprężnymi spełnienie kryterium „65%” na ogół nie jest problemem niezależnie od wielkości produkcji ciepła. Mogą pojawić się trudności ze spełnieniem tego kryterium w przypadku turbin upustowo – kondensacyjnych lub produkcji energii elektrycznej w tzw. pseudokondensacji.

Zgodnie z rozporządzeniem o obowiązku zakupu spółki dystrybucyjne powinny włączyć planowane koszty zaku-

pu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem do kosztów całkowitych zakupu energii (§ 5 ust. 1 rozporządzenia), stanowiących uzasadnione koszty działalności w zakresie obrotu taryfowego spółek. Koszty te powinny być określone jako iloczyn energii planowanej do obowiązkowego zakupu przez cenę taryfową każdej z elektrociepłowni, od której spółka dystrybucyjna jest zobowiązana tę energię kupić. **Energia elektryczna wynikająca z obowiązku zakupu nie jest więc włączona do rynku konkurencyjnego.** Jest sprzedawana odbiorcom taryfowym danej spółki dystrybucyjnej, a ewentualna nadwyżka ponad 25% sprzedaży ogółem (§ 1 ust. 6 rozporządzenia) – operatorowi systemu przesyłowego³⁾. Jest to kolejna wada regulacji prawnej w tym zakresie, gdyż powoduje nierówne obciążenie odbiorców taryfowych z tego powodu w kraju. Wydaje się, że każdy rodzaj energii podlegającej obowiązkowi zakupu powinien być rozliczany w skali kraju⁴⁾.

W rozporządzeniu o obowiązku zakupu (§ 5 ust. 2 i 3) przyjęto, że różnice pomiędzy planowanymi w taryfie kosztami zakupu a faktycznymi przychodami ze sprzedaży energii ze skojarzenia **operator systemu przesyłowego uwzględni w stawkach opłat za usługi przesyłowe, płaconych przez spółki dystrybucyjne.** Sformułowanie tego przepisu jest nieprecyzyjne, gdyż trudno przewidzieć w „stawkach opłat” różnice pomiędzy kosztami założonymi w kalkulacji stawek a faktycznymi przychodami, które zależą od warunków pogodowych. Nie byłoby problemów, gdyby przepis odnosił się do „opłat” a nie „stawek opłat”. Sformułowanie „uwzględni” oznacza, że powinno dotyczyć to zarówno przypadków, w których faktyczne przychody spółek dystrybucyjnych ze sprzedaży energii ze skojarzenia są mniejsze od planowanych kosztów zakupu, jak i przypadków, w których te przychody są większe od kosztów planowanych.

Rozporządzenie taryfowe dla energii elektrycznej stanowi, że realizacja przepisu § 5 ust. 2 rozporządzenia o obowiązku zakupu powinna odbywać się poprzez opłaty rekompensacyjne stanowiące składnik systemowych opłat przesyłowych. Stawki opłat rekompensacyjnych wchodzi w taryfę PSE S.A. i są zatwierdzane przez Prezesa URE. Rozliczenia z tytułu rekompensaty są przedmiotem umowy o usługi przesyłowe pomiędzy spółkami dystrybucyjnymi a operatorem systemu przesyłowego. **Rekompensata różnic pomiędzy przychodami a planowanymi kosztami zakupu energii wytwarzanej w skojarzeniu nie powinna więc być przedmiotem umowy na sprzedaż tej energii zawieranej pomiędzy elektrociepłownią a spółką dystrybucyjną.** W umowach tych

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

2) Nałożenie tego obowiązku przez przepis wykonawczy w przypadku energii „niekonwencjonalnej i odnawialnej”, która jest również przedmiotem tego rozporządzenia, budzi znacznie więcej wątpliwości chociażby z tego powodu, że energia ta jest znacznie droższa od energii konwencjonalnej.

3) Interpretacja przepisów zawartych w § 5 ust. 2 jest bardzo trudna. Nie wiadomo o jakie przedsiębiorstwo chodzi w ust. 1 („to przedsiębiorstwo”). Należy się domyślać, że w kalkulacji stawek opłat za usługi przesyłowe operator systemu przesyłowego uwzględni zarówno różnice pomiędzy planowanymi kosztami zakupu energii ze skojarzenia kupowanej we własnym zakresie i przyjętymi w taryfie, jak i różnice pomiędzy faktycznymi przychodami a kosztami zakupu w taryfach spółek dystrybucyjnych.

4) Ma to znacznie większe znaczenie w przypadku rozliczeń obowiązku zakupu energii odnawialnej ze względu na wysokie koszty tej energii.

powinny jednak być klauzule dotyczące procedur informacji o planowanej przez elektrociepłownię sprzedaży ciepła i odpowiedzialności finansowej za ewentualne rażące błędy w planowaniu.

W umowach pomiędzy elektrociepłowniami a spółkami dystrybucyjnymi ważne jest, aby jednostki wytwórcze, w stosunku do produkcji których występuje obowiązek zakupu energii elektrycznej, były ściśle zidentyfikowane zarówno po stronie ciepła, jak i energii elektrycznej.

