

NR 4
2001

2 lipca 2001

BIULETYN
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze m.in.:

- **Zwolnienie
z zatwierdzania taryf**
- **Koszt kapitału w regulacji**
- **O rynku bilansującym**
- **Dywersyfikacja dostaw gazu**

Zmiany w oddziałach terenowych Urzędu Regulacji Energetyki

Oddział Centralny w Warszawie

ul. Canaletta 4

00-099 Warszawa

tel.: (0-22) 828-02-31 (33) centrala (0-22) 827-80-01

fax: (0-22) 828-02-37

e-mail: warszawa@ure.gov.pl

Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie

ul. Garbarska 20

20-340 Lublin

tel.: (0-81) 743-85-09 (30)

fax: (0-81) 743-92-91

e-mail: lublin@ure.gov.pl

OD REDAKCJI

Drodzy Czytelnicy!

W czwartym numerze Biuletynu URE zamieszczamy, oczekiwane od dawna Stanowisko Prezesa URE w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem i obrotem energią elektryczną z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, które stanowi kolejny milowy krok na drodze ku gospodarce rynkowej w sektorze.

Zgodnie z założeniem naszej redakcji, Biuletyn URE powinien, poza ustawowymi celami, spełniać również rolę swoistej płaszczyzny dyskusji i wymiany poglądów na temat regulacji i problemów sektora energetycznego. Dlatego też w rubryce „Opinie” zamieściliśmy cztery interesujące teksty na temat rynku bilansującego, bezpieczeństwa dostaw gazu, dywersyfikacji dostaw ciepła oraz prywatyzacji sektora elektroenergetycznego.

Węzłowym problemom z zakresu regulacji poświęcone zostało również opracowanie Janusza Bila „Koszt kapitału w regulacji”, w którym autor omawia sprawy związane z kosztem kapitału w działalności regulowanej, wyceną majątku przedsiębiorstw regulowanych i zasadami jego amortyzowania – specyficznymi dla infrastrukturalnych przedsiębiorstw sieciowych podlegających regulacji.

Ponadto, jak zwykle w rubryce prawnej, publikujemy trzy nowe rozporządzenia (MG w sprawie sposobu prowadzenia rejestru podmiotów obowiązanych do tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych paliw ciekłych, MG zmieniające rozporządzenie w sprawie zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, Prezesa RM zmieniające rozporządzenie w sprawie nadania statutu URE) oraz tekst Joanny Kędzi, w którym autorka rozpatruje problem dotyczący właściwości rozpoznawania „skarg na bezczynność Prezesa URE”.

Problemy związane z nadzorem i jakością poruszył na łamach Biuletynu w swoim artykule o komisjach kwalifikacyjnych Marek Krawczyński.

W bieżącym numerze zamieszczamy również Sprawozdanie z działalności Rady Konsultacyjnej oraz cieszący się, jak wiemy, dużym zainteresowaniem naszych Czytelników Słownik Regulacji i Regulatora. Życzymy udanej lektury.

Biuro Komunikacji Społecznej i Informacji

SPIS TREŚCI

Stanowisko Prezesa URE w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem i obrotem energią elektryczną z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia	2
Sprawozdanie z działalności Rady Konsultacyjnej przy Prezesie Urzędu Regulacji Energetyki w 2000 r.	3
Prawo energetyczne – rozporządzenia	6
Naczelny Sąd Administracyjny – właściwy do rozpoznawania skarg na bezczynność Prezesa URE	7
Koszt kapitału w regulacji	9
Strategie rozwoju energetyki niekonwencjonalnej	16
Komisje kwalifikacyjne	19
O rynku bilansującym	24
Bezpieczeństwo dostaw gazu	29
Dywersyfikacja dostaw ciepła a rozwój zrównoważony	33
Prywatyzacja sektora elektroenergetyki w świetle bezpieczeństwa energetycznego w warunkach rynkowych	37

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 28 czerwca 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).



PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI
dr Leszek Juchniewicz

STANOWISKO

w sprawie

ZWOLNIENIA PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH ZAJMUJĄCYCH SIĘ WYTWARZANIEM I OBROTEM ENERGIĄ ELEKTRYCZNĄ Z OBOWIĄZKU PRZEDKŁADANIA TARYF DO ZATWIERDZENIA

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

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

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

Zwolnienie nie dotyczy:

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

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

Warszawa, 28 czerwca 2001 r.

SPRAWOZDANIE Z DZIAŁALNOŚCI RADY KONSULTACYJNEJ PRZY PREZESIE URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI W 2000 R.

Rok 2000 był trzecim rokiem działalności Rady Konsultacyjnej przy Prezesie URE.

I. W 2000 r. Rada Konsultacyjna przy Prezesie URE działała w następującym składzie:

prof. dr hab. inż. Krzysztof Żmijewski, Przewodniczący Rady,
mgr inż. Zbigniew Belina, Członek Rady,
mgr inż. Stefan Hnatiuk, Członek Rady,
dr Andrzej Kassenberg, Członek Rady,
mgr Waldemar Pernach, Członek Rady,
prof. dr hab. inż. Andrzej Ziębik, Członek Rady.

II. 1. W 2000 r., podobnie jak w latach uprzednich, Rada Konsultacyjna przy Prezesie URE zajmowała się problemami energetyki w szczególności w aspekcie działań regulatora (Prezesa URE). Punkt widzenia Rady Konsultacyjnej przy Prezesie Urzędu Regulacji Energetyki określony jest w konkretnych stanowiskach. W roku 2000 praca Rady koncentrowała się na sprawach przedstawionych jej do rozpatrzenia przez Prezesa URE. Na 9 stanowisk przyjętych przez Radę, 8 dotyczyło problemów wniesionych przez Prezesa URE, a 1 zostało przyjęte z własnej inicjatywy Rady.

W roku 2000 Rada, na wniosek Prezesa URE, ponownie zajmowała się problematyką odnawialnych źródeł energii (OZE). Rada uważa za niezbędne zwrócenie większej uwagi na promowanie OZE w działalności URE.

Rada Konsultacyjna dostrzega, że OZE i produkcja energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem nie są jedynymi środkami wpływającymi na racjonalne użytkowanie paliw oraz energii. Korzystne rezultaty dałoby popieranie przez regulatora wprowadzania przedsięwzięć zarządzania popytem (DSM) w energetyce. Rada uznała, że finansowanie przedsięwzięć wpływających na zmniejszenie zużycia paliw i energii u odbiorców winno być uznane za koszty uzasadnione przedsiębiorstw energetycznych.

Rada podkreślała także konieczność silniejszego wspierania przez regulatora rozwoju lokalnych rynków energii poprzez system warunków koncesjonowania i procedurę uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych.

Rada Konsultacyjna zwróciła uwagę na celowość i zasadność wprowadzenia systemu zarządzania jakością w URE, jak i upowszechniania standardów ISO wśród przedsiębiorstw energetycznych.

Rada wyraziła także opinię w sprawie roli i zadań Prezesa URE jako regulatora zjawisk na rynkach niekoncesjonowanych oraz rynkach poza energetycznych.

Dostrzegając perspektywę wprowadzenia w nieodległej przyszłości w kraju czy też na forum międzynarodowym handlu zbywalnymi pozwoleniami na emisję zanieczyszczeń do powietrza, Rada odniosła się do możliwych działań regulatora w tym zakresie w celu niedoprowadzenia do uprzywilejowania jednych podmiotów gospodarczych w stosunku do innych.

II. 2. W centrum zainteresowania Rady w roku 2000, tak jak w latach poprzednich, było:

- promowanie konkurencji,
- równoważenie interesów dostawców i odbiorców energii,
- jawność i transparentność procesów regulacyjnych.

W opinii Rady Konsultacyjnej Prezes URE powinien być regulatorem aktywnym tzn. wpływać na pożądaną kształt rynku, szczególnie w podanym powyżej zakresie. Prezes URE winien być nie tylko strażnikiem wykonywania prawa energetycznego, ale także kreatorem strategicznych rozwiązań w tym zakresie przedstawiającym je poprzez Ministra Gospodarki Rządowi.

III. W 2000 r. odbyło się 12 posiedzeń Rady Konsultacyjnej.

Poniżej omówiono tematykę tych posiedzeń.

Posiedzenie 1/2000

Pierwsze posiedzenie Rady Konsultacyjnej w roku 2000 odbyło się 26.01.2000 r.

Na posiedzeniu omówiono pismo Prezesa URE zawierające propozycje tematów, które Rada mogłaby podjąć w swych pracach w roku 2000. Rada włączyła przedstawione tematy do harmonogramu swych prac, powierzając członkom Rady przygotowanie poszczególnych zagadnień.

W spotkaniu z Radą uczestniczyli: dyrektor Departamentu Nadzoru i Kontroli Jakości – Iwona Figaszewska, dyrektor Departamentu Planów i Analiz – Witold Włodarczyk, dyrektor Departamentu Taryf – Jacek Loreł, oraz zastępca dyrektora Departamentu Koncesji – Jacek Belkowski. Podczas spotkania dyskutowano na temat problemów omówionych w opracowaniu Rady dotyczącym zagadnień regulacji.

Podczas posiedzenia omawiano także problematykę opłat kompensacyjnych.

Posiedzenie 2/2000

Drugie posiedzenie Rady Konsultacyjnej odbyło się 24.02.2000 r.

Podstawowym tematem spotkania było omówienie modelu rynku energii. Rada spotkała się z ekspertem w tym zakresie St. Porębą z PSE Electra.

W spotkaniu z członkami Rady, ze strony URE, udział wzięli Wiceprezes W. Wójcik z którym członkowie Rady omawiali sprawę rynku energii oraz harmonogram prac Rady do lipca 2000 r.

Posiedzenie 3/2000

W dniu 22.03.2000 r. odbyło się trzecie posiedzenie członków Rady Konsultacyjnej.

Na posiedzeniu przyjęto treść sprawozdania z prac Rady w roku 1999.

W trakcie posiedzenia tematem dyskusji Rady Konsultacyjnej były zagadnienia systemu zarządzania jakością. Członkowie Rady spotkali się także z T. Buchaczem oraz G. Kazimierskim z Umbrella Project UNDP. Obaj eksperci przedstawili zgromadzonym informację na temat problematyki certyfikacji jakości. Omawiano wprowadzanie metod zarządzania jakością zarówno w przedsiębiorstwach energetycznych jak i w administracji publicznej. Członkowie Rady Konsultacyjnej postanowili, że Rada opracuje i przedstawi stanowiska w omawianych sprawach.

Wyniki spotkania zostały omówione z przybyłym na posiedzenie Wiceprezesem URE W. Wójcikiem.

Posiedzenie 4/2000

Czwarte posiedzenie Rady Konsultacyjnej w 2000 r. odbyło się 26.04.2000 r.

W trakcie posiedzenia przyjęto odpowiedź Rady na pismo Wiceprezesa URE W. Wójcika, dotyczące sporu spowodowanego odmową zakupu energii elektrycznej przez spółkę dystrybucyjną od elektrowni.

Głównym punktem posiedzenia było omówienie działań regulatora w zakresie wsparcia wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce. W spotkaniu wzięli udział ekspert w tej dziedzinie G. Wiśniewski z EC-BREC oraz M. Barańska – posiadacz koncesji na wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych. Postanowiono, że Rada opracuje stanowisko w sprawie energii odnawialnej.

Omówione zostało także stanowisko w sprawie zarządzania jakością.

Posiedzenie 5/2000

Posiedzenie 5/2000 odbyło się w dniu 26.05.2000 r.

W trakcie posiedzenia Rada Konsultacyjna przyjęła 2 stanowiska.

- w sprawie celowości i możliwości wdrożenia w URE systemu zarządzania jakością oraz
- w sprawie upowszechnienia standardów ISO w zakresie jakości.

Tematem omawianym w trakcie posiedzenia było zarządzanie popytem w celu osiągnięcia poprawy efektywności energetycznej maszyn i urządzeń. W spotkaniu

uczestniczyli oprócz członków Rady: T. Skoczkowski reprezentujący Krajową Agencję Poszanowania Energii, E. Hille i S. Pasierb z Fundacji na rzecz Efektywnego Wykorzystania Energii oraz J. Radecka i R. Frydrychowski z Polskich Sieci Elektroenergetycznych. URE było reprezentowane przez dyrektora Departamentu Nadzoru i Kontroli Jakości I. Figaszewską.

Na zakończenie posiedzenia Rada spotkała się z Wiceprezesem URE W. Wójcikiem. Omawiano sprawę wprowadzania rynku konkurencyjnego w energetyce, przedstawiono także rezultaty dyskusji na temat zarządzania popytem.

Posiedzenie 6/2000

Posiedzenie miało miejsce w dniu 28.06.2000 r.

Na posiedzeniu członkowie Rady Konsultacyjnej przyjęli stanowisko w sprawie odnawialnych źródeł energii. Omawiano także treść stanowiska w sprawie zarządzania popytem.

W trakcie posiedzenia zajęto się tematem: „Rola i zadania Prezesa URE jako regulatora zjawisk na rynkach kontraktowych i poza energetycznych oraz jako powołującego komisje kwalifikacyjne”. W dyskusji na ten temat wzięli udział: zaproszony ekspert: P. Żółtowski ze Stowarzyszenia Elektryków Polskich oraz dyrektor Departamentu Nadzoru i Kontroli Jakości URE I. Figaszewska.

Rada Konsultacyjna dyskutowała także na temat nowelizacji ustawy Prawo energetyczne w kontekście postanowień dyrektyw Unii Europejskiej.

Posiedzenie 7/2000

Posiedzenie odbyło się w dniu 26.07.2000 r.

Podczas posiedzenia członkowie Rady Konsultacyjnej dyskutowali na temat kompetencji i obowiązków Prezesa URE w zakresie kontroli efektywności energetycznej urządzeń wprowadzanych do obrotu na obszarze kraju oraz stosowania etykiet i charakterystyk technicznych. Omawiano także treść stanowiska Rady w tej sprawie.

Podczas posiedzenia dyskutowano na temat problematyki rozwoju lokalnych rynków energii na przykładzie aglomeracji śląskiej. Prezentację na ten temat przedstawił członek Rady A. Ziębik (prezentacja została przygotowana wspólnie z dyrektorem Południowego Oddziału Terenowego URE w Katowicach E. Witkowskim). Drugi referat w tej sprawie przedstawił zaproszony ekspert J. Popczyk z Politechniki Śląskiej. W posiedzeniu uczestniczyli Wiceprezes URE W. Wójcik oraz E. Witkowski dyrektor oddziału terenowego URE w Katowicach oraz J. Bodych-Wasilewska z Centrali URE.

Posiedzenie 8/2000

Posiedzenie odbyło się 30.08.2000 r.

W trakcie posiedzenia członkowie Rady Konsultacyjnej dyskutowali na temat treści stanowiska w sprawie roli i zadań Prezesa URE jako regulatora zjawisk na rynkach niekoncesjonowanych oraz rynkach poza energetycznych.

Rada przyjęła dwa stanowiska:

- w sprawie przedsięwzięć DSM w energetyce oraz
- w sprawie lokalnych rynków energii.

W trakcie posiedzenia dyskutowano na temat możliwo-

ści zaangażowania Rady w pracach legislacyjnych dotyczących przepisów wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne.

Posiedzenie 9/2000

Posiedzenie to miało miejsce 27.09.2000 r.

Podczas posiedzenia członkowie Rady Konsultacyjnej uzgodnili treść pisma do Prezesa URE, w którym zawarto informację o zakończeniu prac nad opracowaniem stanowisk na tematy przedłożone na pierwszym posiedzeniu w roku 2000. W piśmie zwrócono się także o przedstawienie nowych tematów do rozpatrzenia. Rada zaproponowała także listę zagadnień, w których Rada mogłaby zająć stanowisko. Wyrażono gotowość do włączenia się Rady do opiniowania projektów legislacyjnych. W piśmie zwrócono uwagę na niepublikowanie stanowisk Rady w Biuletynie URE.

W trakcie posiedzenia omawiano także sprawę zbliżającej się konferencji dotyczącej problemów regulacji.

W dniu 27.09.2000 r. zostały przyjęte przez Radę stanowiska w sprawie roli i zadań Prezesa URE jako regulatora na rynkach niekoncesjonowanych oraz rynkach poza energetycznych. Były to stanowiska:

- w sprawie rozstrzygnięcia sporów,
- w sprawie nadzoru nad komisjami kwalifikacyjnymi oraz karania za zatrudnianie osób bez wymaganej kwalifikacji oraz
- w sprawie karania za wprowadzenie do obrotu urządzeń nie spełniających wymagań efektywności energetycznej.

Posiedzenie 10/2000

Posiedzenie nr 10 odbyło się 25.10.2000 r.

W trakcie posiedzenia omawiano konferencję dotyczącą problemów regulacji, która miała miejsce w dniach 19-20.10.2000 r. w Mikołajkach. Przyjęto ostateczną treść komunikatu z tej konferencji. Omówiono treść listu Prezesa URE zawierającego propozycje tematów, którymi Rada mogłaby się zająć na posiedzeniach. W tej części posiedzenia wzięła udział dyrektor Sekretariatu Urzędu A. Mazurek.

W trakcie posiedzenia omawiano także sprawę konsolidacji sektora energetycznego.

Posiedzenie 11/2000

Posiedzenie odbyło się 1.12.2000 r.

Głównym tematem posiedzenia była problematyka handlu emisjami gazów jako element realizacji polityki ekologicznej państwa. Omawiano sprawę ratyfikacji przez poszczególne państwa Protokołu z Kioto dotyczącego emisji gazów. Problematykę przedstawili eksperci w tym zakresie: T. Żylicz z Uniwersytetu Warszawskiego oraz J. Andruszkiewicz z Energetyki Poznańskiej S.A. W spotkaniu uczestniczyli także pracownicy Departamentu Planów i Analiz URE: A. Różycki i R. Szramka. Dyskutowano zakres pokrywania się problematyki handlu emisjami z działaniami regulatora.

Posiedzenie 12/2000

Ostatnie posiedzenie Rady w 2000 r. miało miejsce w dniu 22.12.2000 r.

Podczas posiedzenia omawiano projekt całości opracowania Rady: „Kluczowe zagadnienia procesu regulacji w polskiej energetyce”. Rada przyjęła opracowanie po dokonaniu w nim wskazanych przez członków poprawek.

W trakcie posiedzenia przyjęto stanowisko w sprawie uwzględnienia w działaniach URE zastosowania mechanizmów elastyczności zapisanych w Protokole z Kioto.

Omówiono problematykę uzmienniania stawek opłat za usługi przesyłowe ciepła. W dyskusji na ten temat uczestniczył doradca Prezesa URE W. Cherubin.

IV. O treści stanowisk opracowanych przez Radę Konsultacyjną przy Prezesie Urzędu Regulacji Energetyki w różnych kwestiach informowani byli, prócz Prezesa URE, Prezes Rady Ministrów oraz Minister Gospodarki.

*Przewodniczący Rady Konsultacyjnej
przy Prezesie Urzędu Regulacji Energetyki
prof. dr hab. Krzysztof Żmijewski*

Warszawa, 29 marca 2001 r.

Zapraszamy na stronę internetową URE:

www.ure.gov.pl

oraz podajemy adres e-mail:

ure@ure.gov.pl

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI

z dnia 8 lutego 2001 r.

w sprawie sposobu prowadzenia rejestru podmiotów obowiązanych do tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych paliw ciekłych.

(Dz. U. Nr 14, poz. 131)

Na podstawie art. 17 ust. 2 ustawy z dnia 30 maja 1996 r. o rezerwach państwowych oraz zapasach obowiązkowych paliw (Dz. U. Nr 90, poz. 404 i Nr 156, poz. 775, z 1997 r. Nr 121, poz. 770 oraz z 2000 r. Nr 43, poz. 487) zarządza się, co następuje:

§ 1. 1. Rejestr podmiotów obowiązanych do tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych paliw ciekłych, zwany dalej „rejestrem”, prowadzi Agencja Rezerw Materialowych w księdze rejestrowej, składającej się z ponumerowanych kart.

2. Księga rejestrowa nie może być przenoszona poza miejsce przechowywania.

§ 2. Dla każdego podmiotu wpisanego do rejestru prowadzi się oddzielnie akta rejestrowe obejmujące wszelkie dokumenty stanowiące podstawę dokonania wpisu, zmiany jego treści oraz wykreślenia wpisu z rejestru.

§ 3. Prezes Agencji Rezerw Materialowych wyznacza komórkę organizacyjną lub imiennie pracownika upoważnionego do prowadzenia rejestru.

§ 4. 1. Wpis do rejestru oraz wykreślenie wpisu z rejestru następuje na podstawie decyzji ministra właściwego do spraw gospodarki.

2. Wpis, zmiana treści wpisu oraz wykreślenie wpisu z rejestru dokonane są z chwilą zamieszczenia danych w rejestrze.

§ 5. Dane zawarte w rejestrze nie mogą być z niego usunięte.

§ 6. 1. Jeżeli okaże się, że w rejestrze znajduje się wpis zawierający oczywiste błędy, Agencja Rezerw Materialowych dokona sprostowania z urzędu lub na wniosek podmiotu wpisanego do rejestru.

2. Sprostowanie powinno być dokonywane w sposób czytelny.

3. W przypadku sprostowania osoba uprawniona do dokonywania wpisów do rejestru sporządza na końcu karty rejestrowej adnotację o treści sprostowania i jej podstawie oraz opatruje adnotację podpisem i datą dokonania sprostowania.

4. Przepisy ust. 1–3 stosuje się odpowiednio do zmian treści wpisu oraz do wykreślenia wpisu z rejestru.

§ 7. Wpis do rejestru obejmuje następujące dane przedstawione przez podmioty obowiązane do tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych paliw ciekłych:

- 1) firmę lub nazwę (nazwisko i imiona) podmiotu,
- 2) oznaczenie formy prawnej prowadzonej działalności,
- 3) siedzibę i adres podmiotu,
- 4) przedmiot działalności,
- 5) datę rozpoczęcia działalności,
- 6) ilość, rodzaj i gatunek paliwa ciekłego, w którym utworzone będą zapasy obowiązkowe paliw ciekłych,
- 7) dane o wielkości produkcji, przywozu z zagranicy, rodzaju paliw objętych obowiązkiem tworzenia zapasów obowiązkowych,
- 8) miejsce przechowywania zapasów,
- 9) numer identyfikacji podatkowej NIP,
- 10) numer REGON.

§ 8. Podmioty wpisane do rejestru są obowiązane bez zbędnej zwłoki informować Agencję Rezerw Materialowych o wszelkich zmianach danych, o których mowa w § 7.

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

Minister Gospodarki: *J. Steinhoff*

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI

z dnia 12 kwietnia 2001 r.

zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi.

(Dz. U. Nr 34, poz. 407)

Na podstawie art. 46 ust. 1 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) zarządza się, co następuje:

§ 1. W rozporządzeniu 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) w § 44 wprowadza się następujące zmiany:

- 1) w § 44 dotychczasowa treść otrzymuje oznaczenie ust. 1, a po wyrazach „31 marca 2001 r.” dodaje się wyrazy „, z zastrzeżeniem ust. 2.”;
- 2) dodaje się ust. 2 w brzmieniu:
„2. Taryfy, o których mowa w ust. 1, stosuje się do czasu ustalenia nowych taryf w trybie określonym w art. 47 ustawy, nie dłużej jednak niż do dnia 31 sierpnia 2001 r.”.

§ 2. Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem ogłoszenia z mocą od dnia 31 marca 2001 r.

Minister Gospodarki: *w z. B. Błaszczyk*

ROZPORZĄDZENIE PREZESA RADY MINISTRÓW

z dnia 21 maja 2001 r.

zmieniające rozporządzenie w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki.

(Dz. U. Nr 52, poz. 540)

Na podstawie art. 21 ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255 oraz z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099) zarządza się, co następuje:

§ 1. W załączniku do rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 15 października 1997 r. w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki (Dz. U. Nr 130, poz. 859 i z 1998 r. Nr 162,

poz. 1151) w § 3 w ust. 1 wprowadza się następujące zmiany:

- 1) pkt 4 otrzymuje brzmienie:
„4) Departament Promowania Konkurencji,”;
- 2) dodaje się pkt 13 w brzmieniu:
„13) Samodzielny Zespół do Spraw Ochrony Informacji Niejawnych.”

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

Prezes Rady Ministrów: J. Buzek

NACZELNY SĄD ADMINISTRACYJNY – WŁAŚCIWY DO ROZPOZNAWANIA SKARG NA BEZCZYNNOŚĆ PREZESA URE

Joanna Kędzia

Jeszcze do niedawna nie było wiadome, do którego z sądów: Naczelnego Sądu Administracyjnego czy Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu antymonopolowego, można złożyć skargę na bezczynność Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (gdymby taki zarzut chciało postawić np. przedsiębiorstwo energetyczne). Oba sądy konsekwentnie odrzucały kierowane do nich skargi.

I tak, Naczelny Sąd Administracyjny uznawał się za niewłaściwy w tych sprawach i odrzucał skargi na bezczynność Prezesa URE powołując się na art. 19 pkt 1 ustawy z dnia 11 maja 1995 r. o Naczelnym Sądzie Administracyjnym¹⁾, zgodnie z którym NSA nie jest właściwy w sprawach należących do innych sądów oraz na art. 30 ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne²⁾, w świetle którego od decyzji Prezesa URE służy odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu antymonopolowego (np. postanowienie z dnia 28 maja 1999 r., sygn. akt II SAB 40/99).

Natomiast Sąd Okręgowy w Warszawie – sąd antymonopolowy postanowienie o odrzuceniu skargi na bezczynność Prezesa URE uzasadnił w następujący sposób: „Zgodnie z obowiązującym przepisem art. 479²⁸ § 1 kodeksu postępowania

cywilnego, Sąd Antymonopolowy rozpoznaje odwołania od decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezesa URE). Z kolei według art. 30 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (...), Sąd Antymonopolowy rozpoznaje również zażalenia od postanowień Prezesa URE. Zgodnie z treścią art. 30 prawa energetycznego, do postępowania przed Sądem Antymonopolowym stosuje się przepisy k.p.c. w sprawach gospodarczych, a nie przepisy kodeksu postępowania administracyjnego. Z tego powodu zażalenie do Sądu Antymonopolowego służy tylko w sprawach, w których wydane zostało postanowienie, nie przysługuje zaś na bezczynność organu – tj. na brak postanowienia. W niniejszej sprawie Prezes URE nie wydał ani decyzji ani postanowienia. Zażalenie na bezczynność Prezesa URE jest więc niedopuszczalne, gdyż nie znajduje podstawy w cytowanych powyżej przepisach prawa.” (postanowienie z dnia 23 października 2000 r., sygn. akt XVII Amz 16/00).

Zmiany stanowiska Naczelnego Sądu Administracyjnego dokonała uchwała 7 sędziów tego Sądu, znak: OPS 12/99, podjęta w dniu 8 listopada 1999 r., chociaż nie dotyczyła ona wprost Prawa energetycznego. W uzasadnieniu tej uchwały Naczelny Sąd Administracyjny stwierdził m.in.: „Z powołanego art. 184 Konstytucji RP wynika jednoznacznie, że kontrola działalności organów administracji publicznej jest sprawowana przez sądy administracyjne (obecnie Naczelny Sąd Administracyjny). Wyodrębnienie sądów administracyjnych jako oddzielnego pionu sądownictwa powołanego do sprawowania kontroli działalności administracji publicznej oznacza, że kontroli takiej nie sprawują sądy powszechne. Czym innym natomiast jest przekazywanie do właściwości sądów powszech-

1) Ustawa z dnia 11 maja 1995 r. o Naczelnym Sądzie Administracyjnym (Dz. U. Nr 74, poz. 368, Nr 104, poz. 515, z 1997 r. Nr 75, poz. 471, Nr 106, poz. 679, Nr 114, poz. 739 i Nr 144, poz. 971, z 1998 r. Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 75, poz. 853, z 2000 r. Nr 2, poz. 5, Nr 48, poz. 552, Nr 60, poz. 704 i Nr 91, poz. 1008).