Z przepisów rozporządzenia o obowiązku zakupu i rozporządzenia taryfowego dla energii wynika, że cena energii elektrycznej objętej obowiązkiem zakupu jest ceną taryfową ustalaną przez elektrociepłownię zgodnie z przepisami rozporządzenia taryfowego (§ 15 ust. 1) i zatwierdzaną przez Prezesa URE. Z punktu widzenia istoty rynkowej reformy elektroenergetyki jest to niepotrzebne utrzymywanie regulacji tam, gdzie mogą działać mechanizmy rynkowe. Zamiast ceny taryfowej ustalonej indywidualnie dla każdej jednostki wytwarzania skojarzonego powinna obowiązywać cena rynkowa. Zawsze bowiem przychody ze sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu powinny być traktowane jako zmniejszenie kosztów produkcji ciepła. Z chwilą uruchomienia rynku konkurencyjnego energii elektrycznej, cena energii elektrycznej dostarczana do sieci ze źródeł skojarzonych powinna być ceną rynkową w danym miejscu systemu elektroenergetycznego. Obecnie rozporządzenie taryfowe dla energii elektrycznej określa sposób wyznaczenia średniej ceny energii wytwarzanej w skojarzeniu na dany rok podając formułę przeliczeniową średniej ceny energii elektrycznej uzyskanej w roku poprzednim przez jednostki kondensacyjne z uwzględnieniem wskaźnika inflacji RPI_{n-1} oraz współczynnika korekcyjnego X_n , uwzględniającego projektowaną poprawę efektywności i zmianę warunków prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu. Formuła zawiera mocno dyskusyjny składnik podwyższający tak obliczoną cenę w zależności od napięcia, na którym ta energia jest dostarczana do sieci. Przepisy te niepotrzebnie skomplikowały ustalenie cen energii ze skojarzenia i przedłużyły konieczność indywidualnej regulacji wytwarzania energii elektrycznej w elektrociepłowniach.

Wprowadzie wg wykładni Sądu Najwyższego ceny i stawki opłat w taryfach ustalanych przez przedsiębiorstwa energetyczne i zatwierdzanych przez Prezesa URE mają charakter cen maksymalnych, to jednak **cena energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu i podlegają-**

cej obowiązkowi zakupu przez przedsiębiorstwo dystrybucyjne nie powinna być ceną negocjowaną. Dla spółek dystrybucyjnych koszty obowiązkowego zakupu są bowiem kosztami przenoszonymi.

Wykładnia SN o maksymalnym charakterze cen i stawek w taryfach wynika z aktualnie obowiązujących przepisów, które nie w pełni uwzględniają istotę regulacji taryf zwłaszcza sieciowych nośników energii. Dopuszcza się bowiem stosowanie innej struktury cen i stawek opłat w taryfie niż została zatwierdzona przez regulatora. Oznacza to, że przedsiębiorstwo przedkładające taryfy do zatwierdzenia przez regulatora samodzielnie może wpływać na realizację polityki subsydiowania skrośnego pomiędzy różnymi rodzajami działalności regulowanej, co powinno być domeną tylko regulatora działającego w ramach prawa i stosownie do założeń polityki energetycznej państwa. Z kolei według obecnego stanu prawnego możliwość stosowania upustów cenowych jest ściśle określona w rozporządzeniach taryfowych. Dotyczy ona tylko przypadków obniżonej jakości świadczenia usług przez przedsiębiorstwo regulowane. Wydaje się, że nadal w naszym prawie nie zawsze ściśle odróżnia się możliwości działania przedsiębiorstwa na rynku konkurencyjnym i rynku regulowanym, na którym ceny i stawki opłat muszą być regulowane administracyjnie. Nie oznacza to, że przedsiębiorstwo regulowane nie może stosować preferencyjnych cen dla niektórych odbiorców. Powinno to jednak odbywać się poprzez przejrzyste wydzielenie takich grup odbiorców w taryfach przedstawianych do zatwierdzenia przez regulatora, czego wymagają m.in. przepisy Unii Europejskiej.

Rynkowa gospodarka energetyczna wbrew pozorom wymaga znacznie bardziej precyzyjnego prawa niż w przypadku gospodarki sterowanej centralnie. Zławsza w perspektywie prywatyzacji. Skończy się bowiem możliwość „ręcznego” doregulowania działalności przedsiębiorstw monopolistycznych przez państwo wykonujące funkcje właścicielskie. O tym trzeba pamiętać w kolejnych fazach nowelizacji prawa energetycznego.



Autor jest doradcą Prezesa URE

KOMUNIKAT PREZESA URE

w sprawie

instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej opracowanej przez operatora sieci przesyłowej.

Dzień 1 lipca 2001 r. oznacza rozpoczęcie kolejnego etapu reformy sektora energetycznego w Polsce. Przedsiębiorstwa wytwórcze i obrotu energią elektryczną zostały zwolnione z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia swoich taryf Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki. Także z tą datą wszedł w życie przepis § 18 ust. 4 pkt 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 25 września 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. Nr 85, poz. 957), zgodnie z którym zgłoszenia realizacyjne na każdą godzinę następnej doby zawierają obok zestawienia ilości energii elektrycznej pobieranej lub oddawanej w miejscach jej dostarczania, również ofertę bilansującą dla każdego miejsca dostarczania jednostki wytwórczej i odbiorczej przyłączonej do sieci przesyłowej. Oznacza to, iż istnieją podstawy prawne do wprowadzenia dobowo-godzinowego rynku bilansującego energii elektrycznej. Trwa obecnie proces wdrażania infrastruktury pomiarowej, informatycznej i organizacyjnej rynku. Elementem niezbędnym do prawidłowego działania i rozwoju rynku bilansującego jest wdrożenie Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej opracowanej przez operatora sieci przesyłowej zgodnie z § 29 cyt. rozporządzenia Ministra Gospodarki.