2) 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).

nych określonych spraw, które w pierwszej fazie postępowania są załatwiane przez organy administracji publicznej. W takim wypadku nie chodzi o sprawowanie kontroli działalności administracji publicznej przez sądy powszechne w rozumieniu art. 184 Konstytucji, ale o „przejęcie” sprawy do jej końcowego załatwienia przez sąd powszechny. Oznacza to, że w sprawach z zakresu administracji publicznej właściwość sądu administracyjnego jest wyłączona tylko wówczas i tylko w takim zakresie, w jakim sąd powszechny może przejąć sprawę do dalszego jej załatwienia, po etapie postępowania administracyjnego. Jeżeli więc przyjęte przez ustawodawcę reguły załatwiania określonego rodzaju spraw z zakresu administracji publicznej nie obejmują właściwością sądu powszechnego wszystkich działań, które są lub mogą być podejmowane w danej sprawie na etapie postępowania administracyjnego, to w odniesieniu do tych działań organów administracji publicznej, które nie są objęte właściwością sądu powszechnego, nie jest wyłączona kontrola sprawowana przez sąd administracyjny. W tym znaczeniu art. 19 pkt 1 ustawy o NSA wyłącza właściwość sądu administracyjnego tylko w tych sprawach z zakresu administracji publicznej, które należą do właściwości innych sądów. Właściwość innych sądów w tego rodzaju sprawach jest wyjątkiem od powyższej zasady (art. 19 pkt 1 ustawy o NSA). Wyjątków zaś nie można wyprowadzać w drodze rozszerzającej wykładni przepisów. Z tego wynika, że w razie wątpliwości nie należy domniemywać właściwości innych sądów niż Naczelny Sąd Administracyjny w sprawach z zakresu administracji publicznej.”

Jeszcze w postanowieniu z dnia 12 września 2000 r., sygn. akt II SAB 190–193/00, Naczelny Sąd Administracyjny uznawał się za niewłaściwy w sprawie skarg na bezczynność Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Jednakże w dniu 6 grudnia 2000 r. Naczelny Sąd Administracyjny, po rozpoznaniu na rozprawie skargi na bezczynność Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (sygn. akt II SAB 174/00) wydał postanowienie, w którym **uznał się za właściwy do rozpatrywania tych spraw**. W uzasadnieniu postanowienia Sąd stwierdził m.in.: „W pierwszej kolejności może wyłonić się kwestia, czy Naczelny Sąd Administracyjny jest właściwy do rozpoznawania skargi na bezczynność Prezesa URE. Dotychczasowe orzecznictwo Naczelnego Sądu Administracyjnego prezentowało stanowisko, iż właściwym do rozpoznania takiej skargi jest Sąd Okręgowy w Warszawie – sąd antymonopolowy. Powoływano się w tym względzie na przepis art. 30 ust. 2 cytowanej ustawy – Prawo energetyczne, w świetle którego od decyzji Prezesa URE przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu antymonopolowego. W rezultacie, z powołaniem się na art. 19 pkt 1 ustawy z dnia 11 maja 1995 r. o Naczelnym Sądzie Administracyjnym (Dz. U. Nr 74, poz. 368, ze zm.) uznawano, iż Naczelny Sąd Administracyjny nie jest właściwy w sprawach należących do innych sądów, co skutkowało odrzuceniem skargi na bezczynność Prezesa URE, jako nie podlegającej właściwości tego Sądu (por. m.in. postanowienie Naczelnego Sądu Administracyjnego z dnia 12 września 2000 r. sygn. akt II SAB 190–193/00).

Niniejszy skład Naczelnego Sądu Administracyjnego nie podziela powyższego stanowiska (podkreślenie – JK), z co najmniej dwóch powodów. Po pierwsze, właściwość rze-

czowa Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu antymonopolowego rozpoczyna się dopiero z momentem zaskarżenia decyzji organu administracji publicznej, jakim jest Prezes URE. Innymi słowy, właściwość rzeczowa wspomnianego sądu nie obejmuje kontroli działalności organu administracji publicznej do momentu wydania decyzji, a tym samym nie obejmuje badania kwestii, czy ma miejsce bezczynność organu administracji publicznej. Na taki właśnie zakres kompetencji wspomnianego sądu wskazuje zresztą nie tylko wyraźne brzmienie art. 30 ust. 2 Prawa energetycznego, ale także i treść art. 479²⁸ § 1 k.p.c. W świetle art. 479²⁸ § 1 k.p.c. od decyzji Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (...) oraz decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (...), można wnieść do Sądu Wojewódzkiego³⁾ w Warszawie – sądu antymonopolowego odwołanie w terminie dwutygodniowym od dnia doręczenia decyzji. Po drugie, aby Sąd Okręgowy w Warszawie – sąd antymonopolowy mógł rozpoznawać tak specyficzną kategorię spraw, jaką jest rozpoznawanie skarg na bezczynność organu administracji publicznej, powinien mieć ku temu odpowiednie instrumenty procesowe. Takich zaś regulacji prawno-procesowych brak jest w przepisach Kodeksu postępowania cywilnego o postępowaniu w sprawach gospodarczych, według których odbywa się postępowanie przed sądem antymonopolowym (por. art. 30 ust. 3 Prawa energetycznego). Zresztą, wspomnianych regulacji brak jest także i w pozostałych przepisach wspomnianego kodeksu. Natomiast stosowne w tym względzie unormowania zawiera ustawa o NSA. I tak przykładowo można tutaj wskazać na przepis art. 26 ustawy o NSA, w świetle którego Sąd uwzględniając skargę na bezczynność organu zobowiązuje go do wydania decyzji. Ponadto, gdyby taki organ nie wykonał wyroku, zainteresowana strona może domagać się przed Naczelnym Sądem Administracyjnym nałożenia grzywny, w trybie art. 31 ust. 1 ustawy o NSA. Z omawianych zatem względów brak jest dostatecznych podstaw do prezentowania stanowiska, aby do właściwości rzeczowej Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu antymonopolowego należało także rozpoznawanie skarg na bezczynność tych organów administracji publicznej, od decyzji których przysługuje odwołanie do tegoż sądu.”

Można mieć nadzieję, że Naczelny Sąd Administracyjny w innych składach podtrzyma to stanowisko. Bowiem możliwość rozpatrzenia każdej sprawy przez sąd leży zarówno w interesie przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców, jak też Prezesa URE. Dodajmy, że w wyżej omawianej sprawie skarga na bezczynność Prezesa URE została odrzucona jako niedopuszczalna na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o Naczelnym Sądzie Administracyjnym (Sąd podzielił pogląd Prezesa URE, iż nie był on właściwy do rozpatrzenia sporu w danej sprawie).



Autorka jest pracownikiem Biura Prawnego URE

3) Obecnie jest to Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Antymonopolowy.

KOSZT KAPITAŁU W REGULACJI

Janusz Bil

Wstęp

1.1. W opublikowanych w ostatnich miesiącach przez URE opracowaniach¹⁾ zawierających wytyczne w sprawie kształtowania taryf przedstawiono zarys problemów związanych z kosztem kapitału w działalności regulowanej, wy ceną majątku przedsiębiorstw regulowanych i zasad jego amortyzowania. Problemy te składają się na ogół zagadnień finansowych specyficznych dla infrastrukturalnych przedsiębiorstw sieciowych podlegających regulacji. Napływające do URE uwagi, pytania i głosy w dyskusji pozwalają sądzić, że powyższe zagadnienia wymagają szerszego omówienia. W związku z tym niniejszy artykuł podejmuje w szerszym zakresie tematykę: kosztu kapitału, pojęcia *Wartości Regulacyjnej Aktywów (WRA)*²⁾ i metodologii jej wyznaczania oraz amortyzacji w ujęciu stosowanym dla potrzeb regulacji. W artykule zaprezentowano także przesłanki jakimi kierowano się przygotowując proces regulacji w bieżącym roku, co znalazło swoje odzwierciedlenie w ww. opracowaniach.

Koszt kapitału

1.2. Koszt kapitału wyznacza minimalną stopę zwrotu, jaką musi zapewnić dany projekt inwestycyjny, aby mógł być przyjęty do realizacji. W przypadku spółki koszt kapitału wyznacza koszt jej finansowania i odpowiada stopie zwrotu, od uzyskania której właściciele kapitału uzależniają udostępnienie danego kapitału do prowadzenia działalności gospodarczej. Jest to więc wynagrodzenie dla właścicieli kapitału, a jego wysokość zależy od ryzyka związanego z rodzajem prowadzonej działalności gospodarczej.

W kategoriach praktycznych koszt kapitału w przedsiębiorstwach nieregulowanych stosowany jest przez kierownictwo firmy do podejmowania decyzji o wielkości i źródłach pozyskiwania kapitału oraz oceny projektów inwestycyjnych, czyli sposobu wykorzystania kapitału, zaś przez właścicieli kapitału do oceny działalności całego przedsiębiorstwa.

W pierwszym przypadku koszt kapitału wyznacza minimalny poziom rentowności i w ten sposób służy do selekcji projektów inwestycyjnych. Te projekty, które zapewniają stopę zwrotu wyższą od kosztu kapitału wchodzą do realizacji, te zaś których stopa zwrotu kształtuje się na poziomie niższym od wymaganego wynagrodzenia dla właścicieli kapitału są odrzucane. Podejmowane przez kierow-

nictwo przedsiębiorstw decyzje inwestycyjne determinują przyszłe ceny i zyski przedsiębiorstw i w konsekwencji rzeczywistą stopę zwrotu od zainwestowanego kapitału. Stwarza to dla właścicieli kapitału podstawę do oceny zasadności udostępnienia kapitału do prowadzenia danej działalności.³⁾

O ile więc w sektorach nieregulowanych ceny są niezależne od kosztu kapitału, ten zaś traktowany jest jako kryterium oceny, czy warto jest angażować kapitał w dane przedsiębiorstwo, w sektorach regulowanych zależności te układają się całkowicie odmiennie. Problemem nie jest tu bowiem ocena, czy warto inwestować w takie dziedziny, jak np. elektroenergetyka, dostarczanie wody czy kolejnictwo, to pozostaje bowiem poza dyskusją, ale jak uniknąć zagrożeń wynikających z możliwości nadużywania monopolistycznej pozycji działających tu przedsiębiorstw tworząc jednocześnie warunki do przyciągania do nich kapitałów w rozmiarach niezbędnych do racjonalnego zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania. Brak naturalnego mechanizmu konkurencji rynkowej wymaga istnienia regulacji administracyjnej traktowanej jako swego rodzaju substytut rynku konkurencyjnego w zakresie kształtowania poziomu i struktury cen. Regulacja powinna więc zapewnić taki ich poziom i strukturę, jaka ukształtowałaby się w warunkach działania rynku konkurencyjnego. Ceny regulowane winny zatem pokryć koszty operacyjne oraz zapewnić taki poziom zysków, który da zwrot na kapitale odpowiadający kosztowi kapitału. Znajomość tego kosztu jest więc w procesie regulacji punktem wyjścia do ustalania cen. Przeszacowanie przez regulatora kosztu kapitału w procesie regulacji cen prowadzi do dwóch istotnych konsekwencji. Po pierwsze, do nieuzasadnionego wzrostu zysków i cen, co naraża regulatora na krytykę za brak skutecznej ochrony interesów odbiorców. Po drugie, może rodzić w przedsiębiorstwach regulowanych zjawisko przeinwestowania i nadmiernego podnoszenia jakości usług z czym również wiąże się niezasadny z punktu widzenia odbiorców wzrost cen. Z kolei niedoszacowanie kosztu kapitału może zahamować dopływ kapitału do przedsiębiorstw regulowanych i w dalszej kolejności zagrozić ciągłości i jakości dostaw dóbr i usług infrastrukturalnych wraz ze wszystkimi wynikającymi stąd negatywnymi skutkami dla społeczeństwa, gospodarki i państwa.⁴⁾

(i) Średni ważony koszt kapitału (WACC)

1.3. Ponieważ spółka jest finansowana z różnych źródeł, koszt jej kapitału powinno się wyznaczać w sposób kompleksowy: jego najbardziej syntetycznym miernikiem jest średni ważony koszt kapitału (WACC), gdyż uwzględ-

1) „Taryfy spółek dystrybucyjnych. Propozycje wstępne na okres 2001/2002”, URE, Warszawa, 30 marca 2001 r. oraz „Taryfy spółek dystrybucyjnych w okresie 2001/2002”, URE, Warszawa, 18 maja 2001 r.

2) W literaturze używa się w tym kontekście pojęć: *Regulatory Asset Base*, *Rate Base*, *Regulatory Asset Value*. Autor nie spotkał się w literaturze polskiej z tłumaczeniem ww. zwrotów, dlatego określenie *Wartość Regulacyjna Aktywów* należy traktować jako propozycję.

3) A. Szablewski, *Ryzyko i koszt kapitału w regulacji prywatnych przedsiębiorstw infrastrukturalnych*, GOSPODARKA NARODOWA Nr 7-8/2000, s. 78.

4) *ibid.*, s. 78-79.

nia wszystkie źródła kapitału firmy, które w ogólności można podzielić na kapitał własny i kapitał obcy. Wartość WACC będzie zależała od ogólnych warunków rynkowych, jak również od przekonania rynku co do poziomu ryzyka związanego z daną firmą.⁵⁾ Udział kapitału obcego w kapitale ogółem, a więc tzw. stopień dźwigni finansowej, ma istotne znaczenie przy wyznaczaniu średnioważonego kosztu kapitału, a także wpływa na koszt poszczególnych składników kapitału przedsiębiorstwa.

Poniższy wzór ilustruje sposób wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału:

$$WACC = \left[r_d \left(\frac{D}{D+E} \right) \right] + \left[r_e \left(\frac{E}{D+E} \right) \right]$$

gdzie:

D – wartość kapitału obcego,

E – rynkowa wartość kapitału własnego,

r_d – koszt kapitału obcego,

r_e – koszt kapitału własnego.

Ułamek $D/(D+E)$ wyraża udział kapitału obcego w finansowaniu działalności spółki i jest zarazem miarą dźwigni finansowej.

(ii) Koszt kapitału obcego

1.4. Na koszt kapitału obcego składają się dwa elementy – stopa wolna od ryzyka i premia za ryzyko związane z zaangażowaniem kapitału w określoną działalność gospodarczą:

$$r_d = r_f + DP_i$$

gdzie:

r_d – koszt kapitału obcego,

r_f – stopa wolna od ryzyka,

DP_i – premia za ryzyko udostępnienia kapitału obcego dla spółki i .

Stopę wolną od ryzyka szacuje się na podstawie stopy dochodu w terminie do wykupu⁶⁾ od długoterminowych obligacji emitowanych przez Skarb Państwa. Do podstawowych rodzajów obligacji Skarbu Państwa można zaliczyć:

- **sprzedawane na przetargach**, których warunki emitowania określa rozporządzenie Ministra Finansów z dnia 26 kwietnia 1999 r. w sprawie warunków emitowania obligacji skarbowych oferowanych na przetargach (Dz. U. Nr 38, poz. 386 oraz z 2000 r. Nr 92, poz. 1020). W szczególności należą do nich:
 - PS – pięcioletnie obligacje o stałym oprocentowaniu,
 - DZ – 10-letnie obligacje skarbowe o zmiennym oprocentowaniu,
 - DS – 10-letnie obligacje o oprocentowaniu stałym,
 - OK – dwuletnie obligacje zerokuponowe;
- **detaliczne**, których warunki emitowania określa rozporządzenie Ministra Finansów z dnia 26 kwietnia 1999 r. w sprawie warunków emitowania obligacji skarbowych oferowanych w sieci sprzedaży detalicznej (Dz. U. Nr 38, poz. 369 oraz z 2000 r. Nr 92, poz. 1019). Obecnie są oferowane następujące obligacje detaliczne:
 - DOS – dwuletnie oszczędnościowe obligacje skarbowe o stałym oprocentowaniu,

TZ – trzyletnie obligacje o zmiennej stopie procentowej, COI – czteroletnie indeksowane oszczędnościowe obligacje skarbowe;

- **zagraniczne**, których warunki emitowania określa rozporządzenie Ministra Finansów z dnia 7 września 1999 r. w sprawie warunków emitowania obligacji skarbowych oferowanych na rynkach zagranicznych (Dz. U. Nr 75, poz. 845);
- **przeznaczone na zamianę**, których warunki emitowania określa rozporządzenie Ministra Finansów z dnia 8 września 1999 r. w sprawie warunków emitowania obligacji skarbowych przeznaczonych na zamianę zobowiązań Skarbu Państwa (Dz. U. Nr 74, poz. 834 oraz z 2001 r. Nr 10, poz. 76).

Termin zapadalności instrumentów finansowych, w oparciu o które dokonuje się oceny stopy wolnej od ryzyka, powinien odpowiadać okresowi użytkowania majątku sieciowego. Dostępne w Polsce obligacje o najdłuższym terminie zapadalności to obligacje 10-letnie. Pomimo faktu, że duża część majątku sieciowego spółek dystrybucyjnych charakteryzuje się dłuższym okresem ekonomicznego użytkowania niż 10 lat, nie zaleca się jednak przyjmowania do oceny stopy wolnej od ryzyka obligacji o dłuższym terminie zapadalności. Obligacje te charakteryzują się bowiem mniejszą płynnością i w związku z tym stopa zwrotu z tych obligacji zawiera określoną premię związaną z tą ograniczoną płynnością, co wymaga stosowania określonych współczynników korekcyjnych. Ponadto, w praktyce, obligacje takie nie są obecnie w Polsce dostępne. Informacje o rentowności obligacji podaje Departament Długu Publicznego Ministerstwa Finansów, dane te są publicznie dostępne. Rentowność ta kształtuje się na poziomie 10,35%.

Premia DP_i odzwierciedla element ryzyka związanego z udostępnieniem kapitału obcego dla analizowanej spółki i zależy od wielu czynników takich jak: charakter prowadzonej przez spółkę działalności gospodarczej, stopień dźwigni finansowej i ogólna sytuacja finansowa spółki, wysokości udostępnianego kapitału oraz terminu jego spłaty. Wszystkie te czynniki są brane pod uwagę przy określaniu ratingu spółki przez agencje ratingowe.

W przypadku polskich spółek dystrybucyjnych nie ma niestety danych odnośnie ich ratingu. Dlatego też szacunek premii za ryzyko dla kapitału obcego jest nieco utrudniony. W przygotowanym na zlecenie URE raporcie⁷⁾, eksperci Banku Światowego, oceniając premię DP_i , opierali się na 6-miesięcznych kredytach udzielanych przedsiębiorstwom sektora energetycznego przez Bank Energetyki. W okresie listopad–grudzień 1999 r. odsetki od tych kredytów kształtowały się na poziomie 14,30%. W porównaniu z rentownością 26-tygodniowych obligacji Skarbu Państwa z tego samego okresu, wyznaczono wówczas premię DP_i na poziomie 1,61%, co odpowiada 161 punktom bazowym. Nie jest jednak wiadomo czy program kredytów udzielanych przedsiębiorstwom sektora ener-

5) H. Johnson, *Koszt kapitału; Klucz do wartości firmy*, K.E. LIBER S.C., Warszawa 2000, s. 65.

6) od ang. YTM – yield to maturity.

7) Frontier Economics, Poland (URE): *Assistance for the Implementation of the New tariff Regulatory system, Final Report*, February 2000.

tycznego przez Bank Energetyki był prowadzony w pełni na warunkach rynkowych, czy też uwzględniał może określoną domniemaną gwarancję Skarbu Państwa. W takim przypadku bowiem stopa zwrotu mogła być niższa niż w przypadku udzielania kredytów innym, prywatnym przedsiębiorstwom, działającym w warunkach rynkowych. Ponadto należy mieć na uwadze bardzo krótki okres, na który ww. kredyty były udzielane, dalece odbiegający od ekonomicznego okresu użytkowania aktywów (majątku sieciowego).

Z powyższych względów należy sięgnąć dodatkowo do doświadczeń i danych pochodzących z innych krajów. Korzystając z bazy danych Banku Światowego z roku 1999 premia za ryzyko DP_i zawierały się w przedziale od 10 pkt bazowych (4-letnie obligacje wyemitowane przez Electricité de France) do 248 pkt bazowych (10-letnie obligacje wyemitowane przez Israel Electricity Corporation). Przebiegająca wartość DP_i z ww. bazy danych wyniosła 90 pkt a mediana 73,5 pkt. W Polsce są ponadto dostępne informacje o 5-letnich euroobligacjach wyemitowanych przez Telekomunikację Polską S.A., dla których premia za ryzyko wynosiła 150 pkt bazowych.

Premia za ryzyko dla spółek posiadających rating A zwykle zawiera się w przedziale od 60 do 80 punktów bazowych, uwzględniając pośrednie bądź bezpośrednie wydatki związane z pozyskaniem kapitału. W przypadku spółek posiadających rating AA, premia ta jest oczywiście niższa i zawiera się w przedziale od około 20 do 60 pkt bazowych.⁸⁾ Z kolei dla kapitału udostępnianego spółkom posiadającym rating BBB premia za ryzyko wynosi około 140 pkt. Premię w takiej wysokości przyjęto m.in. dla spółek dystrybucyjnych w Wielkiej Brytanii.⁹⁾

W opracowaniu URE z dnia 30 marca 2001 r. zaproponowano premię za ryzyko DP_i w wysokości 1% (100 pkt bazowych). Większość spółek dystrybucyjnych kwestionowało zaproponowany wstępnie poziom premii DP_i . Przyjmując więc fundamentalne założenie, że przedsiębiorstwa energetyczne powinny mieć zapewnione samofinansowanie oraz bezpieczny dostęp do rynku kapitałowego w dłuższym horyzoncie czasowym, a także zważywszy na niski stopień dźwigni finansowej w większości spółek dystrybucyjnych, URE określił ostatecznie premię za ryzyko kapitału obcego dla polskich spółek dystrybucyjnych na poziomie 250 pkt bazowych, tj. 2,5%. Uwzględniając stopę wolną od ryzyka na określonym wcześniej poziomie równym 10,35%, daje to w efekcie koszt kapitału obcego w wysokości 12,85%. Należy pamiętać, że koszt ten dotyczy okresu długoterminowego.

(iii) Koszt kapitału własnego

1.5. Koszt kapitału własnego może być wyznaczany na wiele sposobów przy zastosowaniu różnych metod. W praktyce regulacyjnej powszechnie stosuje się jednak tzw. Model

Wyceny Aktywów Kapitałowych (CAPM), zgodnie z którym koszt kapitału własnego określony jest następującym wzorem:

$$r_{ei} = r_f + \beta[r_m - r_f]$$

gdzie:

r_{ei} – koszt kapitału własnego spółki i ,

r_f – stopa wolna od ryzyka,

$(r_m - r_f)$ – premia za udostępnienie kapitału własnego,

β – współczynnik określający zależność między zmianą stopy zwrotu z analizowanej akcji i -tej oraz stopy zwrotu z portfela rynkowego, mierzony funkcją kowariancji akcji i -tej z resztą rynku.

W modelu CAPM oczekiwana stopa zwrotu jest sumą dwóch składników. Pierwszy składnik to stopa wolna od ryzyka, a więc jest to cena czasu, czyli zapłata dla inwestora za wyrzeczenie się bieżącej konsumpcji, w przypadku gdy jego wyrzeczenie się (a zatem inwestycja) jest wolne od ryzyka. Drugi składnik jest to cena ryzyka. Jest to bowiem iloczyn wielkości ryzyka systematycznego danego portfela, mierzonego współczynnikiem β , oraz premii za ryzyko, będącej różnicą między stopą zwrotu z portfela rynkowego i stopą zwrotu wolną od ryzyka.¹⁰⁾

Zdobycie wiarygodnych i odpowiednich danych o współczynnikach β dla przedsiębiorstw regulowanych nie jest łatwe, szczególnie w warunkach polskich, gdzie spółki te nie są notowane na Gieldzie Papierów Wartościowych. Porównanie z danymi pochodzącymi z innych krajów nie zawsze jest miarodajne, gdyż przedsiębiorstwa energetyczne zwykle nie są wprost porównywalne a ponadto funkcjonują w różnych systemach regulacyjnych. Przykładowo, stosowana powszechnie w USA formuła regulacji za pomocą stopy zwrotu (*rate of return regulation*) jest oceniana przez inwestorów jako mniej ryzykowna niż regulacja pulapowa (RPI-X).¹¹⁾ Powoduje to wzrost współczynnika β i co za tym idzie kosztu kapitału własnego. Jednakże inwestycje w infrastrukturalne przedsiębiorstwa sieciowe na ogół charakteryzują się niższym ryzykiem niż inwestycje w inne spółki, działające na rynkach konkurencyjnych. Regulator holenderski określił współczynnik β w przedziale 0,3–0,5 przy 60% udziale kapitału obcego w kapitale ogółem. Z kolei regulator brytyjski oszacował β dla swoich warunków na poziomie 1,0 przy 50% udziale kapitału obcego w kapitale ogółem, stwierdzając zarazem iż odzwierciedla to relatywnie niski poziom ryzyka związanego z angażowaniem kapitału w działalność sieciową.

W przypadku polskich przedsiębiorstw notowanych na GPW, według danych Banku Światowego, wartość β wyniosła przykładowo: 0,68 dla EC Będzin oraz 1,30 dla TP S.A. Przegląd współczynników β ¹²⁾ dla różnych sektorów oraz różnych systemów regulacyjnych zawiera poniższa tabela:

10) K. Jajuga, T. Jajuga, *Inwestycje*, PWN, Warszawa 1998.

11) Ryzykiem w różnych systemach regulacyjnych a także porównaniem różnych metod regulacji zajmuje się m.in. A. Szablewski w artykule *Ryzyko i koszt kapitału w regulacji prywatnych przedsiębiorstw infrastrukturalnych*, zamieszczonym w periodyku GOSPODARKA NARODOWA Nr 7–8/2000.

12) Są to tzw. asset β . Przy wyznaczaniu kosztu kapitału własnego za pomocą modelu CAPM stosuje się tzw. equity β , który uwzględnia stopień dźwigni finansowej spółki.

$$\text{equity } \beta = \text{asset } \beta \times (1 + D/E)$$

Przykładowo dla asset $\beta = 0,5$ i przy udziale kapitału obcego w kapitale ogółem równym 50%, equity β wyniesie 1,0 (= 0,5 x (1 + 1)).

8) *Guidelines for price cap regulation of the Dutch electricity sector in the period from 2000 to 2003*, DTe – Netherlands Electricity Regulatory Service, February 2000.

9) *Reviews of Public Electricity Suppliers 1999 to 2000. Distribution price control review. Final proposals*, December 1999, OFGEM.

Przegląd współczynników asset β					
System regulacyjny	Energia elektryczna	Gaz	Woda	Telekomunikacja	Wartość średnia β
Duże ryzyko (np. RPI-X)	0,57	0,84	0,67	0,77	0,71
Średnie ryzyko	0,41	0,57	0,46	0,70	0,60
Niskie ryzyko (np. ROR)	0,35	0,20	0,29	0,47	0,32

Źródło: Bank Światowy: *Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms, An International Comparison*, Grudzień 1996, Alexander, Mayer and Weeds, s. 29

Zakładając równy udział kapitału własnego i obcego w kapitale ogółem, przedział zmienności współczynnika β dla sektora energii elektrycznej wyniósłby od 0,82 do 1,14.

We wstępnych propozycjach z dnia 30 marca 2001 r. URE zaproponował premię za ryzyko dla kapitału własnego (*Equity Risk Premium – ERP*) w wysokości 4%. Wiele spółek kwestionowało w trakcie dyskusji zaproponowany poziom ERP, twierdząc że powinien być on wyższy.

Premia za ryzyko dla kapitału własnego powinna być wyższa od premii za ryzyko dla kapitału obcego DP_i . Dostarcyciele kapitału obcego są bowiem spłacani w pierwszej kolejności, jako że odsetki od kapitału obcego zaliczane są do kosztu uzyskania przychodu i pomniejszają w ten sposób zysk netto spółki, z którego dopiero wynagradzani są dostarcyciele kapitału własnego. Ponadto kapitał własny jest w sposób bardziej trwały związany z finansowaniem działalności spółki. Regulator holenderski wskazuje na przedział od 4% do 7% jako właściwy dla premii za ryzyko kapitału własnego. Z kolei w Wielkiej Brytanii przyjęto przedział 3,25%–3,75%.

Kompleksowa analiza wartości ERP, oparta na stopach zwrotu osiąganych na giełdach światowych w okresie ostatnich 80 lat, jest zwarta w opracowaniu Barclays Capital *Equity Guilt Study* z 1999 r. Na tej podstawie można przyjąć premię za ryzyko dla kapitałów własnych w wysokości 5%.

(iv) Ochrona podatkowa

1.6. Koszt kapitału wyliczony według formuły jak w punkcie 1.3 jest kosztem kapitału po opodatkowaniu, tzn. określa rzeczywistą wartość wynagrodzenia jaką powinni otrzymać inwestorzy (dawcy kapitału). Ponieważ kapitał własny wynagradzany jest z zysku netto, a więc po odprowadzeniu kwoty podatku dochodowego, to w rzeczywistości spółka powinna osiągnąć przychód na pokrycie nie tylko wynagrodzenia dla właścicieli tego kapitału, ale także na spłatę zobowiązań podatkowych. Dlatego nominalny koszt kapitału własnego musi zostać podwyższony o tzw. osłonę podatkową. W warunkach polskich stopa podatku dochodowego od osób prawnych wynosi obecnie 28%. Jednoosobowe spółki Skarbu Państwa odprowadzają do Skarbu Państwa dodatkowo 15% z zysku po opodatkowaniu. Powyższe 15% obciążenie nie było uwzględnione przez URE przy szacowaniu kosztu kapitału w ramach propozycji wstępnych z dnia

30 marca 2001 r. Takie podejście URE wynikało z założenia, że spółki dystrybucyjne będą prywatyzowane, co pociągnie za sobą zwolnienie z ww. obciążenia na rzecz Skarbu Państwa. W chwili obecnej sprywatyzowana została jedna spółka dystrybucyjna – GZE S.A. W związku z sugestiami przedstawicieli przedsiębiorstw, iż w najbliższym czasie pozostała część spółek nie będzie sprywatyzowana (proces ten zajmie jeszcze około 3 lat), należy uwzględnić 15% dywidendę dla Skarbu Państwa przy kalkulacji kosztu kapitału w odniesieniu do spółek nie sprywatyzowanych.

Poniższy przykład przedstawia obliczenie osłony podatkowej uwzględniającej 15% dywidendę dla Skarbu Państwa.

Nominalny zwrot z kapitału własnego (zysk brutto)	1000
Obciążenie podatkiem dochodowym 28% (=0,28 x 1000)	280
zysk po opodatkowaniu (=1000–280)	720
osłona podatkowa (=1000/720)	1,39
Dywidenda 15% dla Skarbu Państwa (=0,15 x 720)	108
zysk netto (=720 – 108)	612
osłona podatkowa z uwzględnieniem 15% dywidendy (=1000/612)	1,63

Z powyższego wynika, że aby inwestor mógł otrzymać 1 zł zwrotu z kapitału własnego, spółka prywatna musi wygenerować zysk brutto na poziomie 1,39 zł, a w przypadku spółek będących własnością Skarbu Państwa 1,63 zł.

(v) Ostateczna kalkulacja kosztu kapitału

1.7. We wstępnych propozycjach z dnia 30 marca 2001 r. URE proponował strukturę finansowania 50:50 (kapitał obcy : kapitał własny). Większość spółek podnosiła argument, że zaproponowana struktura dalece odbiega od obecnej, i że w horyzoncie kilkuletnim spółki nie będą w stanie osiągnąć wymaganego poziomu zadłużenia. URE postanowił uwzględnić powyższą uwagę i przyjął docelową strukturę finansowania 30:70 z zastrzeżeniem, iż w dłuższym okresie czasu udział kapitału obcego w sumie bilansowej powinien być wyższy. W związku z tym współczynnik β wyniósł 0,81 (odpowiada to współczynnikowi asset $\beta = 0,57$).

Biorąc pod uwagę powyższe parametry, koszt kapitału kształtuje się jak niżej:

dla spółek sprywatyzowanych

T=1,39	
Stopa wolna od ryzyka	10,35%
Premia za ryzyko dla kapitału obcego	2,50%
Equity beta	0,81
Premia za ryzyko dla kapitału własnego	5,00%
post-tax WACC, nominalnie	13,93%
pre-tax WACC, nominalnie	17,87%

dla jednoosobowych spółek Skarbu Państwa

T=1,63	
Stopa wolna od ryzyka	10,35%
Premia za ryzyko dla kapitału obcego	2,50%
Equity beta	0,81
Premia za ryzyko dla kapitału własnego	5,00%
post-tax WACC, nominalnie	13,93%
pre-tax WACC, nominalnie	20,29%

Obliczony powyżej koszt kapitału powinien dotyczyć długoterminowego horyzontu czasowego, tak aby zapewnić określoną gwarancję dla inwestorów w kilkuletnim okresie regulacji. Koszt kapitału przed opodatkowaniem (pre-tax) zmieni swoją wartość w przypadku np. zmiany stopy podatku dochodowego od osób prawnych.

Należy zaznaczyć, że wyznaczony powyżej zwrot z kapitału nie jest wielkością ani minimalną ani też maksymalną. Taki zwrot z kapitału osiągnie to przedsiębiorstwo, które będzie funkcjonować na poziomie efektywności wyznaczonym przez regulatora. Jeżeli jednak przedsiębiorstwo będzie mniej efektywne niż założył to regulator to w okresie regulacji uzyska w efekcie niższą stopę zwrotu z kapitału. I odwrotnie, jeżeli przedsiębiorstwo poprawi swoją efektywność powyżej poziomu określonego przez regulatora, wówczas uzyska wyższą stopę zwrotu z jednoczesnym prawem do zachowania w okresie regulacji całości wynikających z tego tytułu dodatkowych zysków.

Wycena majątku przedsiębiorstw regulowanych¹³⁾

1.8. W praktyce regulacyjnej zwrot z kapitału wyznacza się jako iloczyn stopy zwrotu (równej kosztowi kapitału) i pewnej bazy. Jako bazę można przyjmować np. wartość aktywów netto (wartość księgową spółki), wartość odtworzeniową majątku, albo wartość rynkową aktywów spółki. Najbardziej prawidłowym podejściem, upowszechnionym w teorii i praktyce regulacji, jest przyjmowanie jako bazy do obliczania zwrotu na kapitale wartości rynkowej aktywów spółki, która odzwierciedla zdolność spółki do generowania zysku (ściślej nadwyżki pieniężnej). Wartość tą zwykle się nazywa *Wartością Regulacyjną Aktywów – WRA*. Zatem:

$$\text{ZNK} = \text{WACC} * \text{WRA}$$

gdzie:

ZNK – zwrot na kapitale,

WACC – koszt kapitału (stopa zwrotu),

WRA – Wartość Regulacyjna Aktywów (*Regulatory Asset Base*).

WRA, jako wartość rynkową spółki, powinno się wyznaczać w oparciu o zdyskontowaną kwotę przyszłych wolnych przepływów pieniężnych (*free cash flows*). Podejście to znane jest jako metoda DCF (*discounted cash flows*), przy czym:

wolne środki pieniężne = przychody

– koszty operacyjne – nakłady inwestycyjne

Aby wyznaczyć WRA należy więc znać nie tylko prognozowane przychody spółki i jej koszty operacyjne, ale także projekcję wydatków inwestycyjnych (*capital expenditure*). Ponieważ na przychody spółki składa się także zwrot na kapitale, do wyznaczenia którego potrzebna jest z kolei znajomość WRA, to powstaje tu pewna rekurencja. Nie znając bowiem wysokości zwrotu na kapitale nie jesteśmy w stanie oszacować przychodów spółki, a z kolei nie mając przychodów nie można określić wolnych przepływów pieniężnych w kolejnych latach, a w konsekwencji nie można wyznaczyć WRA. Aby uniknąć powyższej rekurencji należałoby usztywnić którąś z wielkości przyjmując określone założenia. Rządy wielu krajów, w których przeprowadzano deregulację, prywatyzację i urynkowanie sektora energetycznego nakładały zwykle pewne ograniczenia na poziom wzrostu cen energii elektrycznej, wyznaczając tym samym określoną ścieżkę cenową. W takim przypadku wyznaczenie WRA jest w praktyce możliwe jedynie za pomocą wspomnianej wcześniej metody DCF, w oparciu o przyszłe przepływy pieniężne zdeterminowane przez ścieżkę cenową. Należy zauważyć, że spółki posiadające relatywnie nowy majątek, a więc nie wymagający dużych nakładów inwestycyjnych w początkowym okresie, będą wycenione wyżej, bowiem wolne środki pieniężne generowane przez ten majątek będą pomniejszane o mniejsze wydatki inwestycyjne. Odwrotnie będzie w przypadku spółek posiadających majątek o wysokim stopniu umorzenia, wymagający względnie dużych nakładów inwestycyjnych.

(i) Aktywa istniejące

1.9. Całkowite koszty kapitałowe można podzielić na koszty odnoszące się do majątku istniejącego w chwili wdrażania systemu regulacyjnego (aktywa „stare”) oraz do nowych inwestycji, realizowanych już w innych warunkach (aktywa „nowe”). Metodologia wyznaczania początkowej wartości regulacyjnej aktywów została w skrócie opisana powyżej. Początkowa wartość regulacyjna aktywów odzwierciedla wartość „starych” aktywów.

(ii) Nowe inwestycje

1.10. W każdym roku okresu regulacji, do wartości WRA dodawane są nakłady inwestycyjne i odejmowana jest amortyzacja. Poziom nakładów inwestycyjnych wpływa zatem w sposób znaczący na WRA, a w konsekwencji na koszty wynikające z tych nakładów, tj. amortyzację i zwrot z kapitału i w efekcie determinuje poziom cen usług sieciowych w dłuższym horyzoncie czasowym.

¹³⁾ Wykorzystano opracowanie: R. Green, M. Rodriguez Paradina, *Resetting Price Controls for Privatized Utilities; A Manual for Regulators*. Washington USA, 1999.

Wyznaczenie uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych jest w praktyce najtrudniejszym zadaniem w trakcie wykonywania przeglądu regulacyjnego. Na tym polu szczególnie ujawnia się asymetria informacyjna, a więc przewaga przedsiębiorstwa regulowanego nad regulatorem. Przedsiębiorstwo zawsze posiadać bowiem będzie bardziej szczegółowe dane w zakresie stanu swojego majątku i przewidywanych zmian w strukturze i poziomie zapotrzebowania na moc i energię, a w efekcie wysokości niezbędnych nakładów inwestycyjnych.

Jeśli analizy wskazują, że przedsiębiorstwo przeszacowało poziom niezbędnych nakładów inwestycyjnych, regulator powinien rozważyć możliwość redukcji tych nakładów. W każdym przypadku niezbędna jest jednak ostrożność, albowiem nadmierna determinacja regulatora mogłaby doprowadzić do pogorszenia się standardów jakościowych, a w skrajnym wypadku nawet zagrozić bezpiecznej pracy sieci elektroenergetycznej. W praktyce poziom nakładów inwestycyjnych jest zawsze wynikiem pewnego kompromisu starającego się pogodzić interes inwestorów i odbiorców.

Nakłady inwestycyjne w przedsiębiorstwach sieciowych można w ogólności podzielić na nakłady na odtworzenie majątku, a więc nie związane ze wzrostem zapotrzebowania na moc i energię w sieci danego przedsiębiorstwa (tzw. *non-load related expenditure*) oraz nakłady rozwojowe, niezbędne dla pokrycia wzrastającego zapotrzebowania na moc i energię (tzw. *load related expenditure*).

Do pierwszej grupy można zaliczyć nakłady niezbędne ze względu na:

- konieczność zapewnienia odpowiedniej niezawodności i jakości dostaw energii elektrycznej,
- wymogi ochrony środowiska,
- zapewnienie bezpiecznej pracy sieci elektroenergetycznej.

Z kolei w drugiej grupie wyróżnić można nakłady wynikające z:

- wzrostu liczby odbiorców energii,
- wzrostu zdolności przesyłowej sieci wynikającej ze zwiększającego się zapotrzebowania na moc i energię.

Zważywszy na obserwowane w ostatnich latach ustabilizowane zapotrzebowanie na energię elektryczną, większość nakładów w spółkach dystrybucyjnych powinna mieć raczej charakter odtworzeniowy, aczkolwiek w każdym przypadku wymaga to głębszej analizy. Z tego względu niezbędne jest prowadzenie tego typu analiz w dwóch aspektach:

- 1) w układzie statycznym, gdzie analiza dotyczyłaby nakładów na odtworzenie sieci,
- 2) w układzie dynamicznym, gdzie analiza dotyczyłaby nakładów rozwojowych.

Do oceny uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych można także wykorzystać analizy oparte o modele ekonometryczne, aczkolwiek w tym przypadku tego rodzaju analizy doznają większych ograniczeń niż np. w przypadku oceny kosztów operacyjnych. W sytuacji honorowania przez regulatora kategorii kosztu kapitału, znalezienie uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych nabiera kluczowego znaczenia dla wysokości cen i stawek opłat dla odbiorców finalnych w dłuższym okresie czasu. Z tego też względu w bieżącym roku URE dokonał oceny poziomu nakładów

inwestycyjnych przy użyciu modelu ekonometrycznego. Opis modelu wraz z wyszczególnieniem zmiennych charakterystycznych zawiera opracowanie z dnia 18 maja 2001 r. „Taryfy spółek dystrybucyjnych w okresie 2001/2002”, które jest dostępne na stronie <http://www.ure.gov.pl>.

W wyniku przeprowadzonych obliczeń otrzymano dla każdej spółki modelowy poziom nakładów inwestycyjnych w latach 2001 i 2002 stanowiący punkt wyjścia do dalszej dyskusji z regulowanym przedsiębiorstwem.

(iii) Amortyzacja i okres zwrotu kapitału

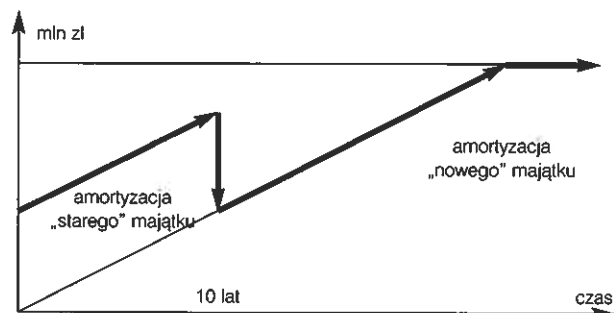
1.11. Oprócz wyznaczenia początkowej wartości regulacyjnej aktywów za pomocą jednej z wyżej opisanych metod, regulator musi podjąć decyzję odnośnie długości okresu amortyzowania tych aktywów, a więc po jakim czasie zostaną one umorzone.

W określonym momencie w przyszłości „stare” aktywa, tj. aktywa istniejące w chwili wdrożenia formuły pułapowej, zostaną całkowicie umorzone, co spowoduje gwałtowny spadek amortyzacji. Od tego momentu, przychody spółki powinny odpowiadać kosztom efektywnie działającego przedsiębiorstwa, którego nakłady inwestycyjne będą w przybliżeniu równe amortyzacji. Odpowiada to sytuacji, w której aktywa netto na jednego odbiorcę pozostają mniej więcej na stałym poziomie. Możemy mówić, iż będą to „nowe” aktywa, tj. wytworzone w warunkach funkcjonowania nowego systemu regulacyjnego zapewniającego regulowanemu przedsiębiorstwu zwrot z kapitału na uzasadnionym poziomie, pod warunkiem że przedsiębiorstwo to będzie działać co najmniej na poziomie efektywności założonym przez regulatora.

DTe – regulator holenderski – przyjął okres umorzenia „starego” majątku równy 10 lat i w konsekwencji stopę amortyzacji dla tego majątku na poziomie 10%. Z kolei w odniesieniu do nowych inwestycji przyjęto okres amortyzacji równy 40 lat, a więc stopę amortyzacji w wysokości 2,5%.

Z kolei OFFER – regulator brytyjski – założył, że „stary” majątek zostanie odpisany całkowicie po okresie 10–15 lat, zależnie od „wieku” tego majątku w poszczególnych spółkach dystrybucyjnych w chwili ich prywatyzacji. W stosunku do nowych inwestycji OFFER założył ekonomiczny czas użytkowania tego majątku równy 33 lata, co odpowiada stopie amortyzacji na poziomie 3% rocznie.

Powyższe zależności zilustrowano na poniższym rysunku:



1.12. Wybór metody amortyzacji nie ma wpływu na wartość bieżącą (NPV) spółki, jak również nie powoduje redystrybucji korzyści między inwestorów a odbiorców energii.

W istocie jest to natomiast wybór w jakim stopniu za rozwój sieci zapłacą obecni odbiorcy. Przyjęcie określonej

metody amortyzacji ma więc znaczenie dla rozkładu obciążeń finansowych z tytułu dostawy energii pomiędzy obecnych a przyszłych odbiorców. Wyższa stopa amortyzacji w początkowym okresie spowoduje zatem wyższe ceny energii dzisiaj, a niższe w kolejnych latach. Przedsiębiorstwo zwykle będzie dążyć do takiego właśnie rozkładu amortyzacji, gdyż gwarantuje to szybszy zwrot zainwestowanego kapitału i mniejsze obawy o ewentualną niemożność jego odzyskania w niepewnej przyszłości. Dlatego tak istotne znaczenie ma w tym przypadku stabilność i przewidywalność regulacji. Można jednak znaleźć argumenty przemawiające za redukcją poziomu amortyzacji w pierwszych latach. Przykładowo w początkowym okresie możemy mieć do czynienia z nadwyżką zdolności przesyłowej sieci oraz oczekiwanym w przyszłości wzrostem zapotrzebowania. Wówczas niższe ceny obecnie i wyższe w kolejnych latach będą stymulować popyt i pomogą „dopasowywać” zapotrzebowanie na energię do zmieniającego się zapotrzebowania na moc. W takiej sytuacji lepiej jest stosować na początek niższe odpisy amortyzacyjne i wyższe w późniejszym okresie. Na powyższe mogą się dodat-

kowo nakładać aspekty społeczne. I tak w miarę wzrostu dochodów społeczeństwa będzie ono w mniejszym stopniu odczuwać wzrost cen energii elektrycznej, co przemawiałoby za przesunięciem obciążeń z tego tytułu na przyszłość.

W warunkach polskich musimy dodatkowo uwzględnić pozostałe czynniki powodujące lub mogące powodować wzrost cen energii, takie jak:

- kulminacja obciążeń finansowych podsektora wytwarzania z tytułu obsługi kontraktów długoterminowych,
- wzrost podatku od urządzeń elektroenergetycznych,
- obowiązek zakupu energii ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz produkujących energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem,
- ograniczona przewidywalność ceny energii na rynku, w tym głównie na rynku bilansującym, po zwolnieniu wytwórców z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia przez Prezesa URE.

Poniższy przykład ilustruje dwa sposoby amortyzowania kwoty 100 zł przy koszcie kapitału 10%. Odpowiada to spłacie kredytu o wartości nominalnej 100 zł w przykładowym okresie 7 lat i odsetkach 10% rocznie.

I. Amortyzacja progresywna

Wyszczególnienie	Rok						
	1	2	3	4	5	6	7
Kwota do spłaty	100	89,46	77,86	65,11	51,08	35,65	18,67
Amortyzacja	10,54	11,59	12,75	14,03	15,43	16,98	18,67
Odsetki	10,00	8,95	7,79	6,51	5,11	3,56	1,87
Rata spłaty	20,54	20,54	20,54	20,54	20,54	20,54	20,54

II. Amortyzacja liniowa

Wyszczególnienie	Rok						
	1	2	3	4	5	6	7
Kwota do spłaty	100	85,71	71,43	57,14	42,86	28,57	14,29
Amortyzacja	14,29	14,29	14,29	14,29	14,29	14,29	14,29
Odsetki	10,00	8,57	7,14	5,71	4,29	2,86	1,43
Rata spłaty	24,29	22,86	21,43	20,00	18,57	17,14	15,71

W pierwszym przypadku całkowita płatność w poszczególnych latach jest stała, ale kwota amortyzacji w ostatnim roku jest niemalże dwukrotnie wyższa niż w pierwszym roku.

Z kolei w przypadku amortyzacji liniowej jej kwota jest stała w poszczególnych latach, ale roczna rata spłaty maleje o ponad jedną trzecią. W każdym przypadku bieżąca wartość strumienia płatności jest jednakowa i wynosi 100. Potwierdza to zatem wcześniejsze stwierdzenie, że przyjęty sposób amortyzacji nie narusza interesów inwestora, ale powoduje rozłożenie płatności w różnym stopniu pomiędzy obecnych a przyszłych odbiorców energii.

W przedstawionych spółkach dystrybucyjnym projekcjach finansowych URE obliczył wysokość amortyzacji w roku taryfowym 2001/2002 poprzez powiększenie amortyzacji za rok obrotowy 2000 o amortyzację z połowy nakładów inwestycyjnych wykonanych w roku 2000 i połowy uzasadnionych, planowanych nakładów inwestycyjnych w okresie 2001/2002 przy stopie amortyzacji 5%. Większość spółek nie kwestionowała przyjętej metodologii.

Podsumowanie

1.13. Zagadnienia finansowe w regulacji obejmujące problematykę wyceny majątku przedsiębiorstw regulowanych i kosztu kapitału mają kluczowy wpływ na poziom przychodów przedsiębiorstw regulowanych i powinny stanowić esencję procesu regulacji tych przedsiębiorstw. Ponadto problemy te nabierają szczególnego znaczenia w przededniu prywatyzacji podsektora dystrybucji w Polsce. Zwykle wokół tej problematyki rodzą się największe kontrowersje i spory pomiędzy regulatorem, przedsiębiorstwami regulowanymi, rządem, a także społeczeństwem, które, w postaci płatności za energię elektryczną, w efekcie zawsze ponosi określone finansowe konsekwencje podejmowanych na tym polu decyzji.

(Wykaz kolejnych zatwierdzonych taryf opublikowano na stronie 1 wkładki)



Autor jest głównym specjalistą w Departamencie Taryf URE

STRATEGIE ROZWOJU ENERGETYKI NIEKONWENCJONALNEJ

dr Andrzej W. Różycki, Roman Szramka

21 maja 2001 roku odbyło się w Warszawie seminarium „Strategie rozwoju energetyki niekonwencjonalnej”, zorganizowane pod patronatem Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, w ramach cyklu „Warsztaty Regulatora”. Prelegentami byli: prof. Tadeusz Skoczkowski – Prezes Krajowej Agencji Poszanowania Energii, Grzegorz Wiśniewski – Dyrektor Europejskiego Centrum Energii Odnawialnej dla Państw Regionu Morza Bałtyckiego i dr inż. Wojciech Jaworski – Koordynator Strategii Ekorozwoju, Biuro Strategii i Rozwoju – grupa ochrony środowiska Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. Obrady prowadził Dyrektor Departamentu Planów i Analiz dr Witold Włodarczyk.

Jako pierwszy wystąpił prof. T. Skoczkowski, który stwierdził, że zwiększenie udziału energii uzyskiwanej z OZE w bilansie energetycznym kraju jest skomplikowanym procesem politycznym, społecznym, ekonomicznym i technicznym i wymaga woli politycznej wszystkich stron zainteresowanych tą dziedziną. Prezes KAPE przypisuje w tym procesie decydującą rolę Prezesowi URE. Do podstawowych korzyści związanych z wdrożeniem rozwoju energetyki odnawialnej prelegent zaliczył dywersyfikację źródeł energii, rozwój lokalnych rynków energii elektrycznej oraz infrastruktury energetycznej i zmniejszenie bezrobocia. Ubocznym skutkiem będą niebagatelne korzyści dla środowiska naturalnego. Wykładowca przypomniał najważniejsze dokumenty dotyczące OZE, przyjęte w Unii Europejskiej: Białą Księgę – „Energia dla przyszłości” z roku 1997 i Zieloną Księgę – „Ku europejskiej strategii bezpieczeństwa energetycznego” z roku 2000. Dokumenty te zostały uzupełnione dyrektywami Komisji Europejskiej i szczegółowymi aneksami. W ich wyniku podjęto programy na rzecz rozwoju odnawialnych źródeł energii, które w części dotyczyły także naszego kraju. Obecnie Unia Europejska opracowuje nową dyrektywę, która ureguluje definicje pojęć związanych z OZE, kwestie procedur administracyjnych dotyczących inwestycji w tym zakresie oraz zagadnienia dostępu do sieci elektroenergetycznych dla źródeł OZE. Biała Księga UE przewiduje realizację ogromnych inwestycji w zakresie energetyki wiatrowej i instalacji wykorzystujących biomasę, wdrożenie projektu zasilania 100 gmin w Unii Europejskiej wyłącznie energią ze źródeł odnawialnych (koszt projektu to ok. 2,5 mln euro) oraz instalację miliona systemów fotowoltaicznych, co pozwoli zredukować emisję CO₂ o milion ton rocznie. Koszty tego projektu szacuje się na ok. 3 mld euro, w tym miliard ze środków publicznych. Odnawialne źródła energii można umownie podzielić na „stare” (drewno, torf, odpady biomasy i energia wodna) i „nowe” (energia wiatru, biogaz, niektóre rodzaje biomasy, energia geotermalna i słonecz-

na). W krajach Unii Europejskiej w latach 1989 – 1998 nastąpił wzrost pozyskania energii z wiatru o 2154%, słonecznej – o 138%, biomasy – o 36%, geotermalnej o 35% i wodnej o 20%. W tym samym czasie całkowita produkcja energii pierwotnej w krajach piętnastki wzrosła o 32%. Należy jednak pamiętać, że w Unii Europejskiej istnieją różne formy wsparcia dla odnawialnych źródeł energii, w tym: gwarantowany poziom zakupów po ustalonych cenach, ulgi podatkowe, bezpośrednie subsydia i wspieranie badań i postępu technicznego w tej dziedzinie. Ramowy Program w Zakresie Energii na lata 1998 – 2002 obejmuje takie programy promujące OZE wewnątrz Unii, jak ALTENER, SAVE, SYNERGY, CARNOT, SURE. Obejmują one badania, akcje pilotażowe, promocję i rozwój informacji i edukacji, szkolenia, wymianę doświadczeń, monitoring i akcje pomocowe. Środki niektórych z tych programów są dostępne również dla krajów Europy Środkowej i Wschodniej.