W swoim wystąpieniu z dnia 18 maja 2001 r. o zatwierdzenie taryfy dla energii elektrycznej, Zarząd Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA przedstawił do zatwierdzenia Prezesowi URE również Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej oraz jej części szczególne: Regulamin Generacji Wymuszonej, Regulamin Regulacyjnych Usług Systemowych oraz Regulamin Rynku Bilansującego Energii Elektrycznej w Polsce. Jednakże, 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 oraz 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099) nie przyznaje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki kompetencji do zatwierdzenia Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej opracowanej przez Operatora Sieci Przesyłowej. Brak więc podstaw prawnych do merytorycznego rozpatrzenia sprawy i władczej ingerencji organu w formie decyzji administracyjnej, a decyzja taka naruszałaby art. 7 Konstytucji RP i byłaby nieważna z mocy prawa, stosownie do art. 156 § 1 pkt 2 Kpa. W związku z tym, postępowanie administracyjne, w części dotyczącej zatwierdzenia wspomnianej Instrukcji, zostało umorzone jako bezprzedmiotowe, stosownie do postanowień art. 105 § 1 Kpa.

Jednocześnie, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki uznaje, iż wspomniana Instrukcja może stanowić podstawę funkcjonowania

dobowo-godzinowego rynku energii elektrycznej. Skutecznie działający rynek bilansujący w układzie miesięcznym stanowić powinien swoiste ubezpieczenie wdrażania rynku energii elektrycznej.

Prezes URE uważa, iż za treść Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, tryb udostępnienia jej uczestnikom rynku, sposób wprowadzenia jej w życie oraz zgodność z przepisami prawa, całkowicie odpowiada Operator Sieci Przesyłowej. Zatwierdzając taryfę na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA Prezes URE stwierdził istnienie instrukcji ruchu z załącznikami i uznał, że jest spełniony warunek stosowania taryfy przesyłowej operatora sieci.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zdaje sobie sprawę, iż jakość Instrukcji przedstawionej w toku obecnego postępowania taryfowego PSE SA (maj/lipiec 2001) nie jest jeszcze satysfakcjonująca. Sposób zredagowania Instrukcji i Regulaminów oraz ich mało komunikatywny język sprawiają, że dokumenty te są trudne w odbiorze. Dostrzega się w nich wewnętrzną niespójność a także szereg uchybień, w tym także pojęciowych. Nie sposób pominąć wątpliwości dotyczących m.in. zbyt dużych uprawnień Operatora Systemu Przesyłowego w zakresie tzw. sieci koordynowanej, w szczególności wobec niejednoznacznych definicji sieci zamkniętej i sieci koordynowanej oraz niejasnych kryteriów kwalifikacji sieci 110 kV jako części składowej sieci zamkniętej. Ponadto kwestie zasad rozliczania na rynku bilansującym, tranzytu energii elektrycznej z sieci zamkniętej poprzez sieć rozdzielczą (tzw. energii „brutto”) oraz ponoszenia kosztów uruchomienia systemów pomiarowo-rozliczeniowych dla potrzeb rozliczenia energii „brutto” nie są rozstrzygnięte w sposób umożliwiający równe traktowanie uczestników rynku energii. Niezbędne korekty powinny być wprowadzane w procesie wdrażania rynku.

Konieczne jest zatem, aby Operator Systemu Przesyłowego uzyskał i uwzględnił szczegółowe opinie dotyczące Instrukcji od wszystkich uczestników rynku. Ponadto, integralną częścią zasad prowadzenia ruchu i eksploatacji sieci powinny stać się opracowane przez Operatora Sieci Przesyłowej regulamin określający zasady współpracy międzynarodowej oraz instrukcje ruchu i eksploatacji sieci opracowane przez poszczególnych operatorów sieci rozdzielczych.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej wraz z załącznikami powinna stanowić część składową umów zawieranych przez Operatora Sieci Przesyłowej z uczestnikami rynku, stąd konieczność uwzględnienia trybu uzgadniania i wprowadzania do niej zmian, które będą wynikiem dostosowywania treści zasad prowadzenia ruchu do pozyskiwanych informacji o funkcjonowaniu rynku.

Warszawa, 6 lipca 2001 r.

KOMUNIKAT URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w sprawie

odmowy zatwierdzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy ustalonej przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. dla paliw gazowych.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki decyzją z 17 sierpnia 2001 r. odmówił zatwierdzenia taryfy dla paliw gazowych, przedłożonej przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. z siedzibą w Warszawie.