Następnie prof. Skoczkowski zajął się usytuowaniem odnawialnych źródeł energii w ustawie *Prawo energetyczne* i Założeniach polityki energetycznej Polski do 2020 roku. Zagadnienia OZE występują w ustawie – Prawo energetyczne, rozporządzeniu 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, „Założeniach polityki energetycznej Polski do roku 2020”, dokumencie „Polska 2025. Długookresowa strategia trwałego i zrównoważonego rozwoju” oraz w Rezolucji Sejmu RP z 8 lipca 1999 roku, która deklaruje przyszłe stworzenie warunków prawnych sprzyjających rozwojowi energetyki odnawialnej, a także podjęcie prac nad opracowaniem projektu ustawy o wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii.

Na zakończenie wystąpienia wykładowca sformułował opinię, że rozwój odnawialnych źródeł energii nie nastąpi w naszym kraju bez wsparcia ze strony państwa. Regulacje prawne powinny być jednoznaczne, zaś inwestowanie wspomagane subsydiami rządowymi i nisko oprocentowanymi kredytami. Także regulator może, zgodnie ze swoimi kompetencjami, wnieść swój wkład do rozwoju odnawialnych źródeł energii.

Dyrektor Grzegorz Wiśniewski – z Europejskiego Centrum Energii Odnawialnej dla Państw Regionu Morza Bałtyckiego omówił perspektywy rozwoju OZE w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem dokumentu „Strategia rozwoju energetyki odnawialnej”, przyjętego przez Radę Ministrów 5 września 2000 r. Jest to w polskich warunkach dokument nowatorski, określający cele ilościowe rozwoju

energetyki odnawialnej w Polsce do roku 2020 oraz realność ich osiągnięcia w warunkach dostępnych mechanizmów prawno – ekonomicznych. Celem naczelnym „Strategii...” jest zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych w bilansie paliwowo – energetycznym kraju do 7,5% w roku 2010 i do 14% w roku 2020 w strukturze zużycia nośników pierwotnych. Zakłada się (wg danych „Założeń polityki energetycznej Polski do roku 2020”), że w roku 2010 zapotrzebowanie na energię w Polsce wyniesie 4570 PJ, co oznacza konieczność zwiększenia zdolności produkcyjnych w sektorze energetyki odnawialnej o dodatkowe 235 PJ. Przy opracowywaniu „Strategii...” przyjęto odmienny, niż w „Założeniach...” poziom aktualnego wykorzystania energii odnawialnej – 2,5% zamiast 5,5%, jak podają „Założenia...”. Jest to uzasadnione tym, że Główny Urząd Statystyczny i Ministerstwo Gospodarki szacując udział energii odnawialnej w Polsce doliczają do niej także takie źródła energii, które zgodnie z definicją zawartą w ustawie – Prawo energetyczne nie spełniają wymogów dla źródeł odnawialnych (np. spalanie odpadów komunalnych), a także uwzględnieniem przez te instytucje zawyżonych wartości dotyczących energetycznego wykorzystania torfu, który obecnie praktycznie nie jest spalany. Natomiast „Strategia...” przewiduje szybszy, niż „Założenia...” rozwój wykorzystania OZE (w stosunku do stanu obecnego – trzykrotny przyrost do roku 2010 i sześciokrotny do 2020).

Biała Księga Unii Europejskiej określiła cel polityczny dla państw członkowskich – uzyskania w roku 2010 12% udziału energii odnawialnej w ogólnym zużyciu energii pierwotnej w UE. Dokument ten zaleca, aby każdy z krajów członkowskich sam przygotował krajową strategię rozwoju OZE, zależnie od sytuacji społeczno – gospodarczej, ekologicznej, geograficznej i posiadanych zasobów OZE. W Białej Księdze zwraca się uwagę, że zwiększenie wykorzystania OZE umożliwi redukcję emisji gazów cieplarnianych, zmniejszenie importu energii pierwotnej i tym samym zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego, tworzenie nowych miejsc pracy i rozwój obszarów wiejskich. Polska „Strategia...” jest w dużym stopniu wzorowana na podobnych dokumentach, przyjętych wcześniej w Unii Europejskiej.

W Polsce sektor energetyki odnawialnej jest obecnie zbyt słaby, by bez wsparcia państwa konkurować z silnie rozbudowanym sektorem paliw kopalnych (zwłaszcza przy uwzględnieniu istniejącej nadwyżki mocy w elektrowniach konwencjonalnych). „Strategia...” postuluje uchwalenie ustawy, określającej politykę państwa w zakresie energetyki odnawialnej. Ustawa taka jest potrzebna zarówno z punktu widzenia zapewnienia stabilnych warunków rozwoju całemu sektorowi, jak i wzmocnienia pozycji konkurencyjnej niezależnych dostawców energii ze źródeł odnawialnych na rynku krajowym i międzynarodowym, zanim zostaną one zmuszone do konkurencji z dostawcami energii z OZE z państw Unii Europejskiej.

Mankamentem „Strategii...” jest zbyt słabe uwzględnienie mechanizmów podatkowych jako skutecznego narzędzia wsparcia rozwoju energetyki odnawialnej. „Strategia...” przewiduje bardzo poważny wzrost wykorzystania

biomasy. Zdaniem dyr. Wiśniewskiego sygnały napływające z niektórych środowisk, świadczące o ogromnym potencjale energii geotermalnej w Polsce są zgodne z prawdą, jednak realne perspektywy szerszego jej wykorzystania, przy obecnym poziomie technicznym i ekonomicznym kraju, są niewielkie.

Dr inż. Wojciech Jaworski z kolei skoncentrował się w swoim wykładzie na problemach ochrony środowiska w sektorze energetycznym. Przy zrealizowaniu w roku 2010 założonego w „Strategii...” poziomu 7,5% udziału energii ze źródeł odnawialnych nastąpi redukcja w skali rocznej: CO₂ – o ponad 10 mln ton (6,34% emisji z roku 1988), SO₂ – o 44 tys. ton, NO_x – o 17 tys. ton i pyłów – o ponad 13 tys. ton. Biała Księga Unii Europejskiej szacuje, że osiągnięcie 12% udziału energii odnawialnej w ogólnym zużyciu energii pierwotnej w 2010 r. pociągnie za sobą nakłady inwestycyjne rządu 74 mld euro, co będzie stanowić 30% ogólnych nakładów w energetyce. Dyrektywa nr 94/92/UE w sprawie jednolitych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej (art. 8 ust. 3) stanowi, że państwo może zobowiązać operatora systemu do zapewnienia priorytetu urządzeniom wytwórczym, wykorzystującym odnawialne źródła energii.

W Polsce opłaty za emisję do powietrza CO₂, CO, SO₂, NO_x i pyłów z elektrowni systemowych i elektrociepłowni zawodowych (wg danych ARE i PSE wynosły one ok. 431 mln PLN w roku 1999 i 343 mln PLN w 2000) są wyższe, niż szacowane w „Strategii...” środki publiczne konieczne dla wsparcia inwestycji OZE (zakładając 7,5% udziału energii ze źródeł odnawialnych w 2010 roku miałyby one wynieść ok. 228 PLN/rok).

Wg danych PSE – REGPLAN Sp. z o.o. – 2000 przeciętne jednostkowe nakłady na źródła wykorzystujące technologie rozproszonego wytwarzania wynoszą w przybliżeniu:

Agregaty kogeneracyjne	3,2 mln PLN / MW
Elektrownie wiatrowe	4,1 mln PLN / MW
Małe elektrownie wodne	6,0 mln PLN / MW
Elektrownie biogazowe	7,6 mln PLN / MW

Jednostkowe koszty eksploatacyjne (z uwzględnieniem paliwa):

Agregaty kogeneracyjne	54 PLN / MWh
Elektrownie wiatrowe	16 PLN / MWh
Małe elektrownie wodne	41 PLN / MWh
Elektrownie biogazowe	44 PLN / MWh

Przeciętne koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych:

Średnio	118 PLN / MWh
Z KDT	125 PLN / MWh
Pozostałe systemowe	106 PLN / MWh

Przeciętne koszty wytwarzania energii elektrycznej w źródłach rozproszonych:

Agregaty kogeneracyjne	69 PLN / MWh
Elektrownie wiatrowe	170 PLN / MWh
Małe elektrownie wodne	160 PLN / MWh
Elektrownie biogazowe	140 PLN / MWh

W związku z tym, że źródła rozproszone są lokalizowane w pobliżu odbiorców wykorzystywana przez nie infrastruktura do przesyłania odbiorcom wyprodukowanej energii elektrycznej jest znacznie mniejsza w porównaniu do infrastruktury sieciowej wykorzystywanej przez źródła systemowe. Prawidłowo naliczona tym wytwórcom opłata przesyłowa może być istotnym czynnikiem konkurencyjności źródeł rozproszonych wobec źródeł systemowych. Analiza przeprowadzona na potrzeby PSE S.A. wykazała, że zmniejszenie opłat przesyłowych może wynieść, w ich przypadku, od 4 do 30 PLN / MWh.

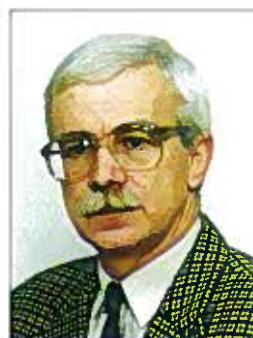
W dyskusji Prezes Urzędu Regulacji Energetyki dr Leszek Juchniewicz przedstawił swoje stanowisko dotyczące odnawialnych źródeł energii uzasadniając, że aczkolwiek względy ekologiczne i zobowiązania międzynarodowe wymagają preferencji dla OZE, to jednak wyższe koszty energii wytwarzanej w tych źródłach są społecznie trudne do zaakceptowania. Nieprecyzyjne przepisy prawne dotyczące obowiązku zakupu takiej energii również nie sprzyjają jej rozwojowi.

Kolejni dyskutanci zwrócili uwagę na niekorzystne aspekty wykorzystania energii wiatrowej, zwłaszcza w dużej skali. Elektrownie wiatrowe ujemnie wpływają na krajobraz, niekorzystnie oddziałują akustycznie, są zagrożeniem dla ptaków, ale także stanowią poważny problem dla systemu energetycznego. Najpoważniejszym ich mankamentem nie jest jednak niestabilność produkcji, lecz ryzyko jednoczesnego wyłączenia znacznej liczby urządzeń przy przekroczeniu przez wiatr prędkości krytycznej – w sytuacji, gdy kilka sekund wcześniej elektrownie te pracowały z pełną mocą. Taki przypadek miał już miejsce w Niem-

czech, gdzie niemal jednocześnie wyłączone zostały elektrownie wiatrowe o łącznej mocy 3,5 GW.

Rozwój odnawialnych źródeł energii nie pozostaje także obojętny dla krajowego rynku pracy. Przy harmonijnym rozwijaniu różnych rodzajów OZE, szczególnie tych związanych z wykorzystaniem biomasy, potencjalnie do roku 2010 może w Polsce przybyć 35 tys. nowych miejsc. Znacznie mniejsze korzyści społeczne wynikają natomiast z inwestowania w elektrownie wiatrowe, gdzie eksploatacja elektrowni o mocy 1 MW wymaga zatrudnienia (obsługa, konserwacja) zaledwie 0,2 osoby.

Zarówno prelegenci jak i osoby biorące udział w dyskusji poruszyli szereg zagadnień związanych z OZE, na które nietłatwo dzisiaj uzyskać pełne odpowiedzi. Wydaje się zatem celowe, aby do tematyki niekonwencjonalnych, w tym odnawialnych źródeł energii na seminariach Warsztatów Regulatora w niedalekiej przyszłości powrócić.



Andrzej W. Różycki



Roman Szramka

Autorzy są pracownikami
Departamentu Planów i Analiz URE



Wystąpienie dr. Leszka Juchniewicza, Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki podczas seminarium zorganizowanego wspólnie z Wyższą Szkołą Przedsiębiorczości i Zarządzania im. Leona Koźmińskiego

KOMISJE KWALIFIKACYJNE

Marek Krawczyński

Dla większości, powołanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, komisji kwalifikacyjnych do stwierdzenia (egzaminów) i potwierdzania (świadczeń) kwalifikacji, umożliwiających samodzielną eksploatację lub dozór urządzeń, instalacji i sieci energetycznych, minęła już połowa ich pięcioletniej kadencji (art. 54 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne). Zebrane w tym czasie doświadczenia, mogą stanowić wystarczającą podstawę do dokonania pewnych podsumowań o charakterze ogólnym. Dodatkowe informacje dotyczące problematyki związanej z działalnością komisji kwalifikacyjnych, Prezes URE uzyskiwał także na spotkaniach z reprezentantami komisji (przewodniczący, ich zastępcy i sekretarze), w których wzięło udział ok. 850 osób. Stanowiły one forum nie tylko do wzajemnej wymiany poglądów i doświadczeń bezpośrednio związanych ze stroną merytoryczną i organizacyjną działalności komisji kwalifikacyjnych, ale również wyznaczyły kierunki dalszych działań, których nadrzędnym

celem jest podnoszenie poziomu szeroko rozumianej jakości pracy komisji kwalifikacyjnych.

Powolywanie i odwoływanie

Analiza wykazu powołanych w latach 1998 – 2000 komisji kwalifikacyjnych¹⁾ wskazuje, że z końcem 1999 roku liczba komisji powołanych przez Prezesa URE oraz ich terytorialne rozmieszczenie (średnio 39 komisji w województwie), osiągnęły pewien stan równowagi. Inni właściwi ministrowie (art. 54 ust. 3 pkt 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne) również powołali komisje, w zakresie stwierdzania kwalifikacji wymaganych w podległych im resortach. Minister Obrony Narodowej powołał – 11 komisji kwalifikacyjnych, a Minister Transportu i Gospodarki Morskiej – 22 komisje, w zakresie eksploatacji urządzeń i instalacji energetycznych w jednostkach organizacyjnych transportu kolejowego. Planowane jest również powołanie kilku komisji przy jednostkach organizacyjnych więziennictwa, podległych Ministrowi Sprawiedliwości.

WYKAZ KOMISJI KWALIFIKACYJNYCH
(wg właściwości terytorialnej oddziałów terenowych URE)

Lp.	Oddział URE	Siedziba oddziału (nr województwa wg GUS)	Liczba komisji kwalifikacyjnych powołanych przez Prezesa URE w roku			Ogólna liczba komisji
			1998	1999	2000	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1	Centralny	Warszawa (14)	35	43	1	79
2	Północno-zachodni	Szczecin (32, 08)	37	16	1	54
3	Północny	Gdańsk (22, 28)	35	12	-	47
4	Zachodni	Poznań (30, 04)	47	30	1	78
5	Wschodni	Lublin (06, 20)	44	14	2	60
6	Środkowozachodni	Łódź (10, 26)	23	48	1	72
7	Poludniowo-zachodni	Wrocław (02, 16)	40	19	4	63
8	Poludniowy	Katowice (24)	59	38	4	101
9	Poludniowo-wschodni	Kraków (12, 18)	48	20	3	71
		Razem	368	240	17	625

Wydaje się, że duża liczba wniosków o powołanie komisji kwalifikacyjnych, kierowanych do Prezesa URE w latach 1998–99, podyktowana była przede wszystkim złożonością obowiązujących wówczas regulacji prawnych. Wydane na podstawie delegacji zawartej w art. 54 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne, rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 16 marca 1998 r. – Dz. U. z 1998 r. Nr 59, poz. 377 z późn. zm. (dalej zwane rozporządzeniem) – spowodowało, że poprzednie przepisy obowiązywały tylko do dnia 4 czerwca 1998 r. (stosownie do art. 70 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne) i tylko do tego dnia mogły działać komisje kwalifikacyjne, powołane na podstawie ustawy z dnia

6 kwietnia 1984 r. o gospodarce energetycznej. Konsekwencją tego był fakt, że z dniem 4.06.1998 r. dotychczasowe komisje przestały istnieć. Na liczbę zgłaszanych wniosków miała również wpływ treść art. 70 ustawy – Prawo energetyczne (w szczególności ust. 2 w pierwotnym brzmieniu), tj. skrócenie mocy obowiązującej – do dnia 31 grudnia 1999 r. – wcześniej wydanych zaświadczeń kwalifikacyjnych (jeśli zamieszczona w nich data ważności przekraczała ten termin).

1) Według stanu na 31.12.2000 r. W I półroczu br. Prezes URE odwołał (z różnych względów) członków 15 komisji oraz powołał 4 nowe komisje kwalifikacyjne. Obecnie trwa postępowanie odwoławcze członków kolejnych 4 komisji oraz powołanie 4 nowych komisji.

Nie bez znaczenia na zachowania wnioskodawców miała wpływ delegacja dla Prezesa URE, zawarta w § 7 ust. 1 pkt 1 rozporządzenia – o możliwości powoływania komisji kwalifikacyjnych u przedsiębiorcy zatrudniającego **co najmniej 100 osób** na stanowiskach pracy związanych z eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci, na których wymagane jest posiadanie kwalifikacji. Jak wskazuje dotychczasowa praktyka URE, liczne są przykłady komisji powołanych na wniosek przedsiębiorców, u których liczba stanowisk wymagających potwierdzenia kwalifikacji **zaledwie przekraczała** wymaganą rozporządzeniem liczbę **100** (np. 106), a które po przeprowadzeniu egzaminów tylko dla własnych pracowników, zostały zgłoszone przez wnioskodawców do odwołania. Analiza tych przypadków wskazuje, że dotyczyły one z reguły zakładów o przeciętnym standardzie nowoczesności i ograniczonych możliwościach rozwoju. Nasuwa się wniosek, że zmiana tej „granicznej” liczby – do około **200** osób – stworzy prawne podstawy do powoływania komisji tylko u większych przedsiębiorców, którzy z reguły zatrudniają lepiej przygotowaną kadrę i dysponują warunkami do właściwego przeprowadzenia postępowań kwalifikacyjnych. Taka zmiana rozporządzenia (§ 7 ust. 1 pkt 1) w żadnym stopniu nie ograniczy możliwości poddania się egzaminowi na stwierdzenie kwalifikacji w jakimkolwiek rejonie Polski. W miejscowościach gdzie powołano tego typu komisje, działa najczęściej (poza nielicznymi przypadkami) jeszcze kilka komisji m.in. przy stowarzyszeniach naukowo – technicznych (§ 7 ust. 1 pkt 2 – rozporządzenia).

Należy również zwrócić uwagę na postępowanie niektórych Zarządów Głównych stowarzyszeń **n – t**, związane z powoływaniem komisji kwalifikacyjnych przy **wszystkich** swoich **oddziałach terenowych**, które zweryfikowała praktyka. Obecnie można odnotować, wcale nie odosobnione, wystąpienia do Prezesa URE o odwołanie komisji, które od chwili ich powołania nie rozpoczęły jeszcze działalności. Tego rodzaju przypadki można uzasadnić brakiem znajomości realnych potrzeb regionu, w którym wnioskodawcy przewidywali działalność komisji kwalifikacyjnych.

Wprowadzona ustawą o nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2000 r. Nr 48, poz. 555) – **kadencyjność komisji kwalifikacyjnych** powoduje konieczność ponownego wnioskowania w przyszłości o ich powołanie. Może to stanowić właściwy moment do oceny działalności komisji i wnioskodawców, która będzie pomocna Prezesowi URE przy podjęciu decyzji o powołaniu komisji na kolejne 5–lecie. Komisji, które zapewne będą działały już na podstawie znowelizowanego rozporządzenia, zharmonizowanego z ustawodawstwem Unii Europejskiej, a wydawane przez nie świadectwa będą w pełni kompatybilne z ich europejskimi odpowiednikami.

Zarówno ustawa – Prawo energetyczne, jak i nowelizacja wspomnianego rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 16 marca 1998 r. (Dz. U. z 2000 r. Nr 15, poz. 187), nie regulują kwestii związanych z możliwością odwołania całej komisji kwalifikacyjnej in corpore. Wprowadzony przez nowelizację ustawy w art. 54 **ustęp 3a**, daje organom powołującym komisje kwalifikacyjne możliwość

odwoływania poszczególnych członków komisji, ale **tylko** w przypadkach enumeratywnie wskazanych w tym przepisie. W obecnej sytuacji wiele przedsiębiorstw energetycznych przeprowadza restrukturyzację związaną m.in. z procesami prywatyzacyjnymi (zmiana formy własności, likwidacja, konsolidacja itp.) i brak odpowiednich regulacji prawnych (np. możliwości odwołania całego składu osobowego na wniosek przedsiębiorcy) powoduje szereg trudności związanych z dalszym istnieniem i bieżącą aktualizacją składów osobowych komisji powołanych przy jednostkach organizacyjnych tych przedsiębiorstw.

Dotychczasowe regulacje prawne nie określają również statusu komisji, w przypadku zmniejszenia przez przedsiębiorcę – po dacie powołania komisji – liczby stanowisk pracy (**poniżej 100**), wymagających dodatkowo potwierdzonych kwalifikacji. Warunkiem *sine qua non* do tego, aby wniosek przedsiębiorcy (złożony na podstawie § 7 ust. 3 rozporządzenia) o powołanie komisji kwalifikacyjnej, mógł zostać rozpatrzony pozytywnie, był m.in. fakt zatrudniania wymaganej liczby osób na określonych rozporządzeniem stanowiskach. Okoliczność ta pozostaje bez wpływu na możliwość dalszego funkcjonowania powołanej komisji. Taki pogląd wydaje się być uzasadniony tym bardziej, że nie ma racjonalnych przesłanek do tego aby uznać, że w przypadku gdy liczba zatrudnionych przez przedsiębiorcę osób na odpowiednich stanowiskach, spada **poniżej 100**, to czynności podejmowane przez istniejącą komisję należałoby uznać za bezskuteczne. Należy również uwzględnić fakt, że zmniejszenie liczby wymaganych stanowisk może mieć tylko charakter przejściowy.

Osobną kwestią jest byt prawny komisji kwalifikacyjnych w przedsiębiorstwach, które aktualnie postawiono w stan likwidacji. Należy zwrócić uwagę na treść **art. 272 i 478** (odpowiednio: spółki z o.o. i s.c.) ustawy z dnia 15 września 2000 r. – Kodeks spółek handlowych (Dz. U. Nr 94, poz. 1037) które stanowią, że rozwiązanie spółki następuje po przeprowadzeniu jej likwidacji tj. z chwilą wykreślenia spółki z rejestru handlowego. Przyczyny powodujące rozwiązanie spółki (**art. 270 i 459** – ww. kodeksu) nie powodują w istocie jej ostatecznego rozwiązania, ale jedynie rozpoczynają postępowanie likwidacyjne, a dopiero wykreślenie spółki z rejestru sankcjonuje fakt ustania istnienia spółki. Wobec czego komisja kwalifikacyjna powołana przy spółce przestaje istnieć dopiero z chwilą likwidacji spółki.

We wszystkich przypadkach (również podziału „dużej” liczebnie komisji na mniejsze) **zawsze** może znaleźć zastosowanie art. 54 ust. 3a pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, o ile członkowie komisji złożą rezygnacje z członkostwa w komisji. Jest to obecnie najbardziej racjonalne rozwiązanie, zarówno dla wnioskodawcy jak i organu powołującego. Umożliwia ono uporządkowanie statusu formalno-prawnego komisji kwalifikacyjnych i jej członków, zgodnie z obowiązującymi przepisami.