Postępowanie administracyjne prowadzone w sprawie zatwierdzenia powyższej taryfy wykazało, że nie została ona przygotowana zgodnie z wymogami ustawy – Prawo energetyczne i 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 i Nr 34 poz. 407). Przedsiębiorstwo w szczególności skalkulowało stawki opłat niezgodnie z art. 45 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne i w większości grup taryfowych udział opłat stałych za świadczenie usług przesyłowych w łącznych opłatach za te usługi dla danej grupy odbiorców był większy niż 40% oraz nie przedstawiło kalkulacji stawek opłat dystansowych (wbrew postanowieniom § 19 pkt 2 lit. a) rozporządzenia taryfowego). Brak stawek dystansowych uniemożliwia wprowadzenie mechanizmów konkurencyjnych do sektora i konsekwentne jego liberalizowanie. Ponadto w taryfie zawarto szereg zapisów nie znajdujących oparcia w przepisach prawa.

PGNiG S.A. nie przedłożyło, pomimo wezwania, szczegółowego uzasadnienia kosztów finansowych przyjętych do kalkulacji cen i stawek opłat. Nie udostępnienie odpowiednich dokumentów dotyczących zakupu paliw gazowych uniemożliwiło dokonanie rzetelnej oceny, zgodnie z art. 45 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, czy ustalona w taryfie cena gazu wysokometanowego (podstawowego paliwa gazowego) oparta jest o koszty uzasadnione.

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

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

W związku z tym Prezes URE uznał, że ustalona przez przedsiębiorstwo taryfa nie spełnia wymogów określonych w przepisach prawa i zgodnie z art. 47 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, odmówił zatwierdzenia taryfy.

Należy podkreślić, że odmowa zatwierdzenia taryfy nie stanowi przeszkody, by PGNiG S.A. wykorzystało dorobek zakończonego postępowania administracyjnego i opracowało oraz przedstawiło nową taryfę i niezbędne do jej zatwierdzenia dokumenty i informacje.

Warszawa, 21 sierpnia 2001 r.

Pełny tekst „Informacji w sprawie odmowy zatwierdzenia taryfy ustalonej przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.” znajduje się na stronie internetowej www.ure.gov.pl.

DECYZJA Nr 157/MON MINISTRA OBRONY NARODOWEJ

z dnia 19 lipca 2001 r.

w sprawie Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej.

(Dz. U. MON Nr 12, poz. 109)

Na podstawie § 2 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 5 maja 1998 r. w sprawie zakresu stosowania przepisów ustawy – Prawo energetyczne do jednostek organizacyjnych podległych Ministrowi Obrony Narodowej, Policji, Państwowej Straży Pożarnej, Straży Granicznej, jednostek wojskowych podległych Ministrowi Spraw Wewnętrznych i Administracji, jednostek organizacyjnych Urzędu Ochrony Państwa, jednostek organizacyjnych więziennictwa podległych Ministrowi Sprawiedliwości oraz organów właściwych w sprawach regulacji gospodarki paliwami i energią w tych jednostkach (Dz. U. Nr 60, poz. 385) ustala się, co następuje:

§ 1. Organem właściwym w sprawach regulacji gospodarki paliwami i energią w resorcie Obrony Narodowej jest Wojskowa Inspekcja Gospodarki Energetycznej.

2. Bezpośrednią podległość Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej określają odrębne przepisy.

§ 2. Do zakresu działania Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej należy:

- 1) kontrolowanie parametrów jakościowo-ilościowych obsługi odbiorców w zakresie obrotu paliwami i energią;
- 2) reprezentowanie interesu resortu Obrony Narodowej w sprawach spornych rozstrzyganych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w zakresie określonym w ustawie z 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348, Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668, Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255 oraz z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099), zwanej dalej „ustawą”;
- 3) opiniowanie planów rozwoju w zakresie zaspokojenia zapotrzebowania na paliwa i energię, sporządzanych przez przedsiębiorstwa energetyczne dla obszarów swojego działania, w odniesieniu do jednostek wojskowych;
- 4) wnioskowanie do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o nałożenie kar pieniężnych, o których mowa w art. 56 ustawy;
- 5) współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym przedsiębiorstw energetycznych;
- 6) publikowanie w prasie wojskowej informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii;
- 7) zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących gospodarki energetycznej w wojsku;
- 8) współdziałanie z organami samorządowymi w opracowaniu i realizacji planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.

2. Do zakresu działania Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej należy ponadto:

- 1) wykonywanie kontroli prowadzenia prawidłowej gospodarki paliwami i energią w jednostkach organizacyjnych resortu Obrony Narodowej, oraz wydawanie zaleceń pokontrolnych;
- 2) opiniowanie przedstawionych do uzgodnienia projektów norm i przepisów oraz dokumentacji technicznych w zakresie dotyczącym gospodarki paliwami i energią, obejmujących w szcze-

gólności dobór nośników, technologii lub instalacji i urządzeń mających wpływ na przewidywane zużycie paliw i energii;

- 3) sprawdzanie wykonywania zaleceń pokontrolnych, a także przestrzegania warunków wydanych opinii;
- 4) opiniowanie projektów programów, planów i innych dokumentów dotyczących racjonalizacji gospodarki energetycznej opracowywanych przez jednostki organizacyjne podległe Ministrowi Obrony Narodowej;
- 5) doradztwo techniczne i ekonomiczne;
- 6) działalność popularyzacyjna i informacyjna.

§ 3. W skład Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej wchodzi:

- 1) Szef Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej;
- 2) Biuro Szefa Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej;
- 3) delegatury Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej.

§ 4. 1. Siedzibą Szefa Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej jest Warszawa.