Struktura komisji kwalifikacyjnych

Wśród **625** komisji kwalifikacyjnych, dominujący udział mają komisje (**342**) powołane u przedsiębiorców (rys. nr 1). Charakteryzują się one ograniczonym zakresem upraw-

Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE
(stan na 18.06.2001 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Podwyżka w %
Warszawa	Ostrołęckie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Ostrołęce	14,70 %
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Wołominie	2,20 %
	Radomskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „RADPEC”	7,80 %
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Ostrowi Mazowieckiej	9,10 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Siedlcach	12,70 %
	Cukrownia „Sokołów” S.A. w Sokolowie Podlaskim	- 13,10 %
Szczecin	Przedsiębiorstwo Projektowo–Usługowe Hydronika–Koszalin	7,00 %
	Cukrownia Gryfice S.A.	- 4,00 %
	PCE – EUDO Sp. z o.o. w Świnoujściu	0,00 %
	Zarząd Morskiego Portu Szczecin–Świnoujście S.A. w Szczecinie	9,98 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Myśliborzu	9,23 %
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. Drawsko Pomorskie	21,83 %
	Samodzielny Publiczny Zespół Zakładów Opieki Zdrowotnej w Gryficach	29,40 %
	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Gmina Chojna	8,20 %
	Port Handlowy Świnoujście Sp. z o.o. w Świnoujściu	34,40 %
	Gmina Łobez – Zakład Energetyki Ciepłej	10,10 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Gryficach	14,30 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Barlinku	9,43 %
	Gmina Wschowa – Zakład Budżetowy Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej	20,07 %
Gdańsk	Zarząd Morskiego Portu Gdańsk S.A. w Gdańsku	5,71 %
	Młodzieżowa Spółdzielnia Mieszkaniowa „Szkuner 1” we Władysławowie	9,02 %
	Zakład Usług Komunalnych w Czersku	11,78 %
	Zakład Usług Komunalnych Sp. z o.o. w Gniewie	15,32 %
	Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Gdańsku	12,00 %
	Zakład Energetyki Ciepłej „SPEC–PEC” Sp. z o.o. w Kartuzach	8,20 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Piszcu	7,00 %
	Fabryka Śrub ORNETA Sp. z o.o. w Ornece	16,51 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Giżycku	10,00 %
	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Ornece	9,30 %
	Przedsiębiorstwo Handlu Zagranicznego „ALEX” w Warpunach	8,27 %
	Komunalna Energetyka Ciepła KOMEK Sp. z o.o. w Kętrzynie	12,11 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Goldapi	32,84 %
	Energetyka Ciepła Sp. z o.o. w Iławie	11,74 %
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Olsztynie	7,11 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Pasłęku	10,87 %
Poznań	Metron–Term Sp. z o.o. w Toruniu	7,90 %
	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Kowalewie Pomorskim	- 10,00 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Toruniu	21,70 %
	Pomorska Agencja Poszanowania Energii Sp. z o.o. w Bydgoszczy	15,90 %
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Inowrocławiu	12,00 %
	Zakłady Sprzętu Motoryzacyjnego „POLMO” S.A. w Brodnicy	2,80 %
	Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. w Kruszwicy	6,00 %
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Ciechocinku	19,10 %
	Referat Gospodarczy Miasto i Gmina Radzyń Chełmiński	8,10 %
	Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Bydgoszczy	9,00 %
	Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz S.A. w Bydgoszczy	7,00 %
	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Kościanie	37,30 %
	„Pressta – Ciepłownia” Sp. z o.o. w Bolechowie	7,90 %

Poznań	P.P.H.U. „EKO-TECH” Sp. z o.o. w Piotrkowicach – gmina Czempirf	10,10 %
	Amica Wronki S.A. we Wronkach	36,60 %
	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Kole	6,70 %
	Zespół Elektrowni Pątnów–Adamów–Konin S.A. w Koninie	8,60 %
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. w Turku	14,30 %
	Wavin Metalplast – Buk Sp. z o.o. w Buku	3,30 %
	„MOSTOSTAL” – Słupca S.A.	5,40 %
	Miasto Słupca – Miejski Zakład Energetyki Ciepłej w Słupcy	9,50 %
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Konin Sp. z o.o. w Koninie	12,20 %
	Spółdzielnia Mieszkaniowa Lokatorsko–Własnościowa w Gostyniu	18,20 %
Lublin	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe ATEX Sp. z o.o. w Zamościu	11,22 %
	Okręgowe Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Puławach	3,19 %
	Miasto Hrubieszów – Zakład Energetyki Ciepłej	22,25 %
	Cukrownia Krasnystaw S.A. w Siennicy Nadolnej	19,83 %
	ENERGOPON Sp. z o.o. w Poniatowej	11,57 %
	Samodzielny Publiczny Zespół Opieki Zdrowotnej w Chełmie	25,97 %
	Miasto Rejowiec Fabryczny – komunalny zakład budżetowy p.n. Ciepłownia Miejska	18,16 %
	Miasto Wysokie Mazowieckie – Zakład Wodociągów, Kanalizacji i Energetyki Ciepłej	30,77 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej i Gospodarki Wodno–Ściekowej Sp. z o.o. w Kolnie	6,69 %
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Sokółce	6,89 %
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Grajewie	4,53 %	
Łódź	Kopalnia Węgla Brunatnego „Bełchatów” S.A. w Rogowcu	7,73 %
	Zakład Energetyczno–Mechaniczny „Energetyk” Sp. z o.o. w Żychlinie	10,04 %
	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Pabianicach	10,40 %
	ABB „ELTA” Sp. z o.o. w Łodzi	0,24 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Bełchatowie	41,40 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Kutnie	10,81 %
	Miejski Zakład Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. w Piotrkowie Trybunalskim	11,37 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Sieradzu	8,54 %
	Komunalny Związek Ciepłownictwa „Ponidzie” Busko–Zdrój	13,19 %
	Zakłady Ostrowieckie Energetyka Ciepła w Ostrowcu Świętokrzyskim	9,39 %
Zakład Energetyki NSK–ISKRA S.A. w Kielcach	9,57 %	
Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. w Ostrowcu Świętokrzyskim	9,55 %	
Wrocław	Elektrownia „Opole” S.A. w Brzeziu	8,87 %
	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej „Oława” Sp. z o.o. w Oławie	10,20 %
	Regionalne Przedsiębiorstwo Usługowe ENTERM Sp. z o.o. w Kłodzku	3,48 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Szklarskiej Porębie	17,68 %
	Ciepłownia Złoty Stok TERMAX Sp. z o.o. w Złotym Stoku	4,00 %
	Cukrownia Świdnica S.A. w Pszennie	– 29,79 %
	„BESTER” S.A. w Bielawie	– 17,29 %
	Bielawskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „BEPEC” Sp. z o.o. w Bielawie	19,87 %
	Harpen Polska Sp. z o.o. we Wrocławiu	3,20 %
	„Kaz – Dolzamet” S.A. w Chojnowie	8,85 %
Nyska Energetyka Ciepła – Nysa Sp. z o.o. w Nysie	13,88 %	
Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Kędzierzynie–Koźlu	10,01 %	
Katowice	Przedsiębiorstwo Energomontażowe Przemysłu Węglowego Energomontaż S.A. w Chorzowie	3,40 %
	SFW Energia Sp. z o.o. w Gliwicach	10,80 %
	Nadwiślańska Spółka Energetyczna Sp. z o.o. w Bieruniu	3,26 %
	Przedsiębiorstwo Inżynierii Komunalnej Sp. z o.o. w Pszczynie	9,02 %
	„Izo–EnergO” Sp. z o.o. w Gliwicach	3,40 %

Katowice	Zakład Remontowo-Energetyczny „Zamet – Remont i Energetyka” Sp. z o.o. w Tarnowskich Górach	6,91 %
	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „ESOX” Sp. z o.o. w Radlinie	6,91 %
	„Orzeł Biały” S.A. w Bytomiu	1,00 %
	Zakłady Chemiczne „ORGANIKA AZOT” S.A. w Jaworznie	6,54 %
	Zakład Ciepłowniczy PŁONIA Sp. z o.o. w Raciborzu	6,30 %
	BHH Mikrotech Sp. z o.o. w Dąbrowie Górniczej	7,00 %
	„Południowy Koncern Energetyczny” S.A. w Jaworznie	4,30 %
	Zakłady Mechaniczne WIROMET S.A. w Mikołowie	4,90 %
	PROMOT Ciepłownia Sp. z o.o. w Skoczowie	- 1,90 %
	Przedsiębiorstwo EKSPAR Sp. z o.o. w Siemianowicach Śląskich	15,04 %
	Zakład Elektroenergetyczny H. Cz. „ELSEN” Sp. z o.o. w Częstochowie	6,94 %
	Huta Metali Nieżelaznych „SZOPIENICE” S.A. w Katowicach	- 4,19 %
	Kraków	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Stalowej Woli
„RAF-ENERGIA” Sp. z o.o. w Jedliczach		14,18 %
Rafineria Nafty „JEDLICZE” S.A. w Jedliczach		7,10 %
Zakład Czynników Energetycznych Sp. z o.o. w Nowej Dębie		24,40 %
Sanockie Zakłady Przemysłu Gumowego „STOMIL-SANOK” S.A. w Sanoku		9,52 %
„Ciepłownia Łańcut” Sp. z o.o. w Łańcutcie		8,21 %
Tarnobrzaska Spółdzielnia Mieszkaniowa		1,50 %
Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. w Nowej Dębie		29,48 %
Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. w Jaśle		8,85 %
Rafineria „Jasło” S.A. w Jaśle		- 17,60 %

Odmowy zatwierdzenia taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE
(stan na 18.06.2001 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Data odmowy
Warszawa	Dalkia Termika S.A. w Warszawie	23.04.2001 r.
	Cofathec Polska Sp. z o.o. w Warszawie	30.04.2001 r.
	Huta Szkła „Czechy”	22.05.2001 r.
Szczecin	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Darłowie	23.03.2001 r.
Gdańsk	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Pastęku	15.03.2001 r.
Poznań	„INSTALGAZ” Andrzej Szulc w Urbanowie, gmina Opalenica	24.04.2001 r.
Wrocław	Gminny Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Osiedlu Skarbmierz – Gmina Brzeg	15.03.2001 r.
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. w Antoniewie k/Ozimka	24.04.2001 r.
	Dolnośląski Zakład Termoenergetyczny S.A. w Wałbrzychu	17.05.2001 r.
	Zakład Energetyczny „TERM – HYDRAL” Sp. z o.o. we Wrocławiu	17.05.2001 r.
	SKT Sp. z o.o. we Wrocławiu	23.05.2001 r.
Katowice	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Tychach	28.05.2001 r.

**Odmowy zwolnienia z obowiązku przedłożenia do zatwierdzenia
taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE
(stan na 18.06.2001 r.)**

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Data odmowy
Warszawa	Dalkia Termika S.A. w Warszawie	23.05.1999 r.
	Dalkia Termika S.A. w Warszawie	18.06.1999 r.
	Polish Energy Partners S.A. w Warszawie	27.10.1999 r.
	Zakład Usług Energetycznych Sp. z o.o. w Warszawie	9.11.1999 r.
Katowice	Huta Ferrum S.A. w Katowicach	1.09.1999 r.
	IZO-ENERGO S.A. w Gliwicach	28.09.2000 r.
	Spółka Ciepłowniczo – Energetyczna Jaworzno III Sp. z o.o. w Jaworznie	20.12.2000 r.
Kraków	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej w Brzozowie	9.06.2000 r.

Zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej
(stan na 20.06.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakłady Tworzyw Sztucznych „IZO-ERG” S.A.	19.02.2001 r.
2	Elektrociepłownia „Zielona Góra” S.A.	21.02.2001 r.
3	Elektrownia „Kozienice” S.A.	21.02.2001 r.
4	Zakłady Azotowe „Puławy” S.A.	21.02.2001 r.
5	INKASSO REFORM Sp. z o.o.	9.03.2001 r.
6	„Południowy Koncern Energetyczny” S.A.	20.03.2001 r.
7	Przedsiębiorstwo Połowów, Przetwórstwa i Handlu „DALMOR” S.A.	23.03.2001 r.
8	ABB Elta Sp. z o.o.	30.03.2001 r.
9	Heat Engineering Technology Europe Sp. z o.o.	12.04.2001 r.
10	Zakład Energetyki Ciepłej w Końskich	17.04.2001 r.
11	EGL Polska Sp. z o.o.	17.04.2001 r.
12	Zakład Remontowo Energetyczny „ZAMET – Remont i Energetyka” Sp. z o.o.	17.04.2001 r.
13	„Huta Szczecin” S.A.	9.05.2001 r.
14	Instytut Problemów Jądrowych im. Andrzeja Sołtana	9.05.2001 r.
15	Zakład Usług Elektroenergetycznych „Elserw” Sp. z o.o.	8.06.2001 r.
16	Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz S.A.	16.06.2001 r.
17	Zespół Elektrociepłowni Poznańskich S.A.	16.06.2001 r.
18	Elektrociepłownia „Będzin” S.A.	16.06.2001 r.
19	Zespół Elektrociepłowni Bytom S.A.	16.06.2001 r.
20	Elektrociepłownia Chorzów „Elcho” Sp. z o.o.	16.06.2001 r.
21	Elektrociepłownia Białystok S.A.	16.06.2001 r.
22	Elektrociepłownia Mielec Sp. z o.o.	16.06.2001 r.
23	Beskidzka Energetyka S.A.	16.06.2001 r.
24	Będziński Zakład Elektroenergetyczny S.A.	16.06.2001 r.
25	Elbąskie Zakłady Energetyczne S.A.	16.06.2001 r.
26	ENERGA Gdańska Kompania Energetyczna S.A.	16.06.2001 r.
27	Energetyka Kaliska S.A.	16.06.2001 r.
28	Energetyka Poznańska S.A.	16.06.2001 r.
29	Energetyka Szczecińska S.A.	16.06.2001 r.
30	Lubelskie Zakłady Energetyczne S.A.	16.06.2001 r.
31	Łódzki Zakład Energetyczny S.A.	16.06.2001 r.
32	STOEN S.A.	16.06.2001 r.
33	Zakład Energetyczny Białystok S.A.	16.06.2001 r.
34	Zakład Energetyczny Bydgoszcz S.A.	16.06.2001 r.
35	Zakład Energetyczny Częstochowa S.A.	16.06.2001 r.
36	Zakład Energetyczny Gorzów S.A.	16.06.2001 r.
37	Zakład Energetyczny Jelenia Góra S.A.	16.06.2001 r.
38	Zakład Energetyczny Koszalin S.A.	16.06.2001 r.
39	Zakład Energetyczny Kraków S.A.	16.06.2001 r.
40	Zakład Energetyczny Łódź – Teren S.A.	16.06.2001 r.
41	Zakład Energetyczny Opole S.A.	16.06.2001 r.
42	Zakład Energetyczny S.A. w Olsztynie	16.06.2001 r.
43	Zakład Energetyczny Słupsk S.A.	16.06.2001 r.
44	Zakład Energetyczny Toruń S.A.	16.06.2001 r.
45	Zakład Energetyczny Wałbrzych S.A.	16.06.2001 r.
46	Zakład Energetyczny Warszawa – Teren S.A.	16.06.2001 r.
47	Zakład Energetyczny Wrocław S.A.	16.06.2001 r.
48	Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko – Kieleckiego S.A.	16.06.2001 r.
49	Zamojska Korporacja Energetyczna S.A.	16.06.2001 r.

50	Zielonogórskie Zakłady Energetyczne S.A.	16.06.2001 r.
51	Rzeszowski Zakład Energetyczny S.A.	19.06.2001 r.
52	Zakład Energetyczny Tarnów S.A.	20.06.2001 r.
53	Zakład Energetyczny Legnica S.A.	20.06.2001 r.
54	Zakład Energetyczny Płock S.A.	20.06.2001 r.

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla energii elektrycznej
(stan na 19.06.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	STOEN S.A.	19.02.2001 r.
2	Zakład Energetyczny Koszalin S.A.	19.02.2001 r.
3	Zakład Energetyczny S.A. w Olsztynie	19.02.2001 r.
4	ENERGA Gdańska Kompania Energetyczna S.A.	19.02.2001 r.
5	Łódzki Zakład Energetyczny S.A.	19.02.2001 r.
6	Zakład Energetyczny Częstochowa S.A.	19.02.2001 r.
7	Zakład Energetyczny Gorzów S.A.	19.02.2001 r.
8	Zakład Energetyczny Wrocław S.A.	19.02.2001 r.
9	Zakład Energetyczny Opole S.A.	19.02.2001 r.
10	Zakład Energetyczny Tarnów S.A.	19.02.2001 r.
11	Energetyka Szczecińska S.A.	19.02.2001 r.
12	Energetyka Kaliska S.A.	19.02.2001 r.
13	Zakład Energetyczny Bydgoszcz S.A.	21.02.2001 r.
14	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.	28.02.2001 r.
15	Zakład Górniczo-Energetyczny Sobieski Jaworzno III Sp. z o.o.	5.03.2001 r.
16	Zamojska Korporacja Energetyczna S.A.	5.03.2001 r.
17	„Energetyka Boruta” Sp. z o.o.	9.03.2001 r.
18	Euro – Energetyka Sp. z o.o.	14.03.2001 r.
19	Zakłady Koksoownicze „Przyjaźń”	16.03.2001 r.
20	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.	16.03.2001 r.
21	Zakład Energetyczny Toruń S.A.	16.03.2001 r.
22	Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A.	16.03.2001 r.
23	HSW – Zakład Energetyczny Sp. z o.o.	16.03.2001 r.
24	Energa Zakład Oświetlenia Sp. z o.o.	20.03.2001 r.
25	Elektrociepłownia „KRAKÓW” S.A.	23.03.2001 r.
26	Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.	23.03.2001 r.
27	Zakład Usług Technicznych Sp. z o.o.	30.03.2001 r.
28	Zakład Utrzymania Ruchu Sp. z o.o.	6.04.2001 r.
29	Huta Ostrowiec S.A.	6.04.2001 r.
30	„ENERGO-GAZ WĘGLOKOKS” Sp. z o.o.	12.04.2001 r.
31	Zakłady Azotowe „Kędzierzyn” S.A.	17.04.2001 r.
32	Elektrociepłownia „Będzin” S.A.	30.04.2001 r.
33	Kuźnia Jawor S.A.	9.05.2001 r.
34	Zakład Energetyki – Blachownia Sp. z o.o.	9.05.2001 r.
35	Zarząd Morskiego Portu Szczecin – Świnoujście S.A.	19.06.2001 r.

Odmowa zatwierdzenia zmiany taryfy dla energii elektrycznej
(stan na 18.06.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zespół Zbiorników Wodnych Czorsztyn-Niedzica-Sromowce Wyżne S.A.	30.04.2001 r.

Ustalenie wysokości współczynnika korekcyjnego X w taryfie dla energii elektrycznej
(stan na 18.06.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Heat Engineering Technology Europe Sp. z o.o.	12.04.2001 r.
2	EGL Polska Sp. z o.o.	17.04.2001 r.

Zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych
(stan na 18.06.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakłady Koksownicze „Przyjaźń” PP	23.04.2001 r.
2	Zakłady Koksownicze „Zdzieszowice” Sp. z o.o.	23.04.2001 r.
3	Energomedia Sp. z o.o.	15.05.2001 r.
4	„Petrico” S.A.	18.06.2001 r.
5	Zakład Usług Gazowniczych LOKGAZ Sp. z o.o.	18.06.2001 r.

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla paliw gazowych
(stan na 18.06.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.	28.02.2001 r.
2	„Petrico” S.A.	14.03.2001 r.
3	HSW – Zakład Energetyczny Sp. z o.o.	14.03.2001 r.
4	Zakład Usług Gazowniczych LOKGAZ Sp. z o.o.	30.03.2001 r.
5	Media Odra Warta Sp. z o.o.	18.06.2001 r.
6	FENICE Poland Sp. z o.o.	18.06.2001 r.

Ustalenie wysokości współczynnika korekcyjnego X w taryfie dla paliw gazowych
(stan na 18.06.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakłady Koksownicze „Przyjaźń” PP	23.04.2001 r.
2	Zakłady Koksownicze „Zdzieszowice” Sp. z o.o.	23.04.2001 r.
3	Energomedia Sp. z o.o.	15.05.2001 r.

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE Z URZĘDU (stan na 18.06.2001 r.)

Wcc – wytwarzanie ciepła

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Przedsiębiorstwo Usług Komunalnych „KOMUNALNI” Sp. z o.o.	73–250 Dobiegniew, ul. Poznańska 8
2	„Łęgajny Renewable Energy Generation” Sp. z o.o.	00–973 Warszawa, ul. Niemcewicza 17
3	Zakład Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	89–410 Więcbork, ul. Mickiewicza 16
4	Gmina Nowy Staw – Administracja Domów Mieszkalnych	82–230 Nowy Staw, ul. Westerplatte 20
5	„ENERGO-INVEST” Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe Sp. z o.o.	44–207 Rybnik, ul. Podmiejska 7
6	Gmina Susz – Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej	14–240 Susz, ul. Wybickiego 6
7	Gmina Brusy – Gminny Zarząd Oświaty w Brusach	89–632 Brusy, ul. 4 Marca 1
8	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	62–700 Turek, ul. Polna 4
9	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Pieńsku Sp. z o.o.	59–930 Pieńsk, ul. Kościuszki 4
10	Gmina Recz – Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej	73–210 Recz, ul. Środkowa 7
11	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej „EMPEGIEK” Sp. z o.o.	88–200 Radziejów, ul. Komunalna 19
12	Spółdzielnia Mieszkaniowa w Jarosławiu	37–500 Jarosław, ul. Poniałowskiego 45
13	Przedsiębiorstwo Produkcji Wielobranżowej i Handlu „TAMEX” Sp. z o.o.	10–444 Olsztyn, ul. Kołobrzaska 7/37
14	„COGEN” Sp. z o.o.	60–967 Poznań, ul. Nowowiejskiego 11

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Przemyska Spółdzielnia Mieszkaniowa	37–700 Przemyśl, ul. Wybrzeże Ojca Świętego Jana Pawła II 70

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Energetyka Poznańska Zakład Elektrowni Wodnych Sp. z o.o.	64–915 Jastrowie, ul. Wojska Polskiego 22
2	Gdańskie Zakłady Nawozów Fosforowych „FOSFORY” Sp. z o.o.	80–550 Gdańsk, ul. Kujawska 2
3	Cukrownia „Kościąn” S.A.	64–000 Kościąn, ul. Naclawska 15
4	Zakład Energetyczny Opolo S.A.	45–047 Opolo, ul. Waryńskiego 1
5	Zakłady Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	40–205 Katowice, ul. Ścigały 14
6	Zakłady Mebli Giętych „Fameg” S.A.	97–500 Radomsko, ul. 11-go Listopada 2
7	Zakłady Metalowe „Mesko” S.A.	26–111 Skarżysko-Kamienna, ul. Legionów 122
8	Fabryka Papieru „Szczecin-Skołwin” S.A.	71–869 Szczecin, ul. Stoleczyńska 100
9	„Chemarbel” Sp. z o.o.	25–663 Kielce, ul. Olszewskiego 6

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Zbigniew Roslaniec, Andrzej Roslaniec – „ROS-OIL” S.C.	08-440 Pilawa, Lipówki
2	Janusz Szabliski, Zbigniew Wieczorek – „PRIMO” S.C.	82-500 Kwidzyń, ul. Malborska 14
3	Stanisław Krzysztofik – Przedsiębiorstwo Handlowe „EMEKS”	26-067 Strawczyn, ul. Osiedlowa 2/10
4	Stanisław Lampa, Helena Lampa, Joanna Lampa – Stacja Paliw Lampa S.C.	32-400 Myślenice, Jawornik 447
5	Jarosław Piechocki – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „PREM”	67-200 Głogów, ul. Słowińska 16/1
6	Produkcyjno-Handlowa Spółdzielnia Pracy „Samopomoc Chłopska”	37-100 Łańcut, ul. Grunwaldzka 82
7	Władysław Zaczekowski, Stanisław Zaczekowski – „WIS” Przedsiębiorstwo Produkcyjno Usługowo-Handlowe S.C.	96-503 Sochaczew, ul. Wyszogrodzka 141
8	Ryszard Marcinkowski, Leszek Szerszeń – „MARSZEL” S.C.	06-400 Ciechanów, ul. Pułtуска 65
9	Marian Zardzewiały, Jerzy Filipczak – Przedsiębiorstwo Usługowo-Produkcyjne INSBUD S.C.	82-500 Kwidzyn, ul. Lotnicza 1
10	Jerzy Włodarski – Stacja Paliw	83-000 Pruszcz Gdański, ul. Nowowiejskiego 24
11	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Ciechanowie S.A.	06-400 Ciechanów, ul. Płocka 13
12	„VIMEX-BOSS” Sp. z o.o.	43-424 Drogomyśl, ul. Wiślańska 41
13	Andrzej Pyszny, Zyta Grażyna Pyszna – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „OKTAN” S.C.	07-412 Ostrołęka, ul. Targowa 6
14	Spółdzielnia Kółek Rolniczych	34-324 Lipowa
15	Anna Zagdańska – Firma Handlowa Anna Zagdańska	26-600 Radom, ul. Gałczyńskiego 30
16	Adam Alfut – „ADAMEX”	54-318 Wrocław, ul. Dźwirzyńska 26/1
17	Cecylia Sikora, Waldemar Sikora – Stacja Paliw „CEWAL” S.C.	59-930 Pieńsk, ul. Dąbrowskiego 8
18	Teofil Pacura – Firma Handlowo-Transportowa	32-800 Brzesko, ul. Stawowa 8 a
19	Jerzy Rojda – Firma Wielobranżowa „ADJOR-SERVICE”	66-100 Sulechów, Osiedle Zacisze 13 C/20
20	Elektrotechniczna Spółdzielnia Inwalidów „EKSIN”	57-200 Ząbkowice Śląskie, ul. B. Prusa 2
21	Waldemar Żak – „Handel Produktami Naftowymi”	77-430 Krajenka, ul. W. Witosa 36
22	Janusz Pachla – Firma Handlowo-Usługowa	36-145 Widelka 869, gm. Kolbuszowa
23	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Turku	62-700 Turek, ul. W. Milewskiego 9
24	Antoni Cioch – Ekologiczna Stacja Paliw i Gazu „CIOCH”	67-300 Szprotawa, ul. Wiejska
25	Jan Sołdecki – „SOLEY-ARECA”	59-975 Sulików, ul. Garbarska 5
26	„KALI” Sp. z o.o.	42-130 Wręczyca Wielka, ul. Częstochowska 22 c
27	Jan Goleniowski – Stacja Paliw	34-434 Harkłowa 48 A, gm. Nowy Targ
28	„HALTER” Sp. z o.o.	99-420 Łyszkowice, ul. Kościelna 9
29	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej	62-800 Kalisz, ul. Wrocławska 30/38
30	Marian Pietruszka – Handel Paliwem	27-641 Obrazów, Komorna 29
31	Celestyna Pośrednik – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „Petropol”	63-913 Dłoń, Topólka
32	Przedsiębiorstwo Robót Drogowych S.A.	99-200 Poddębice, ul. Łódzka 108
33	Zbigniew Bielawa – Petrochemia Płock S.A., Sieć Stacji Paliw, Stacja Paliw Klimontów	27-640 Klimontów, ul. Słoneczna 1
34	Jerzy Wróblewski – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „PETROL”	62-405 Łąd, Łąd 22
35	Dariusz Łoziński – Handel-Wytwórczość-Usługi Dariusz Łoziński	11-700 Mragowo, Nowe Bagienice 26
36	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe „Hermes” Sp. z o.o.	43-143 Łędziny, ul. Pokoju 4
37	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „ETRANS” Sp. z o.o.	43-170 Łaziska Górne, ul. Wyzwolenia 30
38	Tadeusz Mierzejewski – Stacja Paliw	87-731 Waganiec, Michalin
39	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej	34-200 Sucha Beskidzka, Rynek 19
40	Przedsiębiorstwo Gospodarki Samochodowej Sp. z o.o.	28-200 Staszów, ul. Krakowska 51

41	Przedsiębiorstwo Robót Drogowych Sp. z o.o.	87-600 Lipno, ul. Wojska Polskiego 8
42	Mieczysław Lewandowski – Stacja Paliw „MADOR”	96-320 Mszczonów, Zbiroża 18
43	Janusz Piechocki – Stacja Paliw Płynnych	67-200 Głogów, ul. Słowiańska 16/1
44	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Koninie	62-510 Konin, ul. Zakładowa 4
45	Piotr Krynicki – Firma Produkcyjno–Usługowo–Handlowa	33-335 Nawojowa 410
46	„AMAKS” Inżynierska S.A.	41-400 Mysłowice, ul. Obrzeźna Północna 24
47	„NAFTOPROJBUD” Sp. z o.o.	86-013 Mąkowarsko, ul. Bydgoska 23
48	Przedsiębiorstwo Usługowo–Handlowe „ERTT” Sp. z o.o.	76-241 Stara Dąbrowa, Nowa Dąbrowa
49	Przedsiębiorstwo Budownictwa Przemysłowego „Chemobudowa–Kraków” S.A.	30-103 Kraków, ul. Stachowicza 18
50	Jan Skowyrza – „TANK FULL”	37-127 Krzemienica – Stacja Paliw
51	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „IMPAL” Sp. z o.o.	20-469 Lublin, ul. Wrotkowska 4
52	Tadeusz Woźniak – Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „TOMEX”	62-510 Konin, Wola Podłęzna k/Konina, ul. Licheńska 2
53	Zygmunt Serafin – „SERAFIN” P.H.	51-424 Wrocław, ul. Kowalska 127
54	PETROOKTAN Sp. z o.o.	21-040 Świdnik, ul. Kusocińskiego 4
55	Waldemar Wagner – Stacja Paliw	68-200 Żary, ul. Piastowska 12
56	„Przedsiębiorstwo PKS GRYFICE” Sp. z o.o.	73-300 Gryfice, ul. Trzygłowska 32
57	Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „PETROL–MAX” Sp. z o.o.	33-312 Tęgorozę 18
58	„FELIX” Sp. z o.o.	41-922 Radzionków, ul. Larysza 4
59	„AGROHAND” Sp. z o.o.	09-402 Płock, ul. Norbertańska 9
60	Państwowe Przedsiębiorstwo Użyteczności Publicznej „Poczta Polska”	00-940 Warszawa, Plac Małachowskiego 2
61	Władysław Bogusz – INOTANK	88-100 Inowrocław, ul. Kazimierza Odnowiciela 22
62	Jan Pietrowski – Stacja Paliw „ELMAT”	22-100 Chełm, ul. Włodawska 5
63	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej Sp. z o.o.	49-302 Brzeg, ul. 1 Maja 1
64	„ALFA” Sp. z o.o.	97-320 Wolbórz, Studzianki
65	„POLIMERC” Sp. z o.o.	32-410 Dobczyce, ul. Obwodowa 6
66	Zbigniew Lewowski – „ZELTEX”	95-200 Pabianice, ul. Majdany 7
67	Spółdzielnia Transportu Wiejskiego	98-400 Wieruszów, ul. Teklinowska 63
68	Zofia Klamerus – Stacja Paliw	34-400 Nowy Targ, ul. Rekuckiego 23
69	Sanockie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	38-500 Sanok, ul. Jana Pawła II 59
70	Stacja Paliw Tomasz Sierżputowski, Mieczysław Bielski Spółka Jawna	18-400 Łomża, ul. Poznańska 156
71	Jan Nowak – „ANTRA–GAZ” Zakład Dystrybucji Gazu Płynnego	55-200 Oława, ul. Opolska 7
72	Mieczysław Zamelek – „ZAMETEX” Stacje Paliw	64-130 Kłoda 80, gm. Rydzyna
73	Kazimierz Majchrzak – Zakład Handlowo–Usługowy	09-500 Gostynin, ul. Krośniewicka 3
74	Stanisław Durkiewicz – P.H.U. AUTO–TANK	62-570 Rychwał, ul. Konińska 69
75	„H.K. – Produkcyjny Ośrodek Maszynowy” Sp. z o.o. w Suwałkach	16-400 Suwałki, ul. 23 Października 31
76	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „HOREX” Sp. z o.o.	66-620 Gubin, Komorów, ul. Kresowa 151
77	Zbigniew Seredyn – Dystrybucja Paliw	26-920 Gniewoszków, ul. Sarnowska 16
78	Mariola Kawalec – Przedsiębiorstwo Handlowe „M–K”	42-289 Woźniki, ul. Powstańców 18
79	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej w Przemyślu Sp. z o.o.	37-700 Przemyśl, ul. Słowackiego 104
80	„ENTECH” Sp. z o.o.	91-222 Łódź, ul. Szczecińska 48/58
81	Barbara Makuch	46-100 Namysłów, ul. Skłodowskiej 26
82	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Wołowie	56-100 Wołów, ul. Ścinawska 24
83	Andrzej Hensch – Stacja Paliw	91-222 Łódź, ul. Św. Teresy od Dzieciątka Jezus 111
84	Edward Kokoszko – Stacja Paliw	59-700 Bolesławiec, ul. Modłowa 8
85	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Mławie S.A.	06-500 Mława, ul. Skonieckiego 10
86	Sylwester Baradziej – Przedsiębiorstwo Produkcyjno–Montażowe Budownictwa „PROMONT”	43-100 Tychy, ul. Metalowa 3

87	Zbigniew Kunka – Przedsiębiorstwo Transportowo–Usługowe	05–600 Grójec, ul. Przemysłowa 3
88	Aleksandra Krukowska – Zakład Produkcyjno–Handlowy „Victoria Cymes”	78–600 Wałcz, ul. Kołobrzaska 43
89	Andrzej Małek – „MAK–TANK”	38–454 Tylawa, Barwinek 33
90	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Mrągowie	11–700 Mrągowo, ul. Giżycka 7
91	Halina Strachota – Stacja Paliw	08–410 Wola Rębkowska 141 D, gm. Garwolin
92	Mieczysław Rusak – Stacja Paliw „RUBENZ”	05–462 Wiązowna, Majdan 26
93	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Zgorzelcu Sp. z o.o.	59–900 Zgorzelec, ul. Orzeszkowej 2
94	Stanisław Morawski – P.P.H.U. „EDMOR”	26–300 Opoczno, ul. Rzeczna 4
95	Wielobranżowe Przedsiębiorstwo Produkcyjno–Handlowe MAKTRONIK S.A.	87–100 Toruń, ul. Mazowiecka 63/65
96	„INTEROIL” M.K.A. Skorupa Spółka Jawna	98–200 Sieradz, ul. Broniewskiego 32/10
97	Marek Mikłasz – „TANK” Marek Mikłasz	70–777 Szczecin, ul. A. Struga 82 c
98	Rzeszowska Gospodarka Komunalna Sp. z o.o. Miejskie Przedsiębiorstwo Komunikacyjne	35–234 Rzeszów, ul. Trembeckiego 3
99	„ALMA” A. Orgoński Spółka Jawna	21–532 Łomazy, ul. Rolnicza 2
100	„ALITEN” Spółka Jawna – J. Dąbrowski	44–203 Rybnik, ul. Sosnowa 5
101	Wojciech Gawron – P.H.U. „DUO”	27–400 Ostrowiec Św., Osiedle Słoneczne 35/83
102	Jan Świerczek – Firma „OAZA”	43–378 Rybarzowice, ul. Żywiecka 823
103	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Kętrzynie	11–400 Kętrzyn, ul. Bydgoska 24
104	„Transpetrol” – Szpytma Spółka Jawna	37–120 Markowa 133 a
105	Miejski Zakład Komunikacyjny Sp. z o.o.	27–200 Starachowice, ul. Radomska 53
106	Iwona Krzyżowska – „MAVITRANS” Iwona Krzyżowska	40–749 Katowice, ul. Goetla 8
107	DRABEK Spółka Jawna	42–600 Tarnowskie Góry, ul. Skośna 15
108	„CONOCO POLAND” Sp. z o.o.	00–838 Warszawa, ul. Prosta 69
109	Lech Trzeciński – Firma Handlowo–Usługowa „LT” Produkty Naftowe	98–100 Łask, ul. Kolejowa 8
110	Stacja Paliw Spółka Jawna Stanisław i Maria Rapacz	34–700 Rabka, Rdzawka
111	Stachowicz i Świtalski Spółka Jawna	09–402 Płock, ul. Bielska 68
112	Jerzy Kłos – „POLO” Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe	87–720 Ciechocinek, ul. Gen. Bema 2
113	Stacja Benzynowa Rafał i Elżbieta Hudomel Spółka Jawna	34–300 Żywiec, ul. Wesola 3
114	Kazimierz Mańkowski – Prywatne Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „PETROMAN” Detal – Hurt	87–890 Lubraniec, Parcele 54
115	Bogusław Byba – „NADGOB” P.H.U.	43–200 Pszczyna, ul. Górnośląska 17
116	„BENROM” Stacja Paliw Spółka Jawna B. Piechnik, R. Kaczor	55–216 Domaniów, Brzezimierz 15
117	Jerzy Polok – Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „Modrzew”	82–300 Elbląg, ul. Mazurska 5
118	Stacja Paliw Płynnych „JAPAKS” Spółka Jawna U. Jarecka, G. Pawłowska, G. Książek	88–150 Kruszwica, ul. Szosa Tryszczyńska 2
119	Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „DUET” G. S. Stępczyński, E. A. Węgliński Spółka Jawna	97–415 Kluki nr 114
120	B. Kułakowski i Wspólnicy Spółka Jawna	97–210 Czerniewice, Lechów 27 A
121	Bogusław Chodak – Stacja Paliw Bogusław Chodak	58–522 Siedlęcín, ul. Lwówecka 2
122	„GASTOR” Spółka Jawna Jerzy Drożdż, Stanisław Strzelec, Jerzy Zarębski	43–430 Skoczów, Podgórze 25

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE NA WNIOSEK (stan na 18.06.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	Miejskie Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji w m.st. Warszawie „MPWiK”	02-015 Warszawa, Plac Starynkiewicza 5	Wcc, Pcc
2	Firma Chemiczna „Dwory” S.A.	32-600 Oświęcim, ul. Chemików 1	Ppg, Opg
3	Zakłady Chemiczne „Organika Sarzyna” S.A.	37-310 Nowa Sarzyna, ul. Chemików 1	Pee, Oee
4	„Energomontaż-Południe” S.A.	40-951 Katowice, ul. Mickiewicza 15	Oee
5	„PETRIM” S.A.	06-500 Mława, ul. Polna 48	Opc
6	Ryszard Migas – P.H.U. „ART.-BENZ”	40-847 Katowice, ul. Bocheńskiego 64	Opc
7	Eryk Ochmann – „OCHMAN” PRZEDSIĘBIORSTWO	63-700 Krotoszyn, ul. Rolnicza 3	Opc
8	Andrzej Chmiel – Przedsiębiorstwo Transportowo-Handlowe	44-200 Rybnik, ul. Hibnera 23 A/3	Opc
9	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Głubczycach	48-100 Głubczyce, ul. Kollątaja 5	Opc
10	„APT Austrian Power Trading Polska” Sp. z o.o.	00-113 Warszawa, ul. Emilii Plater 53	Oee
11	Polski Związek Motorowy – Okręgowy Zespół Działalności Gospodarczej Sp. z o.o.	40-014 Katowice, ul. Mariacka 6	Opc
12	Leokadia Seydak – Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „SEYDAK”	89-410 Więcbork, ul. Jaszczuńskiego 1	Opc
13	Podlaskie Gorzelnie „Surwin” Sp. z o.o.	21-560 Międzyrzec Podlaski, ul. Lubelska 67	Opc
14	Andrzej Grośkiewicz – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „GROMARK”	87-800 Włocławek, ul. Papieżka 35	Opc
15	Krzysztof Kołton – „KRIS-TANK”	32-830 Wojnicz, Łopoń 199	Opc
16	„DOMINEX” Sp. z o.o.	37-300 Leżajsk, ul. Podolszczyzny 39	Opc
17	Lucjan Szarmach – „MAS WYBRZEŻE”	80-254 Gdańsk, ul. Partyzantów 74	Opc
18	Waldemar Chwastek – Firma Produkcyjno-Usługowo-Handlowa „ANKAR”	28-300 Jędrzejów, ul. Jesionka 62	Opc
19	Grażyna Czapkowska, Ryszard Czapkowski – Stacja Paliw „BBS” S.C.	37-122 Albigowa 377	Opc
20	Jacek Lewandowski – P.H.U. „ELMAL”	62-800 Kalisz, ul. Szopena 23	Opc
21	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	59-970 Zawidów, ul. Grunwaldzka 4	Wcc
22	Gmina Brześć Kujawski – Zakład Usług Komunalnych	87-880 Brześć Kujawski, Al. Wł. Łokietka 1	Occ
23	Centrum Handlowe RYŚ Sp. z o.o.	38-500 Sanok, ul. Krakowska 2	Opc
24	Zygmunt Sajdak – Zakład Wielobranżowy „SAJDEX”	42-680 Tarnowskie Góry, ul. Powstańców Warszawskich 91	Opc
25	Kolumna Transportu Sanitarnego w Białymstoku	15-354 Białystok, ul. Pogodna 22	Opc
26	ORLEN Transport Kędzierzyn – Koźle Sp. z o.o.	47-205 Kędzierzyn-Koźle, ul. Portowa 9	Opc
27	„SZARY” Sp. z o.o.	50-440 Wrocław, ul. Kościuszki 143	Opc
28	Zakład Karny w Uhercach – Gospodarstwo Pomocnicze przy Zakładzie Karnym w Uhercach, Zakład Rolno-Produkcyjny w Średniej Wsi	38-604 Hoczew	Opc
29	„KARBONIA PL” Sp. z o.o.	44-200 Rybnik, ul. Kolejowa 26	Pee, Oee
30	„AGAMA” Sp. z o.o.	41-219 Sosnowiec, ul. Braci Mierosławskich 124	Wcc, Pcc
31	Gmina Brusy – Gminny Zarząd Oświaty w Brusach	89-632 Brusy, ul. 4 Marca 1	Pcc
32	„Zespół Elektrowni Wodnych DYCHÓW” S.A.	66-626 Dychów	Wee
33	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej	27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Żabia 4	Opc
34	„LEGIZ” S.A.	10-448 Olsztyn, ul. Głowackiego 28	Opc
35	„Petrochemical Poland” Sp. z o.o.	03-543 Warszawa, ul. Barkocińska 6	Opc
36	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej	26-600 Radom, ul. 1905 Roku 47	Opc
37	Spółdzielnia Pracy Transportowo-Motoryzacyjna im. 1 Maja	33-300 Nowy Sącz, ul. Borelowskiego 27	Opc
38	Podkarpackie Centrum Spawalnictwa „GAZ-POL” Sp. z o.o.	35-082 Rzeszów, ul. Wetlińska 3 a	Opc

39	Adam Wróbel – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „ADAM-OIL”	63–100 Śrem, ul. Ogrodowa 31/8	Opc
40	Centrum Paliw i Rozpuszczalników Sp. z o.o.	62–300 Września, Słomowo	Opc
41	CRC Polska Sp. z o.o.	50–051 Wrocław, Plac Teatralny 8	Opc
42	Leszek Piniór – „Euro-Favorit” Przedsiębiorstwo Usługowe	44–373 Wodzisław Śl., ul. Młodzieżowa 77	Opc
43	Branżowy Związek Zawodowy Pracowników Rafinerii Trzebinia S.A.	32–540 Trzebinia, ul. Fabryczna 22	Opc
44	Hanna Możdżonek – „Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe Hanna Możdżonek”	05–300 Mińsk Mazowiecki, ul. K. S. Wyszyńskiego 91	Opc
45	„CPN Servis Mazowsze” Sp. z o.o.	02–220 Warszawa, ul. Łopuszańska 28	Mpc, Opc
46	Huta „Batory” S.A.	41–506 Chorzów, ul. Dyrekcyjna 6	Ppg, Opg, Pee, Oee
47	Firma Handlowo-Produkcyjna „MAG-MAR”	07–100 Węgrów, ul. Sikorskiego 9	Opc
48	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Gozdnicza Sp. z o.o.	68–130 Gozdnicza, ul. 3-go Maja 6	Wcc, Pcc
49	Zakład Energetyki Ciepłej w Opocznie Sp. z o.o.	26–300 Opoczno, ul. Przemysłowa 5 c	Wcc, Pcc
50	Jan Zieliński – „J-R” Zieliński Jan	95–050 Konstancin Łódzki, ul. Dolna 41	Opc
51	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Lubaniu Sp. z o.o.	59–800 Lubań, ul. Zgorzeleckiej 82	Opc
52	Dariusz Kiełtyka – Firma „AGA” P.P.H.U.	38–340 Biecz, ul. Bochniewicza 6 B	Opc
53	Jacek Kiełtyka – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „BIKOR” – Jacek Kiełtyka	38–340 Biecz, ul. Bochniewicza 43	Opc
54	Polski Związek Motorowy – Okręgowy Zespół Działalności Gospodarczej Sp. z o.o.	10–801 Olsztyn, ul. Sielska 5	Opc
55	Jerzy Stasik – Firma Budowlana „Jerzy”	43–482 Lipnica Mała 120 A, gm. Jablonka	Opc
56	„ENRON POLAND” Sp. z o.o.	00–113 Warszawa, ul. Emilii Plater 53	Opg
57	Anna Kupis – „Handel Paliwami Anna Kupis”	97–200 Tomaszów Mazowiecki, ul. Warszawska 110/112	Opc
58	Mirosław Nocoń – Firma „NEX”	42–200 Częstochowa, ul. A. Bienia 1/11	Opc
59	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej	65–014 Zielona Góra, ul. Jana z Kolna 2 a	Opc
60	„ATUT” Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Sp. z o.o.	62–067 Rakoniewice, ul. Starowolsztyńska 4 B	Opc
61	„BEST-OIL” Sp. z o.o.	06–400 Ciechanów, ul. Moniuszki 20	Opc
62	Przedsiębiorstwo Handlowo-Transportowe „BESPOL” Sp. z o.o.	86–320 Łasin, ul. Młyńska 78	Opc
63	Władysław Soból – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „KASTOR”	26–600 Radom, ul. Potokowa 3 A	Opc
64	Władysław Wasiluk – „PETRO-BUD-GAZ”	20–827 Lublin, ul. Tulipanowa 72	Opc
65	BEST-OIL Sp. z o.o.	06–400 Ciechanów, ul. Moniuszki 20	Wpc
66	Elektrownie Wodne Sp. z o.o.	86–010 Koronowo, Samociążek	Wee
67	Antoni Muśnicki – „Stacja Paliw Antoni Muśnicki”	11–400 Kętrzyn, ul. Bydgoska 40	Opc
68	Marian Dzwonnik – Dystrybucja i Instalacja Gazu Propan Butan	86–014 Sicienko, Wierzchucinek	Opc
69	Bolesław Henryk Tomaszewski – „Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe Bolesław Henryk Tomaszewski”	12–100 Szczytno, Nowe Gizewo 15 a	Opc
70	PREMIA Sp. z o.o.	22–100 Chełm, Al. Przyjaźni 5	Opc
71	Przedsiębiorstwo Handlowe „HOREX” Sp. z o.o.	07–210 Długosiodło, Łączka	Opc
72	„OST-POL” Sp. z o.o.	43–100 Tychy, ul. Sadowa 12	Opc
73	MEGATEM EC-LUBLIN Sp. z o.o.	20–952 Lublin, ul. Melgiewska 7–9	Wcc, Pcc, Wee, Pee
74	Zespół Elektrowni Wodnych Porąbka-Zar S.A.	34–315 Międzybrodzie Żywieckie	Wee
75	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „PROMIX”	56–416 Twardogóra, ul. Oleśnicka 15	Opc
76	„EXO-PAL” Sp. z o.o.	48–300 Nysa, ul. Raclawicka 10	Mpc, Opc
77	Maciej Koźbial – „CARMAX”	34–100 Wadowice, ul. Łazówka 49	Opc
78	Zbigniew Bednarz – Stacja Paliw Płynnych BZ	42–470 Siewierz, ul. Będzińska 60	Opc
79	„Biuro Handlowe Andrzej Chrzanowski” Sp. z o.o.	53–609 Wrocław, ul. Fabryczna 10	Opc
80	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej Sp. z o.o.	58–400 Kamienna Góra, ul. Towarowa 43	Opc
81	Wiesław Daniłowicz – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „DAN-POL” Wiesław Daniłowicz	78–320 Polczyn Zdrój, ul. Koszalińska 12	Opc

82	Alicja Łopata – Wielobranżowa Firma Handlowa „ALIMOT”	34–231 Juszczyń, Kojszówka, gm. Maków Podhalański	Opc
83	Paweł Grudzień – Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „P.G.M.”	01–780 Warszawa, ul. Broniewskiego 13/4	Opc
84	Michał Chrabąszcz – Firma Handlowo–Usługowa „PETRO–SERWIS”	33–230 Szczucin, ul. Piłsudskiego 54	Opc
85	Marcin Ślęczka – F.H.U. „Benzo–Pol”	32–014 Brzeziny 376, gm. Klaj	Opc
86	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe BUD – METALLCO Sp. z o.o.	44–144 Żernica k/Gliwic, ul. Powstańców 2	Opc
87	Grupa „KĘTY” S.A.	32–650 Kęty, ul. Kościuszki 111	Pee, Oee
88	Paweł Zarzycki, Waldemar Jaskulka, Roman Nowicki, Marian Izba – „NAMOR OIL” S.C.	84–120 Władysławowo, ul. Hryniewieckiego 1	Opc
89	POLIMEX–CEKOP S.A.	00–950 Warszawa, ul. Czackiego 7/9	Opc
90	Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „AGROTEX” Sp. z o.o.	25–122 Kielce, ul. Chodkiewicza 33	Pee, Oee
91	Spółdzielnia Transportu Wiejskiego w Zambrowie	18–300 Zambrow, ul. Mazowiecka 57	Opc
92	LEMAR R.L.E. LEŚNIAK Spółka Jawna	32–120 Nowe Brzesko, Hebdów 169	Opc
93	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Tarnowie	33–100 Tarnów, ul. Braci Saków 5	Opc
94	Gminna Spółdzielnia „Samopomoc Chłopska”	62–860 Opatówek, ul. Kaliska 13	Opc
95	Dorota Bury – Stacja Paliw Płynnych	34–205 Stryszawa 288 D	Opc
96	Janusz Jachnik – Firma „EUROPOL”	97–400 Bełchatów, Plac Narutowicza 24	Opc
97	Leszek Janusz – Zakład Handlowo–Usługowy „Janlex–Plus”	26–200 Końskie, ul. Kielecka 1	Opc
98	Beata Klęczar, Robert Klęczar, Renata Łazarz, Marek Klęczar – Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe PETRO–KOMPLEKS S.C.	32–651 Nowa Wieś, ul. Oświęcimska 83	Opc
99	„WATKEM” Sp. z o.o.	35–307 Rzeszów, Al. Armii Krajowej 4	Opc
100	„SETPOL” Sp. z o.o.	74–500 Chojna, Godków 37	Opc
101	Zygmunt Rachuba – Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „EDAR”	62–550 Wilczyn, Wilczogóra 155 B	Opc
102	Przedsiębiorstwo Robót Drogowych w Mogilnie Sp. z o.o.	88–300 Mogilno, ul. Marii Konopnickiej 20	Opc
103	„DREX” Przedsiębiorstwo Produkcyjno–Handlowo–Usługowe Sp. z o.o.	43–200 Pszczyna, ul. Kopernika 26/20	Opc
104	Iwona Bednarz – Stacja Paliw Płynnych „ALF”	42–295 Koziegłowy, ul. Warszawska 42	Opc
105	Stanisław Kępiński – Zakład Produkcyjno–Usługowo–Handlowy „STILLA”	77–416 Tarnówka, ul. 11 Pułku Piechoty 3	Opc
106	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Bydgoszczy	85–097 Bydgoszcz, ul. Jagiellońska 58	Opc
107	Gminna Spółdzielnia „Samopomoc Chłopska”	64–113 Osieczna, ul. Śmigłowska 1 a	Opc
108	Przedsiębiorstwo Handlowo–Transportowe „AUTO–TRANSPORT”	14–300 Morąg, ul. 3–go Maja 10	Opc
109	„Przedsiębiorstwo Energetyczne” Sp. z o.o.	33–300 Nowy Sącz, ul. Węgierska 144 a	Pee, Oee
110	„PaBeRo” Sp. z o.o.	09–400 Plock, Plac Dąbrowskiego 3	Mpc
111	Przedsiębiorstwo Handlu Chemikaliami „CHEMIA” P.P.	00–950 Warszawa, ul. Foksal 18	Mpc
112	Energetyczne Towarzystwo Finansowo–Leasingowe „ENERGO–UTECH” S.A.	61–418 Poznań, ul. Pietrusińskiego 6	Occ
113	„SIM” S.A.	65–431 Zielona Góra, ul. Sienkiewicza 31 a	Occ
114	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.	00–537 Warszawa, ul. Krucza 6/14	Ogz
115	Agnieszka Milewska–Kozieł – Stacja Paliw „GREKO – 2”	25–671 Kielce, ul. Batalionów Chłopskich 82	Opc
116	Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „AUTO–STACJA” Sp. z o.o.	67–200 Głogów, ul. Wierzbowa 21	Opc
117	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „GROKOM” Sp. z o.o.	62–065 Grodzisk Wlkp., ul. 27 Stycznia 5	Opc
118	Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowo–Produkcyjne „BUDMAR” Sp. z o.o.	64–400 Miedzychód, ul. Sikorskiego 37	Opc
119	Zakład Produktów Naftowych – S. M. Osieński, T. K. Karczewski i W. Montowski Spółka Jawna	87–500 Rypin, ul. Mławska 49	Opc
120	Stanisław Tomaszewski – Firma Handlowo–Transportowa Paliw Płynnych	44–200 Rybnik, ul. Wandy 15/19	Opc

121	„CENTRUM PKS” Sp. z o.o.	12–100 Szczytno, ul. Piłsudskiego 30	Opc
122	„Józef i Piotr Gawłowski” Spółka Jawna	43–400 Cieszyn, ul. Mostowa 4	Opc
123	Wiesława Major – „MAJOR-TRANS”	43–600 Jaworzno, ul. Miodowa 18	Opc
124	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Gorzowie Wlkp. Sp. z o.o.	66–400 Gorzów Wlkp., ul. Podmiejska 20	Opc
125	„Polish Energy Partners” S.A.	02–952 Warszawa, ul. Wiertnicza 169	Oee
126	„Pomorsko–Wielkopolska Spółka Gazownicza” Sp. z o.o.	61–859 Poznań, ul. Grobla 15	Ppg, Opg
127	„Karpacka Spółka Gazownictwa” Sp. z o.o.	33–100 Tarnów, ul. Wita Stwosza 7	Ppg, Opg
128	„Śląska Spółka Gazownictwa” Sp. z o.o.	41–800 Zabrze, ul. Szczęść Boże 11	Ppg, Opg
129	„ENERGIA SIEDLCE”	08–100 Siedlce, ul. Starzyńskiego 7	Wcc, Wee
130	Przedsiębiorstwo Budownictwa Przemysłowego „Puławy” S.A.	24–100 Puławy, ul. Słowackiego 2	Wcc
131	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	01–224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25	Ppg, Opg
132	Firma Usługowo–Handlowa Adam Matusiak, Zbigniew Kołaczek i Spółka – Spółka Jawna	50–440 Wrocław, ul. Kościuszki 135	Opc
133	„D.G.” Sp. z o.o.	70–010 Szczecin, ul. Szczawiowa 53 D	Opc
134	Zasada Trans–Spedition Sp.z o.o.	32–800 Brzesko, ul. Szczepanowska 3	Opc
135	KOMES MENAGMENT Sp. z o.o.	20–020 Lublin, ul. Lipowa 3/21	Opc
136	Firma Handlowo–Usługowa – Damian Popiel	41–200 Sosnowiec, ul. Moniuszki 1/1	Opc
137	„PROCHUS” Sp. z o.o.	91–604 Łódź, ul. Strykowska 98	Opc
138	Adam Mazur – Stacja Paliw „CHANEL”	95–030 Rzgów, ul. Katowicka 126	Opc
139	PROFIT Sp. z o.o.	21–040 Świdnik, ul. Piasecka 20	Opc
140	Andrzej Kot – Biuro Usług Turystycznych „AGA–TUR”	59–220 Legnica, ul. Rynek 18	Opc
141	Wiesław Buczek – „BUMET”	36–220 Jasienica Rosielna 215	Opc
142	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ALICJA” Sp. z o.o.	63–911 Rawicz–Sarnowa, ul. Kurpińskiego 15	Opc
143	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ADM” Sp. z o.o.	41–219 Sosnowiec, ul. Kosynierów 35	Pcc
144	„KAROR” Spółka Jawna Mirosław Szubartowski i Elżbieta Gehrke–Szubartowska	85–871 Bydgoszcz, ul. Smoleńska 154	Wcc, Pcc
145	Franciszek Misiuna – „PAL–BENZ” Stacja Paliw	54–519 Wrocław, ul. Jerzmanowska 19	Opc
146	Adam Lachowicz – Stacja Paliw „TOTUS”	74–500 Chojna, ul. Narciarska 59/6	Opc
147	„Petro–Oil Małopolskie Centrum Sprzedaży” Sp. z o.o.	33–230 Szczucin, ul. Piłsudskiego 54	Opc
148	„Port Lotniczy Wrocław” S.A.	54–530 Wrocław, ul. Skarżyńskiego 36	Opc
149	„OMEGA” Sp. z o.o.	00–501 Warszawa, ul. Bracka 11/13 lok. 78	Opc
150	„TRANS–GAZ” Sp. z o.o.	63–022 Słupia Wielka, ul. Koszuty 16 a	Opc
151	„VT–ENERGO” Sp. z o.o.	11–040 Dobre Miasto, ul. Fabryczna 21	Pee, Oee
152	Przedsiębiorstwo Handlu Zagranicznego „BARTIMPEX” S.A.	05–083 Mariew 149/151, Zaborów	Ogz
153	System Gazociągów Tranzytowych „EUROPOL GAZ” S.A.	04–028 Warszawa, Al. Stanów Zjednoczonych 61	Ogz
154	„ENRON POLAND” Sp. z o.o.	00–113 Warszawa, ul. Emilii Plater 53	Ogz
155	Przedsiębiorstwo Inżynierii Środowiska i Melioracji „EKOMEL” S.A.	99–200 Poddębice, ul. Targowa 16/18	Opc
156	„RCPaliwa” Sp. z o.o.	43–502 Czechowice–Dziedzice, ul. Łukasiewiczza 2	Opc
157	„Euro–Center” Sp. z o.o.	37–124 Kraczkowa 1440	Opc
158	Jacek Kromka – Firma „KROM–GAZ”	32–600 Oświęcim, ul. Bema 25/8	Opc
159	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej S.A.	68–200 Żary, ul. Okrzei 31/33	Opc
160	„PETROTOM” Sp. z o.o.	53–609 Wrocław, ul. Fabryczna 10	Opc
161	Przedsiębiorstwo Produkcji Wielobranżowej i Handlu „TAMEX” Sp. z o.o.	10–444 Olsztyn, ul. Kołobrzeska 7/37	Pcc
162	„SUPER KRAK” S.A.	31–231 Kraków, ul. Bociana 6	Pee, Oee
163	Przedsiębiorstwo Produkcyjno–Usługowo–Handlowe „NAFTPOL” Sp. z o.o.	41–935 Bytom, ul. Łokietka 45 a	Mpc
164	„GROT” Sp. z o.o.	09–402 Płock, ul. Wyszogrodzka 22 A	Opc
165	„RWE Plus Polska” Sp. z o.o.	00–546 Warszawa, ul. Ks. Ignacego Skorupki 5	Oee
166	Energooptim Bartkowiak, Cichy, Trawiński	61–503 Poznań, ul. Chłapowskiego 19	Wcc
167	„PETROKON” Sp. z o.o.	62–400 Słupca, ul. Przemysłowa 7	Wpc
168	„O–PAL” Sp. z o.o.	46–200 Kluczbork, ul. Wolczyńska 12	Mpc, Opc
169	Hieronim Robakowski – „ROBSTAL” Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe	63–700 Krotoszyn, ul. Zamkowy Folwark 7	Opc