2. Siedzibami delegatur są miasta: Bydgoszcz, Kraków, Warszawa, Wrocław.

3. Terytorialny zasięg działania delegatur określa załącznik do decyzji.

§ 5. 1. Na czele Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej stoi Szef Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej, który jest przełożonym stanu osobowego delegatur i kieruje całokształtem ich działania.

2. Do zakresu działania Szefa Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej należy w szczególności:

- 1) nadzór nad działalnością delegatur;
- 2) przedstawianie Ministrowi Obrony Narodowej propozycji powoływania komisji kwalifikacyjnych w zakresie urządzeń i instalacji elektrycznych, gazowych i cieplnych w resorcie Obrony Narodowej;
- 3) wnioskowanie do właściwych organów w przedmiocie dostosowania do warunków jednostek organizacyjnych podległych Ministrowi Obrony Narodowej przepisów wydanych na podstawie ustawy – jeżeli wymaga tego interes wojska;
- 4) opiniowanie projektów przepisów oraz innych aktów prawnych dotyczących stosowania przepisów ustawy;
- 5) opiniowanie projektów programów, planów i innych dokumentów dotyczących racjonalizacji gospodarki energetycznej opracowanych przez jednostki organizacyjne podległe Ministrowi Obrony Narodowej;
- 6) opracowywanie okresowych informacji, analiz i wniosków dotyczących racjonalnego i oszczędnego użytkowania paliw i energii;
- 7) występowanie do właściwych przełożonych (dowódców, dyrektorów, szefów) o wymierzenie kar dyscyplinarnych żołnierzom w czynnej służbie wojskowej, którzy dopuszczają się naruszeń, o których mowa w art. 56 ustawy;
- 8) występowanie do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wymierzanie kar pieniężnych osobom zatrudnionym w resorcie

Obrony Narodowej dopuszczających się naruszeń, o których mowa w art. 56 ustawy;

- 9) rozpatrywanie odwołań od decyzji, zaleceń pokontrolnych i wniosków o nałożenie kar wydanych przez szefów delegatur;
- 10) prowadzenie działalności informacyjnej w zakresie dotyczącym zasad racjonalnej gospodarki paliwami i energią w wojsku.

§ 6. Do zakresu działania szefów delegatur należy w szczególności:

- 1) wykonywanie kontroli prawidłowego prowadzenia gospodarki paliwami i energią w jednostkach organizacyjnych podległych Ministrowi Obrony Narodowej;
- 2) kontrolowanie parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców w zakresie obrotu paliwami i energią;
- 3) kontrolowanie posiadania wymagań kwalifikacyjnych przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci energetycznych stosownie do przepisów ustawy;
- 4) występowanie do dowódców kontrolowanych jednostek z wnioskami o okresowe lub trwale wycofanie z eksploatacji określonych urządzeń i instalacji energetycznych w celu zapobieżenia:
 - a) nieuzasadnionemu zużyciu paliw i energii,
 - b) zagrożeniom awarii lub pożaru,
 - c) innym zagrożeniom bezpieczeństwa obsługi lub otoczenia;
- 5) występowanie do właściwych przełożonych o ukaranie winnych naruszeń, o których mowa w art. 56 ustawy;
- 6) opiniowanie projektów programów, planów oraz dokumentacji technicznych dotyczących racjonalizacji gospodarki energetycznej opracowanych przez jednostki podległe Ministrowi Obrony Narodowej;
- 7) współdziałanie z właściwymi terytorialnie gminami w opracowywaniu i realizacji planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe jednostek wojskowych;
- 8) prowadzenie doradztwa technicznego i ekonomicznego oraz popularyzacji zasad racjonalnego i oszczędnego gospodarowania paliwami i energią;
- 9) wykonywanie oceny energetycznej obiektów wojskowych;
- 10) współpraca z właściwymi terytorialnie oddziałami Urzędu Regulacji Energetyki.

§ 7. 1. Inspektorzy Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej kontrolują przestrzeganie zasad prawidłowej gospodarki paliwami i energią na podstawie imiennych upoważnień Sekretarza Stanu i Zastępcy Ministra Obrony Narodowej zgodnie z planem kontroli.

2. Wykonujący kontrole są uprawnieni do:

- 1) wstępu o każdej porze na teren i do obiektów jednostki kontrolowanej z zachowaniem wymagań wynikających z przepisów o ochronie informacji niejawnych;
- 2) dostępu do urządzeń i instalacji energetycznych;
- 3) żądania od kontrolowanej jednostki przedstawienia dokumentów i informacji niezbędnych do dokonania oceny gospodarki energetycznej;
- 4) przeprowadzania prób, pomiarów i innych czynności potrzebnych do ustalenia danych dotyczących gospodarki paliwami i energią w kontrolowanej jednostce.

§ 8. Dowódcy (szefowie, komendanci, dyrektorzy) jednostek i inne osoby funkcyjne w związku z przeprowadzaną kontrolą są zobowiązani:

- 1) wskazać osoby odpowiedzialne za gospodarkę energetyczną;
- 2) zapewnić warunki i środki niezbędne inspektorom do sprawnego wykonania kontroli;

3) udzielać inspektorom niezbędnych informacji do wykonywania czynności kontrolnych, w tym również niejawnych, z zachowaniem zasad wynikających z przepisów o ochronie informacji niejawnych.