170	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Jędrzejowie	28-300 Jędrzejów, ul. Reymonta 11	Opc
171	Władysław Biel – Stacja Paliw	33-389 Jazowsko 205, gm. Łącko	Opc
172	Z. Danaj, T. Łukaszczyk, A. Perła, Z. Romanów, H. Serwa „PAL-TRANS” Spółka Jawna	64-800 Chodzież, ul. Ofiar Gór Morzewskich 1	Opc
173	Stacja Paliw „EM-KA” Spółka Jawna Józef Musiał, Jerzy Kasprzyk	32-420 Gdów, Bilczyce 184	Opc
174	Magdalena Połomska, Arkadiusz Połomski – „PETROL” Spółka Jawna	64-121 Kąkolewo, ul. Leszczyńska 1 A	Opc
175	Firma Handlowo-Usługowo-Produkcyjna „AMPER” – Barwicki, Szczyra Spółka Jawna	42-600 Tarnowskie Góry, ul. Równoległa 1	Opc
176	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Krośnie S.A.	38-400 Krosno, ul. Tysiąclecia 14	Opc
177	Spółdzielnia Pracy Transportu Mleczarskiego „Transmlecz”	42-200 Częstochowa, ul. Dmowskiego 1	Opc
178	Jacek Kalinowski, Robert Kalinowski – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „TERMAT-EKO” Jacek i Robert Kalinowscy	96-500 Sochaczew, Kąty 54	Opc
179	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej	98-300 Wieluń, ul. Traugutta 53	Opc
180	Tadeusz Marcinkowski, Halina Marcinkowska „BUSINESS – oil”	95-060 Brzeziny, Paprotnia 11 A	Opc
181	„DANKOSS” Danuta Kossakowska, Jerzy Kossakowski, Wojciech Kossakowski Spółka Jawna	18-200 Wysokie Mazowieckie, Brzódki Gromki 18	Opc
182	„GOREX” Sp. z o.o.	11-220 Górowo Iławeckie, ul. Armii Czerwonej 7	Pcc
183	Przedsiębiorstwo Eksploatacji Ulic i Mostów Sp. z o.o.	15-680 Białystok, ul. Produkcyjna 102	Opc

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 18.06.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	„BIO-ENERGIA ESP” Sp. z o.o.	81-212 Gdynia, ul. Hutnicza 3	Wcc, Pcc
2	„LEGIZ” S.A.	10-448 Olsztyn, ul. Głowackiego 28	Wcc, Wee
3	Zakład Projektowania i Usług Teletechnicznych „A. Brzozowski”	45-045 Opole, ul. Studzienna 3	Ppg, Opg

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE ZŁOŻYŁY WNIOSKI KONCESYJNE (stan na 18.06.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	ARVAL SERVICE LEASE Polska Sp. z o.o.	02-672 Warszawa, ul. Domaniewska 41
2	P.P.H. „ADWA” A. Gostyński	92-704 Łódź, ul. Trzykrotki 14
3	„ARC-GAS” S.C. Dystrybucja Gazu C. Dusza, R. Wabik	27-300 Lipsko, ul. Spacerowa 14 a
4	P.H.U. „EMKA” Sp. z o.o. Stacja Paliw Płynnych	64-100 Leszno, ul. Święciechowska 81
5	ROPAKO S.C. Norbert Palmer, St. Rokita	45-231 Opole, ul. Oleska 133
6	AGRAM Chłodnia w Lublinie S.A.	20-234 Lublin, ul. Melgiewska 104
7	Firma TIT S.C. Henryk Tokarski, Marian Tokarski	21-044 Trawniki, ul. Pełczyn 182 A
8	P.H.U. „OAZA” S.C. Z. i B. Pajewscy Stacja Paliw Motaniec	73-108 Kobylanka, ul. Chrobrego 22
9	Firma Handlowa Dariusz Szwed	42-612 Tarnowskie Góry
10	Centrala Zaopatrzenia Górnictwa S.A.	40-952 Katowice, ul. Powstańców 17
11	„Petrol” Leszno Sp. z o.o.	64-100 Leszno, ul. 17 Stycznia 92
12	PPKS Busko-Zdrój	28-100 Busko-Zdrój, ul. Bohaterów Warszawy 118
13	P.P.H.U.M. ROYAL A. Rojek	57-350 Kudowa Zdrój, ul. Tkacka 21
14	„GAS-RID” Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Pszczyńska 306
15	AMPLITECHMET Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Bór 164
16	Zakład Usługowo-Handlowo-Produkcyjny „FAMIL” Lucjan Frąc	26-260 Falków, ul. Spacerowa 2 A
17	Agnieszka Konopka	18-400 Łomża, ul. Kwadratowa 46 A
18	„AUTO-BENZ” S.C. Stacja Paliw St. Z. Giziński, B. Kaczyńska	07-400 Ostrołęka, ul. Goworowska 60
19	P.P.i.U. „Kotłorem” S.C. Stacja Paliw w Miłosnej	59-300 Lubin, ul. Przemysłowa 14 a
20	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „INTERTANK” Sp. z o.o.	68-120 Iłowa, Plac Wolności 1 a
21	Dolnośląski Zakład Termoelektryczny S.A.	58-309 Wałbrzych, ul. Broniewskiego 1 b
22	CAMP-TRADE Import Export Sp. z o.o.	57-300 Kłodzko, ul. Malczewskiego 18/6
23	CTC Sp. z o.o.	00-019 Warszawa, ul. Złota 5
24	PKS Nr 2 w Lublinie	20-234 Lublin, ul. Melgiewska 38 b
25	P.H.U. „EKOTRANS” Grzegorz Krawiec	97-300 Piotrków Trybunalski, ul. Targowa 10B/24
26	„DIAGAL” Sp. z o.o.	13-330 Krotoszyny, ul. Bielice 22 a
27	Energia Invest Sp. z o.o.	59-220 Legnica, ul. M. Rataja 28
28	KANAK P.W. Sp. z o.o.	41-200 Sosnowiec, ul. Warszawska 10/24
29	FACTOR Sp. z o.o.	80-855 Gdańsk, ul. Wały Piastowskie 1
30	BUDROL S.C.	95-100 Zgierz, ul. Wschodnia 29
31	GALON S.C.	41-902 Bytom, ul. Towarowa 3b/4
32	„INPOL-TRANSPED” Sp. z o.o.	42-680 Tarnowskie Góry, ul. Batalionów Chłopskich 2
33	Stacja Paliw S.C. Chilmon P., Moroz W.	16-300 Augustów, ul. Wojska Polskiego 54
34	PAINT-SERWIS Sp. z o.o.	43-300 Bielsko-Biała, ul. Grażyńskiego 141
35	AUTONIKA Holding S.A.	35-959 Rzeszów, ul. Rejtana 67
36	Gminna Spółdzielnia Samopomoc Chłopska	64-113 Osieczka, ul. Śmigielska 1 a
37	Stacja Paliw – Skup Owoców Jan Strugała	27-600 Sandomierz, ul. Milczany 194
38	Stacja Paliw AGROTANK S.C. Bogusława Jach & Marian Jach	28-500 Kazimierza Wielka, ul. Skorczów 40 A
39	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowo-Produkcyjne „PEREK” Sp. z o.o.	63-810 Borek Wlkp., ul. Powstańców Wlkp. 26 A
40	Firma Handlowa „ABC” D. Blicharz	23-400 Biłgoraj, ul. Włosiankarska 2
41	DOMAR OIL Sp. z o.o.	82-100 Nowy Dwór Gdański, ul. Mickiewicza 1
42	P.U.H. PROPGAZ Grzegorz Gaj	97-570 Przedbórz, ul. Krakowska 9
43	WIKTORIA S.C.	62-652 Chodów, Czerwionka
44	Stacja Paliw Jan Grymek	37-500 Jarosław, Makowisko
45	Stacja Paliw ANKA Tadeusz Łuckiewicz	69-100 Słubice, ul. Wojska Polskiego 72
46	Stacja Paliw BON-TANK Anna i Tadeusz Bonior	32-435 Krzczonów 31
47	Zbigniew Piekut, Józef Bryszewski – Stacja Sprzedaży Paliw EKO-TANK S.C.	69-100 Słubice, ul. Transportowa 12
48	P.W. PROFIL S.A.	42-540 Sosnowiec, ul. Wopistów 14 B
49	AUTO-NAFT POLMOZBYT Sp. z o.o.	01-938 Warszawa, ul. Wóycickiego 1/2

50	Firma Transportowo-Handlowa KOMEGA	41-400 Myslowice, ul. Katowicka 53
51	PKP S.A. Dyrekcja Zakupów i Sprzedaży FERPOL Wydział Zakupów Centralnych 1	02-021 Warszawa, ul. Grójecka 17
52	Rejonowa Spółka Ciepłownicza Sp. z o.o.	41-910 Bytom, ul. Chorzowska 12
53	Pomorskie Towarzystwo Inwestycyjne MBM Sp. z o.o.	80-761 Gdańsk, ul. Reduta Żbik 5
54	F.H.U. E. J. Bartos	25-434 Kielce, ul. Sikorskiego 24 a
55	Szpital Specjalistyczny	83-400 Kościerzyna, ul. Piechowskiego 36
56	Stacja Paliw M. Sobczyk	35-307 Rzeszów, ul. A. Krajowej
57	EL-WIL Sp. z o.o.	82-300 Elbląg, ul. Nowodworska 27
58	PETRO-BUD Sp. z o.o.	22-100 Chełm, ul. Okrzowska 27
59	Firma THU Stanisław Zieliński	34-606 Łukowica, Łukowica 410
60	Międzynarodowa Spedycja MIRTRANS Sp. z o.o.	81-334 Gdynia, ul. Polska 23
61	P.H.U. „FM” Sp. z o.o.	00-480 Warszawa, ul. Wiejska 15
62	P.P.U.H. „BIAS” Sp. z o.o.	04-419 Warszawa-Rembertów, ul. Zawodowa 32
63	CARBON BLACK POLSKA Sp. z o.o.	38-200 Jasło, ul. 3 Maja 83
64	P.P.U.H. „K & J” S.C. K. J. Koterba	43-603 Jaworzno, ul. Wojska Polskiego 2
65	Przedsiębiorstwo Rewitalizacji „KWARTAŁ” Sp. z o.o.	41-902 Bytom, ul. Browarniana 6 a
66	BALTCHEM S.A. Zakłady Chemiczne w Szczecinie	70-605 Szczecin, ul. Ks. Kujota 9
67	INPOL – Iwona Jankowska-Bielenin	43-100 Tychy, ul. Wałowa 37
68	Urząd Miasta i Gminy	87-210 Łabiszyn
69	„JERZY” S.C. Jerzy Mendrak i s-ka Marek Szczucki	44-180 Toszek, ul. Gliwicka 4
70	Krak Benz Sp. z o.o.	31-213 Kraków, ul. Bursztynowa 5
71	PETROMEX	26-806 Stara Błotnica, ul. Stary Gózd 80
72	P.H.U. „WOJRAD” Stacja Paliw	63-421 Przygodzice, Antonin
73	P.U.H. „TAW-TANK”	43-382 Bielsko-Biała, ul. Międzyrzecka 250
74	F.H.U. „Oktan-Serwis”	33-100 Tarnów, ul. Szpitalna
75	F.H.U. HASTA	81-038 Gdynia, ul. Hutnicza 42
76	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „KURDEK” S.C.	73-132 Suchoń, ul. Pomorska 119
77	P.P.H.U. „POL-MARK” Janusz Milej	78-500 Drawsko Pom., ul. Złocieniecka 22 c
78	Firma Handlowa „BIS” Maciej Szuliński	42-500 Będzin, ul. Zagórska 3
79	Firma Handlowa „MONIKA” Monika Szulińska	42-504 Będzin, ul. Energetyczna 10
80	EUROBOR S.C.	87-400 Golub Dobrzyń, ul. Szosa Rypińska 26
81	BORTANK Stefan Stanisław Borkowicz	87-400 Golub Dobrzyń, ul. Szosa Rypińska 26
82	TELERAJ Sp. z o.o.	58-100 Świdnica, Plac Św. Małgorzaty 1
83	Partnerska Stacja Paliw BP Zygmunt Miller	11-400 Kętrzyn, ul. Gdańska 2
84	Firma Handlowo-Uslugowa J & J Joanna Dąbek, Justyna Dąbek	41-922 Radzionków, ul. Sikorskiego 7 a
85	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Uslugowo-Handlowe „MARVES” Polsko-Amerykańska Sp. z o.o.	83-262 Czarna Woda, ul. Chojnicka 17
86	P.H.U. „JANI-GAZ” Jan Bartelak	42-274 Konopiska, ul. Przemysłowa 3 a
87	PRO-OIL Sp. z o.o.	37-600 Lubaczów, ul. Szopena 36
88	PKS Stargard Szczeciński Sp. z o.o.	73-110 Stargard Szczeciński, ul. Gdańska 1
89	„STEND-CHEM” Sp. z o.o.	51-501 Wrocław, ul. Swojczycka 21/41
90	„DARJAGA” Sp. z o.o.	01-147 Warszawa, ul. Górczewska 24/24 C
91	„TELIS” Sp. z o.o.	82-100 Nowy Dwór Gdański, Plac Wolności 22
92	Partner Bis Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe	05-300 Mińsk Mazowiecki, ul. Dąbrówki 30
93	PEG WEST BUD Sp. z o.o.	75-449 Koszalin, ul. Artylerzystów 6 c
94	REZON HOLDINGS S.A.	10-029 Olsztyn, ul. Staromiejska 16
95	ORLEN Transport Kraków Sp. z o.o.	30-241 Kraków, ul. Olszanicka 38 a
96	AJMEX Andrzej Bielicki Przedsiębiorstwo Montażowo-Budowlane	09-400 Płock, ul. Kostrogaj 1
97	Zakład Konserwacji Zabytków MONUMENT Sp. z o.o.	00-019 Warszawa, ul. Złota 5
98	Spółdzielnia Kółek Rolniczych w Wodzisławiu Śląskim	44-300 Wodzisław Śląski, ul. Wolności 87
99	P.P.H.U. TOMKAR	81-424 Gdynia, ul. Legionów 107 K/3
100	P.P.H.U. Władysław Kępka	39-100 Ropczyce, ul. Robotnicza 1
101	Firma Usługowo-Handlowa „SINMAR” S.C.	34-436 Maniowy, ul. Ks. A. Siudy 1
102	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe Skwiercz-Instal	84-123 Pachowo, ul. Św. Agaty 32 a
103	Firma Handlowo-Transportowa „ANLORAK” Marek Kioch	09-460 Mała Wieś, ul. Płońska 22
104	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „OKTAN” S.C.	21-100 Lubartów, ul. Słowackiego
105	JKT Sp. z o.o.	00-561 Warszawa, ul. Mokotowska 24
106	Węglowe Zakłady Przetwórcze S.A.	40-013 Katowice, ul. Dyrekcyjna 5

107	Zakład Robót Ziemnych Rekultywacyjnych i Budowlanych CONTERRA	43-190 Mikołów, ul. Krótka 25
108	Firma Handlowo-Usługowa „HR” Halina Rutyna	26-600 Radom, ul. Sobieskiego 4/78
109	MVV EPS Polska S.A.	02-954 Warszawa, ul. Królowej Marysieńki 10
110	HALMAR Sp. z o.o.	40-833 Katowice, ul. Obroki 130
111	IMPORT-EKSPORT Beata Szkulimowska	00-688 Warszawa, ul. E. Plater 25/6a
112	Firma Handlowa „WAM-POL” Import Export	33-103 Tarnów, ul. Fałata 34
113	„RAPOL” Sp. z o.o.	87-100 Toruń, ul. kpt. Drzewieckiego 63
114	P.W. GIGAMET Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Jagiellońska 4
115	P.H.U. „BARGIEL – BRADERS” Jacek Bargiel i Jerzy Bargiel	41-300 Dąbrowa Górnicza, ul. Perla 10
116	H.M.I.M.P. Pacholczyk Halina	40-146 Katowice, ul. Mikusińskiego 40/30
117	„PCC Cargo” S.A.	40-202 Katowice, Al. Roździeńskiego 1
118	PEGAS Oil Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Św. Barbary 107
119	GTL LOT Usługi Lotniskowe Sp. z o.o.	41-960 Ożarówce, ul. Wolności 90
120	Stacja Paliw i Akcesorii Motel – MAR BAR Tadeusz Stremler	47-220 Kędzierzyn-Koźle, ul. Gliwicka 27
121	Przedsiębiorstwo INSTAL S.A.	80-298 Gdańsk, ul. Budowlanych 19
122	PRIMI BIS Sp. z o.o.	11-100 Lidzbark Warmiński, ul. Żytnia 2
123	MEGAFARB S.A.	51-114 Wrocław, ul. Obornicka 70 A
124	E.LECLERC Olsztyndis Sp. z o.o.	10-685 Olsztyn, ul. Krasickiego 1 b
125	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „HAMIR”	40-560 Katowice, ul. Grzybski 1
126	Prywatna Stacja Paliw Józef Kaczała	59-300 Lubin, ul. Szyb Wschodni
127	Firma Handlowo-Usługowa KAN-ROB Zdzisław Kantor	87-400 Golub Dobrzyń, ul. Klonowa 6
128	P.P.H.U. „EKOHUT” Sp. z o.o.	41-308 Dąbrowa Górnicza, ul. Roździeńskiego 11
129	P.H.U. „MAL-OIL” Jakub Malinowski	26-803 Promna, ul. Fałęce 80
130	Stacja Paliw Wojciech Malinowski	26-800 Białobrzegi, Kamień
131	P.H.U. „AMAR-OIL” Anna Kacprzak	26-803 Promna, ul. Fałęce 80
132	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „Marux” Mariusz Zych	64-100 Leszno, ul. Kmicica 10
133	ALLCORN Sp. z o.o.	40-082 Katowice, ul. Sobieskiego 2
134	P.H.U. „ESKA” Edyta Szymańska-Kmieciak	42-200 Częstochowa, ul. Warszawska 358
135	HELMAR Sp. z o.o.	43-100 Tychy, ul. Piłsudskiego 12
136	P.H.U. „ASTA” Anna i Albin Stotko	66-460 Witnica, ul. Kamień Mały 50
137	Stacja Paliw „MARPOL” Stanisław Żurawski	22-600 Tomaszów Lubelski, Koł. Łaszczówka
138	P.H.U. „BAST-PAL”	62-006 Kobylnica, Gruszczyn, ul. Klonowa 17
139	TRANS CHEMIA Sp. z o.o.	32-600 Oświęcim, ul. Dąbrowskiego 70
140	„OMEGA BIS” Adam Opoczyński	42-772 Pawonków, ul. Topolowa 3, Gwoździany
141	Kolgard-Metal Sp. z o.o.	00-895 Warszawa, ul. Biała 4
142	PETRONAFT S.C. E. Fedorczyk, J. Jurkiewicz, G. Rędzińska	59-220 Legnica, ul. Masarska 17
143	IMPORT-EXPORT Zdzisław Chlewicki	92-312 Łódź, ul. Papiernicza 14
144	Stacja Paliw Stefan Tarnowski	74-500 Chojna, Wilkoszyce
145	TERMKOM Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Gomułki 2 E
146	PETRO-MAD S.C.	78-520 Złocieniec, ul. Piaskowa 19
147	DSA S.A.	51-126 Wrocław, ul. Kamińskiego 201-219
148	ROMGAZ Dystrybucja Gazu Propan-Butan Roman i Anna Szultka	77-300 Człuchów, ul. Słowackiego 11
149	WASBRUK S.C. Sochoń Arkadiusz, Sochoń Witold	03-199 Warszawa, ul. Modlińska 65
150	Spółdzielnia Kólek Rolniczych	63-920 Pakosław, ul. Leśna 1
151	„ROSKO-INSTAL” Sp. z o.o.	49-300 Brzeg, ul. Wileńska 43
152	Świętokrzyskie Centrum Onkologii	25-734 Kielce, ul. Artwińskiego 3
153	GOMAR Sp. z o.o.	19-500 Goldap, ul. Warszawska 11
154	„Oil Investment” Sp. z o.o.	01-687 Warszawa, ul. Lekyarska 30
155	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „AUTOTANK” S.C.	73-200 Choszczno, ul. Wojska Polskiego 9
156	TRANSODA Sp. z o.o.	88-101 Inowrocław, ul. Fabryczna 4
157	Elektrociepłownia – FLT Sp. z o.o.	23-210 Kraśnik, ul. Fabryczna 6
158	Usługi Ciepłownicze i Remontowe Jan Krzemiński	47-400 Racibórz, ul. Rudzka 103
159	„Bojarz-Tank” S.C. Jacek Jarzyna	31-104 Mucharz, Jaszczurowa
160	„Bojarz-Tank” S.C. Andrzej Bogunia	31-104 Mucharz, Jaszczurowa
161	„Bojarz-Tank” S.C. Małgorzata Bogunia	31-104 Mucharz, Jaszczurowa
162	„ResNaft” Rzeszów Sp. z o.o.	35-959 Rzeszów, ul. Ujejskiego 3

163	P.P.U.H. ESBUD S.C.	98–300 Wieluń, ul. Traugutta 51
164	„Petrogaz” S.C. J. Jaślanek & D. Masiak	43–300 Bielsko–Biała, ul. Sarni Stok 1
165	PPKS w Słupsku	76–200 Słupsk, ul. Piłsudskiego 74
166	PROFIX Sp. z o.o.	49–200 Grodków, ul. Wrocławska 63
167	DOMATOR–OMEGA Sp. z o.o.	42–600 Tarnowskie Góry, ul. Mickiewicza 2–4
168	Zakład Doświadczalny Hodowli i Aklimatyzacji Roślin w Radzikowie	05–870 Błonie, Radzików

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM COFNIĘTO KONCESJE (stan na 18.06.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Zakład Metalurgiczny „TRZEBINIA” w upadłości	32–540 Trzebinia, ul. Kościuszki 59	9.02.2001	Pcc, Occ	zaprzestanie działalności
2	Państwowy Ośrodek Maszynowy P.P.	78–300 Świdwin, ul. Katowicka 1	9.02.2001	Wcc, Pcc	zaprzestanie działalności
3	Elektrociepłownia Odra Sp. z o.o.	67–100 Nowa Sól, ul. Wrocławska 20	14.02.2001	Wcc, Pcc	zaprzestanie działalności
4	Tłocznia Metali „PRESSTA” S.A.	62–005 Owińska, ul. Obornicka 1	19.02.2001	Wcc	zaprzestanie działalności
5	Zakład Przemysłu Lniarskiego „LENWIT” Sp. z o.o.	63–230 Witaszyce, Witaszyczki 66	20.03.2001	Pcc	zaprzestanie działalności
6	BUDOSTAL–1 S.A.	30–969 Kraków, Osiedle Bohaterów Września 80	20.03.2001	Pcc, Occ	zaprzestanie działalności
7	Towarzystwo Inwestycji Przemysłowych Sp. z o.o.	41–605 Świętochłowice, ul. Imieli 14	20.03.2001	Occ	zaprzestanie działalności
8	Zakłady Przemysłu Odzieżowego „VISTULA” S.A.	30–527 Kraków, ul. Nadwiślańska 13	20.03.2001	Wcc	zaprzestanie działalności
9	Gmina Jaworzyna Śląska – Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej	58–140 Jaworzyna Śląska, ul. Świdnicka 9	20.03.2001	Occ	zaprzestanie działalności
10	Cukrownia „Jawor” S.A.	59–400 Jawor, ul. Starojaworska 104	20.03.2001	Pcc	zaprzestanie działalności
11	KOBO Sp. z o.o.	21–013 Puchaczów, Bogdanka	27.03.2001	Occ	zaprzestanie działalności
12	R. Falkowski, D. Traczykowski, A. Udałowski – Zakład Techniki Ciepłej „Eko–Rodan” S.C.	87–100 Toruń, ul. Gen. Sowińskiego 4/10	30.03.2001	Wcc	zaprzestanie działalności
13	Zakłady Przemysłu Jedwabniczego „Dolwis” S.A.	59–820 Leśna, ul. Świerczewskiego 10	5.04.2001	Wcc, Pcc	zaprzestanie działalności
14	J. Orłowicz – Zakład Wielobranżowy „PINUS–TERM”	05–850 Ożarów Mazowiecki, ul. Kusocińskiego 5	5.04.2001	Wcc	zaprzestanie działalności
15	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	97–400 Bełchatów, ul. Wojska Polskiego 132	6.04.2001	Wcc	zaprzestanie działalności
16	Elektrownia „Chorzów” S.A.	41–503 Chorzów, ul. Skłodowskiej 3	10.04.2001	Wcc	zaprzestanie działalności
17	„STRADOM” S.A.	42–200 Częstochowa, ul. 1–go Maja 21	17.04.2001	Wcc	zaprzestanie działalności

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

nień, co z reguły związane jest ze specyfiką zakładu, na wniosek którego zostały powołane. W przypadku większych przedsiębiorstw, szczególnie o profilu energetycznym (spółki dystrybucyjne, elektrownie, elektrociepłownie itp.) jest to najczęściej kilka komisji o identycznym zakresie uprawnień. Takie rozwiązanie miało na celu dostosowanie działalności komisji do potrzeb różnie zlokalizowanych jednostek organizacyjnych wnioskodawców (np. Południowy Koncern Energetyczny S.A. – 15 komisji).

Większość komisji kwalifikacyjnych powołanych na wniosek stowarzyszeń naukowo – technicznych to komisje (250), o których powołanie ubiegały się stowarzyszenia zrzeszone w Federacji Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych Naczelnej Organizacji Technicznej – NOT (rys. nr 1).