§ 9. 1. Wykonujący kontrolę sporządza protokół z oceną stanu gospodarki energetycznej z podaniem przepisów, które zostały naruszone i zaleceń pokontrolnych. Protokół winien zawierać opis stanu faktycznego stwierdzonego w czasie kontroli ze wskazaniem osób odpowiedzialnych za istniejący stan.

2. Jeżeli po sporządzeniu protokołu, a przed jego podpisaniem zgłoszone zostały umotywowane zastrzeżenia co do konkretnych faktów ustalonych w protokole, kontrolujący powinien dodatkowo zbadać te fakty i uwzględnić w protokole.

3. Protokół podpisują: osoba kontrolująca i dowódca jednostki kontrolowanej. Odmowa podpisania protokołu nie stanowi przeszkody do prowadzenia czynności pokontrolnych.

§ 10. 1. Dowódca (szef, komendant, dyrektor) jednostki kontrolowanej w terminie 14 dni od dnia otrzymania zaleceń pokontrolnych może odwołać się do Szefa Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej za pośrednictwem szefa delegatury od wyznaczonego terminu lub określonego zakresu wykonania zaleceń.

2. Jednostka kontrolowana w wyznaczonym terminie składa meldunek na piśmie do szefa delegatury o stanie wykonania zaleceń pokontrolnych.

3. Szef delegatury może zarządzić sprawdzenie zgodności meldunku ze stanem faktycznym realizacji zaleceń pokontrolnych.

§ 11. 1. W razie ujawnienia w toku kontroli rażącego uchybienia w dziedzinie gospodarki paliwami i energią kontrolujący występuje do dowódcy (szefa, komendanta, dyrektora) jednostki kontrolowanej z wnioskiem o wydanie poleceń natychmiastowego usunięcia stwierdzonych uchybień mających na celu zapobieżenie nieuzasadnionemu zużyciu paliw i energii lub zagrożeniu bezpieczeństwa osób.

2. Szef Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej lub szefowie delegatur mogą nakazać właściwym dowódcom okresowe lub trwale wycofanie z eksploatacji w określonym terminie urządzeń i instalacji energetycznych przekraczających uzasadniony technicznie i ekonomicznie poziom zużycia, powodujący straty paliw i energii lub zagrażający bezpieczeństwu obsługi.

§ 12. 1. W uzasadnionych przypadkach, w celu uzyskania określonych informacji z dziedziny gospodarki energetycznej lub sprawdzenia realizacji zaleceń pokontrolnych wydanych na podstawie przepisów ustawy, może być stosowane uproszczone postępowanie kontrolne.

2. Z uproszczonego postępowania, o którym mowa w ust. 1 sporządza się notatkę służbową.

§ 13. W sprawach dotyczących regulacji gospodarki paliwami i energią w odniesieniu do jednostek organizacyjnych podległych Ministrowi Obrony Narodowej nie objętych przepisami niniejszej decyzji stosuje się przepisy wydane na podstawie ustawy.

§ 14. Traci moc zarządzenie Ministra Obrony Narodowej Nr 12/MON z dnia 29 marca 1999 r. w sprawie Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej (Dz. Rozk. MON poz. 21 i z 2000 r. poz. 64).

§ 15. Decyzja wchodzi w życie z dniem ogłoszenia z mocą od dnia podpisania.

Minister Obrony Narodowej: *B. KOMOROWSKI*
W porozumieniu: *Prezes Urzędu Regulacji Energetyki*

TERYTORIALNY ZASIĘG DZIAŁANIA DELEGATUR WOJSKOWEJ INSPEKCJI GOSPODARKI ENERGETYCZNEJ

1. Delegatura w Bydgoszczy obejmuje województwa:
 - kujawsko-pomorskie,
 - pomorskie,
 - zachodniopomorskie.
2. Delegatura w Krakowie obejmuje województwa:
 - małopolskie,
 - podkarpackie,
 - śląskie,
 - świętokrzyskie.
3. Delegatura w Warszawie obejmuje województwa:
 - lubelskie,
 - mazowieckie,
 - podlaskie,
 - łódzkie,
 - warmińsko-mazurskie.
4. Delegatura we Wrocławiu obejmuje województwa:
 - dolnośląskie,
 - lubuskie,
 - opolskie,
 - wielkopolskie.

URE – POWODZIANOM

Grupa pracowników Urzędu wystąpiła 13 sierpnia 2001 r. z inicjatywą udzielenia pomocy ofiarom ostatniej powodzi.

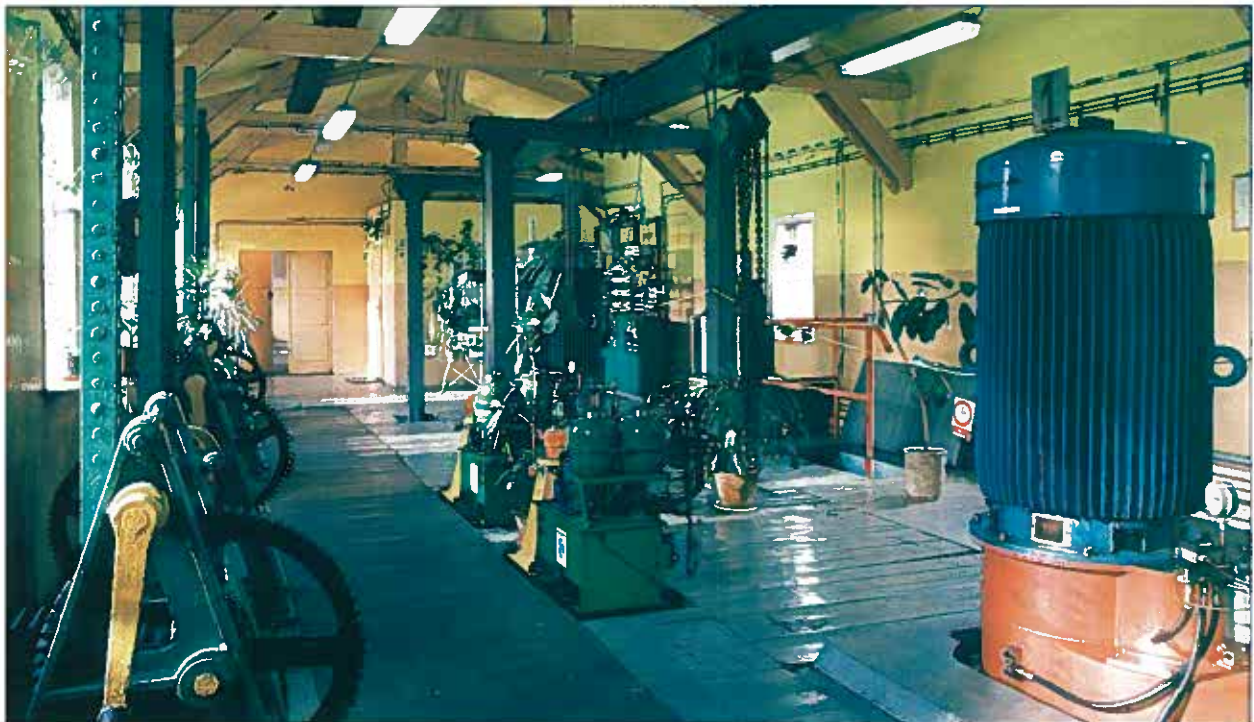
Utworzono 11-osobowy Społeczny Komitet Pomocy Ofiarom Powodzi przy Urzędzie Regulacji Energetyki na czele z Leszkiem Juchniewiczem jako przewodniczącym.

Otrzymana 14 sierpnia br. decyzja Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji nr ZK-VI-632-108/187/01/2 zezwala Komitetowi na przeprowadzenie ogólnokrajowej zbiórki publicznej w formie dobrowolnych wpłat w terminie do 31 grudnia 2001 r. z prze-

znaczeniem zebranych środków na pomoc ofiarom powodzi, która wystąpiła w Polsce latem bieżącego roku.

Zebrane środki zostaną przekazane poszkodowanym za pośrednictwem legalnie działających na obszarze kraju organizacji charytatywnych lub na rzecz jednostek organizacyjnych użyteczności publicznej.

Uruchomiono dla potrzeb Komitetu rachunek bankowy numer 10301058-09328407 w Banku Handlowym w Warszawie S.A., IV Oddział w Warszawie. O rezultatach zbiórki i sposobie wykorzystania zgromadzonych środków Komitet Społeczny poinformuje opinię publiczną po zakończeniu zbiórki.



Hala maszyn Elektrowni Wodnej Kępice

SŁOWNIK REGULACJI I REGULATORA

Faktoring (*ang. factor – pośrednik*) to rodzaj działalności, polegającej na krótkoterminowym finansowaniu dostaw i usług przez podmiot, który pośredniczy w rozliczeniach finansowych między dostawcą a odbiorcą.

Faktoring wiąże się więc z odkupieniem przez faktora (wyspecjalizowanej jednostki finansowej, np. banku) nieprzeterninowanych należności od różnych podmiotów gospodarczych (faktorantów) do czasu ich wymagalności, a następnie egzekwowania ich od dłużnika. Za swoje usługi faktor pobiera wynagrodzenie w formie prowizji, procentu od wartości wierzytelności. Faktorant z kolei zobowiązany jest do powiadomienia dłużnika, aby regulował płatności na rzecz faktora.

Przedsiębiorca będąc stroną umowy faktoringu, w zamian za przelew wierzytelności na faktora, uzyskuje pieniądze należne mu od kontrahenta w formie kredytu bądź zaliczki, przed upływem wymagalności długu, pomniejszone o prowizję, stanowiącą dochód faktora. Wysokość zaliczki zależy od wielkości wierzytelności, ocenianej ze względu na długość okresu wymagalności. Stanowi ona zazwyczaj 75–80% wierzytelności, ponieważ reszta przeznaczona jest na odsetki i prowizję.

Praktycznie faktoring, polega na skupowaniu cudzych, przyszytych wierzytelności pieniężnych w celu ich dalszego egzekwowania. Typowy schemat takiej transakcji jest następujący: wierzyciel z danego stosunku prawnego (np. wytwórca czy dostawca towaru) przenosi na rzecz faktora (np. banku czy wyspecjalizowanej instytucji faktoringowej) swoje uprawnienie do żądania w przyszłości zapłaty sumy pieniężnej za dostarczony towar od swojego dłużnika (np. odbiorcy danego towaru). Faktoring pozwala więc wierzycielowi uzyskać pieniądze natychmiast, bez czekania na zapłatę od dłużnika, z tym że otrzymana od faktora suma jest nieco mniejsza od tej, którą uzyskałby, gdyby poczekał na dłużnika.

Przedmiotem faktoringu są zazwyczaj wierzytelności przedsiębiorców, które powinny być zaspokojone przez dłużników w terminie od 7 do 210 dni (wierzytelności krótkoterminowe) lub wcześniej ustalonego, dłuższego okresu. Zasadą jest, iż w ramach transakcji faktoringowej skupuje się wierzytelności niewymagalne. Ponadto wierzytelności takie muszą się charakteryzować tym, że:

- nie są obciążone żadnymi prawami na rzecz osób trzecich,
- nie są zajęte w postępowaniu egzekucyjnym, zabezpieczającym, lub układowym,
- nie były i nie są zbyte i przysługują wyłącznie faktorantowi,
- ich sprzedaży nie sprzeciwia się ustawa, zastrzeżenie umowne lub właściwości zobowiązania.

Faktoring jest formą finansowania krótkoterminowego alternatywną dla w stosunku do kredytu obrotowego. Stanowi rozwiązanie dla firm odczuwających brak kapitału obrotowego. Kiedy firma chce umocnić kontakty ze stałymi odbiorcami i dostawcami, często wydłuża okresy płatności oraz stara się regulować terminowo własne zobowiązania.

(K.G.)

Forfaiting – (*z franc. forfaitage, z niem. Forfaitierung*) jest szczególną formą operacji rozliczeniowej, polega na skupie należności terminowych w postaci weksli, z wyłączeniem prawa regresu wobec odstępującego weksel (wierzytelność). Ryzyko instytucji forfaitingowych, będących często bankami, nie jest wielkie, bo weksel jest poręczony (awal) przez bank nabywcy.

W transakcji tej sprzedawca otrzymuje natychmiastową zapłatę dyskontując weksel, a nie ponosi odpowiedzialności za realizację weksla. Odbiorca zaś nabywa towar na kredyt.

Forfaiting stanowi szczególną formę wykupu lub sprzedaży wierzytelności terminowych z wyłączeniem prawa regresu w stosunku do zbywcy. Umożliwia sprawny obrót wierzytelnościami pieniężnymi, nie tylko wekslowymi, ale również wynikającymi z umów o wykonanie różnorodnych usług, przede wszystkim z umowy dostawy i sprzedaży. Forfaiting jest w konsekwencji ściśle związany z obrotem handlowym.

Transakcje forfaitingowe umożliwiają wyeliminowanie ryzyka związanego z transakcją handlową oraz osiągnięcie korzyści w postaci:

- odciążenia bilansu od zobowiązań dłużników,
- uzyskania środków finansowych dla prowadzenia działalności gospodarczej,
- uniknięcia strat, jakie mógłby spowodować niewypłacalny dłużnik,
- oszczędności kosztów wobec braku konieczności ubezpieczenia transakcji od ryzyka kursu wymiany walut i zmiany oprocentowania,
- poprawy płynności w wyniku zamiany transakcji, gdzie termin płatności jest odległy, na transakcję gotówkową,
- uniknięcia potrzeby zaciągania kredytu dla sfinansowania odroczonej wierzytelności oraz ponoszenia skutków zmiany jego oprocentowania i kosztów obsługi,
- możliwości rozszerzenia kontaktów handlowych i zwiększenia obrotów z partnerami zagranicznymi przy wyeliminowaniu konieczności zaciągania kredytu refinansującego dostawę kredytowe.

Przedmiotem działalności forfaitingowej są głównie wierzytelności o terminach płatności od 6 miesięcy do 7 lat:

- wekslowe,
- wynikające z umów dostawy, sprzedaży i o wykonanie usług,
- objęte akredytywami,
- powstałe z umów leasingowych.

Skup wierzytelności odbywa się zwykle poprzez dyskontowanie faktur, na podobnych zasadach co dyskontowanie weksli. Firma forfaitingowa nie ma obowiązku badania ważności umów będących podstawą wystawienia np. faktury. Odpowiedzialność za daną należność względem firmy forfaitingowej leży po stronie zbywcy. Firma natomiast powinna zbadać formalną stronę dokumentu, tzn. czy występują wszystkie elementy niezbędne do jego ważności. Podczas wykupu wierzytelności firma forfaitingowa potrąca z góry należne odsetki i wypłaca zbywcy kwotę z faktury odpowiednio pomniejszoną o odsetki i ewentualną prowizję.

Ze względu na zakres przejęcia ryzyka przez firmę forfaitingową wyróżnić możemy:

- forfaiting właściwy – w którym firma forfaitingowa przejmuje pełne ryzyko wypłacalności dłużnika podczas kupowania wierzytelności pieniężnej. Oznacza to brak możliwości regresu w stosunku do zbywcy,
- forfaiting niewłaściwy – polega na przejęciu przez firmę forfaitingową tylko części ryzyka związanego z wypłacalnością dłużnika. Wówczas firmie kupującej daną wierzytelność przysługuje prawo dochodzenia roszczeń od zbywcy.

(K.G.)



URE
URZĄD REGULACJI ENERGETYKI