Najliczniej reprezentowane jest Stowarzyszenie Elektryków Polskich – SEP (119 komisji), Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Mechaników Polskich – SIMP (36 komisji), a następnie Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Chemicznego – SIIPCH (22 komisje). Poza NOT-owskimi stowarzyszeniami stosunkowo dużą reprezentację posiadają: Zakład Doskonalenia Zawodowego – ZDZ (22 komisje) oraz Stowarzyszenie Wspierania Inicjatyw Energetycznych – SWIE (13 komisji). Charakterystyczną cechą komisji powołanych przy stowarzyszeniach jest ich bardzo szeroki zakres uprawnień egzaminacyjnych. Obejmuje on w większości przypadków wszystkie rodzaje urządzeń, instalacji i sieci energetycznych, przy których eksploatacji i dozorcze wymagane jest posiadanie kwalifikacji (elektroenergetyka, ciepłownictwo i gazownictwo – wszystkie grupy według Załącznika Nr 1 do rozporządzenia).

W pracach wszystkich komisji uczestniczy 7695 członków, a ich udział na rzecz poszczególnych wnioskodawców pokazano na rysunku nr 1. Analiza zgromadzonych danych pozwala określić „statystyczną” 13-osobową komisję kwalifikacyjną. Składa się ona z przewodniczącego i jego zastępcy, 9 członków oraz sekretarza. W takiej komisji, **wykształcenie wyższe odpowiadające specjalności osób egzaminowanych** (zgodnie z zapisem § 8 pkt 1 rozporządzenia), posiada **5 osób**. Mogą one, zgodnie z § 9 ust. 1 rozporządzenia (od czasu jego nowelizacji – Dz. U. z 2000 r. Nr 15, poz. 187), pełnić funkcje **przewodniczących 3-osobowych zespołów egzaminacyjnych**. Zakres przyznanych „statystycznej komisji” uprawnień egzaminacyjnych obejmuje niepełne dwie grupy urządzeń, instalacji i sieci energetycznych (14-cie punktów wg Załącznika Nr 1 do rozporządzenia).

Interesującą informacją mogą stanowić wyniki badań zbioru danych dotyczących wieku członków wszystkich komisji kwalifikacyjnych. Wskazują one, że ma on rozkład normalny o średniej wieku $\mu = 51$ lat i odchyleniu standardowym $\sigma = 4,25$. Oznacza to, że większość członków komisji tj. **95,46%** (przy założeniu rozpoczęcia pracy zawodowej i / lub ukończeniu studiów w 25 roku życia) posiada staż pracy zawierający się w przedziale **od 17 do 34 lat**. Świadczy to o udziale w pracach komisji doświadczonych fachowców z wieloletnią praktyką. Wskazuje jednocześnie na istnienie „luki stażowej” tj. braku osób z praktyką w przedziale **od 5 lat** (m.in. wymagane rozporządzeniem) **do ok. 17 lat**. Analiza wyników analogicznych badań, przeprowadzonych

na próbie z tej populacji, jaką stanowią komisje kwalifikacyjne powołane przy stowarzyszeniach, również wskazuje na rozkład normalny z tym, że wartość średnia wzrasta aż do **58 lat**, przy $\sigma = 3,28$. Natomiast w przypadku komisji powołanych na wniosek przedsiębiorców, odpowiednie wartości wynoszą **44 lata** i $\sigma = 5,2$.

Komunikacja – przepływ informacji

Wobec dużej liczby wnioskodawców (komisji) i rozmieszczenia ich na terenie całego kraju, duże znaczenie dla zapewnienia właściwej współpracy między nimi a organem powołującym ma system przepływu informacji. Od jego sprawności i elastyczności zależą m.in. szybkość reakcji komisji na zmiany w ustawodawstwie, zalecenia organu powołującego, przeprowadzane działania korekcyjne itp.

Daje się zaobserwować wyraźny podział na dwie grupy komisji. Do pierwszej należy zaliczyć komisje powołane na wniosek przedsiębiorców, komunikacja z tą grupą wnioskodawców (komisji) praktycznie rzecz biorąc nie następuje większych kłopotów.

Natomiast wymiana informacji z komisjami powołanymi na wniosek stowarzyszeń naukowo-technicznych odbywa się via ich Zarządy Główne. Wydłuża to znacznie nie tylko czas reakcji komisji na jakiegokolwiek zmiany lub zalecenia, ale również czas trwania różnego rodzaju czynności formalno-organizacyjnych (np. odnotowano nawet roczne opóźnienia w przesłaniu do URE niezbędnej dokumentacji tj. rezygnacji z członkostwa w komisji).

Wydaje się pożądanym zobowiązanie niektórych Zarządów Głównych stowarzyszeń, głównie wnioskodawców o powołanie **min. 10 komisji**, do prowadzenia wśród „swoich” komisji działalności instruktażowo-informacyjnej (np. za pośrednictwem periodyków branżowych). Jak wykazuje dotychczasowa praktyka, organizowane raz do roku spotkania konsultacyjne, mimo że są bardzo pożyteczną inicjatywą, okazują się niewystarczającą drogą wzajemnego przekazu informacji.

Dotychczasowe rezultaty prac

Brak ustawowego obowiązku do składania przez komisje kwalifikacyjne sprawozdań ze swojej działalności, utrudnia organowi powołującemu obiektywną i kompleksową ocenę rezultatów ich prac. Z tych względów niżej przytoczone dane należy traktować tylko jako wielkości przybliżone, bowiem zostały uzyskane tylko z **439 komisji**, co stanowi **75%** wszystkich komisji. Jednak już na ich podstawie można dokonać wycinkowych oszacowań. Dotyczą one takich danych jak liczba: przeprowadzonych postępowań egzaminacyjnych (w rozbiciu na dozór i eksploatację); przyznanych uprawnień w poszczególnych podsektorach energetyki (w 3 Grupach wg Załącznika Nr 1 do rozporządzenia); osób, którym przyznano całe spektrum uprawnień (wszystkie pkt i Grupy wg cyt. Załącznika) oraz wysokości opłat egzaminacyjnych.

Zgromadzone dane pozwalają stwierdzić, że na podstawie przeprowadzonych egzaminów wydano **490 580** świadectw kwalifikacyjnych, w tym: **96 697** dla osób zatrudnionych w dozorcze oraz **393 883** w eksploatacji. Wśród

nich znajduje się ponad 7,3 tys. osób (1,5% wszystkich egzaminowanych), których uprawnienia obejmują wszystkie 3 podsektory energetyki. Analiza danych wskazuje na ogólnie bardzo wysoką sprawność egzaminów, bowiem oceny negatywne stanowią zaledwie ułamek ‰ wszystkich postępowań. **Wyjątek** stanowią komisje działające przy **SEP**, w których udział osób które uzyskały **negatywny wynik** egzaminu wyniósł **1,35%**. Zastrzeżenia budzi wysokość opłat egzaminacyjnych (prawidłowe wartości ilustruje rys. nr 2), które pobierano od egzaminowanych, bowiem nie zawsze były one zgodne z § 14 ust. 1 rozporządzenia. Komisje w przedsiębiorstwach najczęściej nie pobierały opłat od swoich pracowników, natomiast u pozostałych, wysokość opłat kształtowała się bardzo różnie (od całego egzaminu, od grupy urządzeń itp.). Uszczegółowienie zasady ustalania wysokości opłat egzaminacyjnych i ich zróżnicowanie, w zależności od zakresu przyznawanych uprawnień, powinno poprawić ich społeczny odbiór. Szczególnie przez osoby bezrobotne i nisko wykwalifikowane, które z reguły ubiegają się o b. wąski zakres uprawnień (pojedyncze pkt-y w Grupach wg Załącznika).

Podsumowanie

Przybliżone szacunki wskazują, że zredukowanie liczby komisji do ok. **380-400**, przy zachowaniu proporcji w terytorialnym ich rozmieszczeniu (Wykaz – kolumna 7), nie powinno mieć negatywnego wpływu na możliwość uzyskania uprawnień w dowolnym regionie kraju. W skali kraju liczba postępowań kwalifikacyjnych wykazuje tendencję malejącą (np. w SEP odnotowano w 2000 r. spadek o ponad **20%**). Można przypuszczać, że ze względu na koniecz-

ność okresowego odnawiania uprawnień kwalifikacyjnych (co 5 lat), roczne potrzeby w tym zakresie będą prawdopodobnie kształtować się na poziomie ok. **200-220 tysięcy** świadectw kwalifikacyjnych. Wobec tego wydaje się, że liczba obecnie powołanych i działających komisji kwalifikacyjnych jest zdecydowanie zawyżona.

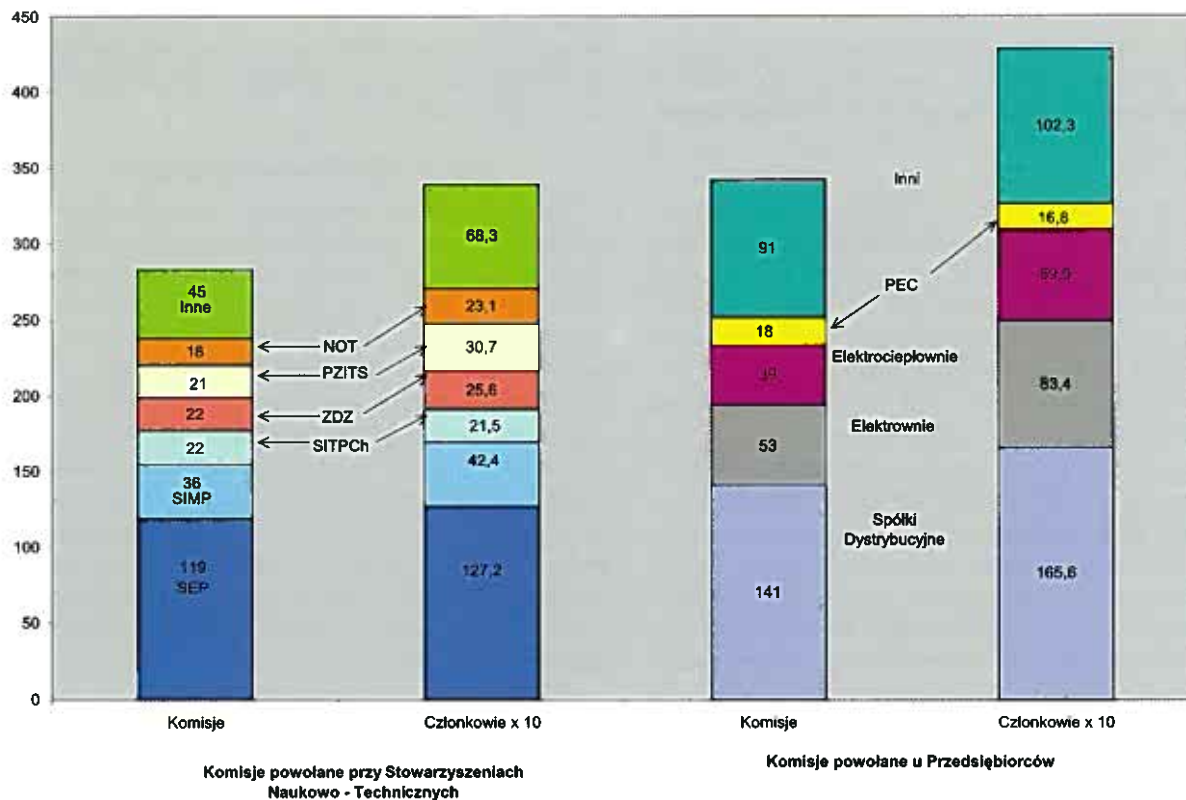
Wprowadzenie zaproponowanych w artykule regulacji prawnych może uporządkować w znacznym stopniu poruszaną tematykę, upraszczając i czyniąc procedury administracyjne bardziej transparentnymi niż dotychczas.

Nie bez wpływu na podnoszenie poziomu pracy komisji, a tym samym kwalifikacji egzaminatorów i osób egzaminowanych, byłoby też wprowadzenie zmian do § 8 rozporządzenia. Zmian, które ograniczyłyby udział w pracach komisji osób przypadkowych (mimo spełnienia przez nie wymogów formalnych), a których kontakt z energetyką ograniczał się tylko do ukończenia studiów kierunkowych i 5-letniej praktyki w branży. Ich realizacja umożliwiłaby uprawnionym organom powołującym komisje kwalifikacyjne (w tym Prezesowi URE) bardziej wnikliwą analizę i ocenę osób desygnowanych przez wnioskodawców do składów osobowych komisji kwalifikacyjnych.



Autor jest zastępcą dyrektora w Departamencie Nadzoru i Kontroli Jakości URE

Rysunek 1. Członkowie komisji kwalifikacyjnych powoływanych przez poszczególnych wnioskodawców



Rysunek 2. Stawki opłat egzaminacyjnych

Lp.	Podstawa naliczenia opłaty (zł)	Rok 1998 (15%)	Rok 1999 (15%)	Rok 2000		Rok 2001 (10%)	Uwagi
				do 22.03.00 (15%)	od 22.03.00 (10%)		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1	500,00	75,00 zł					do 31 grudnia 1998 r.
2	528,00		79,20 zł				od 1 stycznia 1999 r. do 30 października 1999 r.
3	670,00		100,50 zł	100,50 zł			od 1 listopada 1999 r. do 29 lutego 2000 r.
4	700,00			105,00 zł	70,00 zł		od 1 marca 2000 r. do 31 grudnia 2000 r.
5	760,00					76,00 zł	od 1 stycznia 2001 r.



Elektrownia „Opole” S.A.

O RYNKU BILANSUJĄCYM

prof. Jan Popczyk

Inne spojrzenie na rynek bilansujący

Od początku 2001 roku widoczna jest klęska modelowego (redukcjonistycznego) traktowania rynku energii elektrycznej. Skłonność do tworzenia zredukowanych modeli rynku energii elektrycznej (ograniczania mechanizmów rynkowych) jest kontynuacją monopolistycznych tendencji sektorowych i ma źródło w przekonaniu, że optymalizacja modeli rozwiązuje sprawę. Trzema charakterystycznymi, bardzo różnymi doświadczeniami obrazującymi zagrożenia wynikające z redukcjonizmu w podejściu do tworzenia rynku są: pool brytyjski, giełda kalifornijska oraz polskie kontrakty długoterminowe. W każdym z tych przypadków administracyjne zredukowanie rynku do wyłącznego lub dominującego rozwiązania wyeliminowało zdolność rynku do samoregulacji i konieczne stało się odstąpienie od tych rozwiązań. (Oczywiście, modele rynku były, i mogą być, użyteczne dla celów dydaktycznych, objaśniających. Nie można natomiast uproszczonym modelom gwarantować wiarygodności za pomocą prawa i regulaminów).

Na obecnym (2001 r.) etapie rozwoju świadomości i umiejętności podmiotów (w tym wielkich odbiorców) jest jasne, że podstawowymi mechanizmami zarządzania ich ryzykiem na hurtowym rynku energii elektrycznej muszą być: rynek kontraktów bilateralnych (z horyzontem czasowym od kilku miesięcy do kilku lat), giełda (z parkietami spot i terminowym) oraz godzinowy rynek bilansujący. Problem w tym, aby były to mechanizmy działające naprawdę. Liczne przykłady wskazują jednak, że deklaracje rozmiągają się z rzeczywistością.

Na przykład w referacie¹⁾ twierdzi się, że: „W Polsce przyjęto zdecentralizowane zasady zapewnienia zbilansowania systemu, w ramach których uczestnicy mają swobodę zawierania kontraktów i transakcji w poszczególnych segmentach rynkowych i kształtowania swojej pozycji kontraktowej. Jednocześnie segment bilansujący umożliwia bilansowanie systemu w czasie rzeczywistym z wykorzystaniem mechanizmów ekonomicznych”. Jest to jeden z licznych przykładów wśród tekstów dotyczących reformy polskiej elektroenergetyki, który obrazuje stadium kryzysu, w jakim reforma się znajduje. Polega to stadium kryzysu na tym, że mamy wirtualny (konferencyjny, medialny) rynek, z którego jesteśmy bardzo zadowoleni i rzeczywisty monopol powodujący, że praktycznie żaden z 240 uprawnionych w Polsce odbiorców nie korzysta z dostępu do rynku (pojedyncze przypadki wykorzystania przez odbiorców uprawnień są bez wątpienia przykładami ciągle żywego interwencjonizmu państwowego, a nie rynkowego mechanizmu).

Innym aspektem związanym z zacytowanym fragmentem referatu¹⁾ jest niejasność terminologii, tzn. wieloznaczne użycie terminu „bilansowanie”. Jest to ważne, bo na

podstawie zacytowanego fragmentu powstaje wrażenie, że usługi bilansowania są zdecentralizowane. W rzeczywistości mamy w tym zakresie do czynienia co najwyżej z regułą Single Buyer, a nie ze zdecentralizowanym rynkiem usług bilansowania (różnica jest taka jak między regułą Single Buyer i regułą TPA na rynku energii elektrycznej).

Z kolei inną stroną kryzysu, który powyżej został zasygnalizowany, są mnożące się postulaty, aby było dobrze. W referacie¹⁾ sformulowano np. postulaty odnośnie rynku bilansującego w trzech obszarach: bezpieczeństwa energetycznego, udoskonalenia rozwiązań rynkowych oraz przeciwdziałania w zakresie nadużywania siły rynkowej przez podmioty dominujące na rynku. W pierwszym obszarze postuluje się, aby zapewnić sprawne systemy planistyczne przedsiębiorstw sieciowych, jednoznacznie ustalić odpowiedzialność za działania interwencyjne (w szczególności w tym zakresie postuluje się silną pozycję operatora systemu, inaczej niż to jest w przypadku amerykańskiego niezależnego operatora systemu, odnośnie działań interwencyjnych dotyczących np. budowy i modernizacji źródeł wytwórczych oraz rozwoju sieci przesyłowej), wprowadzić skuteczne regulacje i sprawne procedury ułatwiające lokalizację inwestycji służących utrzymaniu bezpieczeństwa energetycznego i infrastrukturalnego, zapewnić konkurencję na rynkach paliw (węgiel kamienny i gaz) służących do produkcji energii elektrycznej. W drugim obszarze postuluje się unikanie administracyjnego stymulowania lub ograniczania obrotu na wybranych segmentach rynkowych (na giełdzie i na rynku bilansującym), prowadzenie modelowych badań symulacyjnych, zapewnienie czynnego uczestnictwa strony popytowej na rynku bilansującym. W trzecim obszarze postuluje się zapobieganie nadmiernej koncentracji (szczególnie w wytwarzaniu), rozwijanie współdziałania organów regulacji oraz jednostek nadzoru i monitoringu rynkowego, wprowadzenie jednoznacznych warunków i zobowiązań w koncesjach dla przedsiębiorstw energetycznych.

Ogólne postulaty nie są oczywiście wystarczające. Konieczne jest jednoznaczne określenie ról poszczególnych mechanizmów rynkowych, jako sił sprawczych. Spośród trzech podstawowych mechanizmów rynku hurtowego najważniejsze jest jednoznaczne określenie ról godzinowego rynku bilansującego. Przyjmując jako bezdyskusyjną konieczność wdrożenia godzinowego rynku bilansującego od 1 lipca 2001 roku nie wolno dopuścić do instrumentalnego potraktowania wdrożenia i ograniczenia, a także spłykania dyskusji na ten temat. Cechę instrumentalnego podejścia ma w szczególności dążenie do postawienia problemu godzinowego rynku bilansującego, łącznie z konkretnym projektem regulaminu tego rynku poza wszelką krytyką. Jest oczywiście jasne, że każdej krytyce rozwiązania niezwykle przecież pożądanego łatwo nadać

negatywny wydzźwięk. Z drugiej strony trudno nie widzieć, że rozwiązanie, które ma być przyjęte pod hasłem budowy konkurencyjnego rynku energii elektrycznej nasila niebezpieczeństwo remonopolizacji w elektroenergetyce, realizowanej za pomocą centralnego rynku technicznego.

Szczególnie niebezpieczne jest nadanie rynkowi bilansującemu wyjątkowej roli. Taka wyjątkowa rola wynika z jego powiązania z systemem bezpieczeństwa energetycznego pojmowanym w dotychczasowym stylu, czyli uczynienie rynku bilansującego szczególnie podatnym na oddziaływania administracyjne (arbitralne).

Pożądaną opcją jest stworzenie rynku bilansującego w postaci mechanizmu ograniczającego koszty nieefektywności centralnego rynku technicznego. Z takiej opcji wynika rola rynku bilansującego mieszcząca się między mechanizmem kompensowania błędów prognoz krótkoterminowych popytu i podaży energii elektrycznej a mechanizmem przenoszenia kosztu centralnego rynku technicznego.

Powiązanie godzinowego rynku bilansującego z systemem bezpieczeństwa energetycznego z jednej strony, a z drugiej strony możliwość wykorzystania tego rynku do poprawy efektywności elektroenergetyki najlepiej rozpatrywać poprzez pryzmat ilustracji liczbowych, nawiązujących do struktury kosztowej centralnego rynku usług systemowych (rynku technicznego, albo jeszcze inaczej – rynku administrowanego niepodzielnie przez operatora systemu przesyłowego). W strukturze tej podstawowe znaczenie mają oczywiście usługi, których kosztu w żaden sposób się nie da pokryć, jak tylko za pomocą środków uzyskanych z całkowicie zmonopolizowanej stawki systemowej opłaty przesyłowej, obejmującej składniki jakościowy, rekompensujący i wyrównawczy.

Przy tym w celu uzyskania przejrzystości kosztów tworzących wymienione trzy składniki należy wyróżnić usługi systemowe, którymi są:

1. Regulacja pierwotna i wtórna.
2. Regulacja trójna.
3. Dodatkowe rezerwy operacyjne mocy wytwórczych.
4. Usługi systemowe, takie jak regulacja napięcia w sieci przesyłowej oraz odbudowa systemu.
5. Równoważenie podaży i popytu na rynku bilansującym.
6. Rozdział produkcji między wytwórców (kontyngentowanie) realizowane za pomocą procedur generacji wymuszonej względami sieciowymi (i ewentualnie względami technicznymi w elektrowniach) oraz procedur zakupów gwarantowanych (energii produkowanej w skojarzeniu i w źródłach odnawialnych).
7. Bezpieczeństwo długoterminowe i ochrona środowiska (SOK).

Ilustracje liczbowe

Bez wątpienia, struktura cen najlepiej świadczy o tym, czy działają mechanizmy rynkowe czy ręczne sterowane. Struktura, z którą mamy do czynienia na początku 2001 roku, po wielu latach dyskusji odnośnie konieczności wdrożenia konkurencji, jednoznacznie wskazuje, że ręczne sterowanie narasta. Pokazują to następujące dane liczbowe:

- 85 zł/MWh – cena w eksporcie (6% rynku),
- 100 zł/MWh – cena na giełdzie (1% rynku),
- 110 zł/MWh – cena w transakcjach bilateralnych na rynku hurtowym (10% rynku),
- 130 zł/MWh – cały rynek krajowy wytwórców,
- 200 zł/MWh – cena dla odbiorców krajowych końcowych.

Przedstawiona struktura cen obnaża słabość działań polegających na rozciąganiu okresu przejściowego w elektroenergetyce. Dobitym, dodatkowym potwierdzeniem tej ostatniej tezy jest zestawienie zróżnicowania cen wytwórców. Otóż w 1990 roku stosunek cen minimalnej i maksymalnej w podsektorze wytwórczym wynosił 1:2,5. To duże zróżnicowanie zostało wówczas uznane za główną przeszkodę we wdrażaniu konkurencji. Dlatego zdecydowano wprowadzić okres przejściowy. Okres przejściowy miał zapewnić stopniowe wyrównanie cen. W rzeczywistości stosunek cen maksymalnych (dla bloków z kontraktami długoterminowymi) i minimalnych w 2001 roku, po dziesięciu latach okresu przejściowego, wynosi 2,5:1

Inne dane liczbowe, w postaci kosztów rocznych, ważne z punktu widzenia możliwości wykorzystania godzinowego rynku bilansującego do poprawy efektywności elektroenergetyki, są następujące:

- 2,3 mld zł – łączne koszty kapitałowe w kontraktach długoterminowych (przewidziane do wyrównania w ramach systemu SOK); koszty te rozłożone równomiernie na energię zużytą przez odbiorców końcowych dają stawkę jednostkową 23 zł/MWh,
- 1,2 mld zł – koszty rezerw operacyjnych (w gruncie rzeczy koszty utrzymania nadwyżek mocy, o nie weryfikowanej w praktyce dyspozycyjności, cechujących się przestarzałymi technologiami); koszty te rozłożone równomiernie na energię zużytą przez odbiorców końcowych dają stawkę jednostkową 12 zł/MWh,
- 0,3 mld zł – koszty składnika rekompensującego stawki systemowej (środki dla elektrociepłowni zawodowych, umożliwiające opłacanie energii elektrycznej, produkowanej przez te elektrociepłownie w skojarzeniu, w części przekraczającej ceny wynikające z zasady kosztów unikniętych); koszty te rozłożone równomiernie na energię zużytą przez odbiorców końcowych dają stawkę jednostkową 3 zł/MWh, ale rozłożone na energię elektryczną produkowaną w skojarzeniu dają wzrost ceny sprzedaży tej energii przez elektrociepłownie zawodowe o około 30 zł/MWh w stosunku do ceny wynikającej z zasady kosztów unikniętych,
- 0,9 mld zł – koszty stawki sieciowej PSE SA; koszty te rozłożone równomiernie na energię zużytą przez odbiorców końcowych dają stawkę jednostkową 9 zł/MWh, ale rozłożone na energię pobieraną z sieci przesyłowej dają stawkę jednostkową 14 zł/MWh.

Łączne roczne koszty składnika systemowego w opłacie przesyłowej wynoszą prawie 4 mld zł. Gdyby nośnikiem tych kosztów uczynić wolumen energii elektrycznej na rynku bilansującym, to cena energii na tym rynku wyniosłaby około 800 zł/MWh przy 5% wolumenie i około 4000 zł/MWh przy 1% wolumenie.

cych z wartości energii elektrycznej czynnej w węzle sieciowym, w którym te zakupy są dokonywane.

2. Dopiero po 2002 roku rozpocznie się proces pełnego otwierania rynku energii elektrycznej. Pełne otwarcie będzie oznaczać w szczególności decentralizację rynku usług systemowych (których koszt stanowi obecnie składową jakością w części systemowej opłaty przesyłowej). Decentralizacja usług systemowych pociągnie za sobą zmianę alokacji kosztu tych usług. Ponadto należy przewidywać, że po 2002 roku będzie następował powrót do bardziej rynkowych opłat przesyłowych (ich części sieciowej), mianowicie do opłat dystansowych i węzłowych, a także do bardziej rynkowej alokacji ich kosztów, mianowicie na wytwórców (przynajmniej w dużej części). Należy także przewidywać zmianę, na bardziej prorynkowe, zasad udziału elektrociepłowni na rynku energii elektrycznej, mianowicie opartych na cenotwórstwie kształtowanym na podstawie reguły kosztów unikniętych stosowanej indywidualnie dla poszczególnych węzłów sieciowych, do których elektrociepłownie są przyłączone. Wreszcie należy przewidywać odchodzenie od systemu SOK, które będzie alternatywą dla wprowadzania nowych rodzajów stranded costs (odchodząc od starych preferencji będzie można uniknąć wprowadzania nowych) i zarazem będzie stanowić rzeczywiste wyrównanie szans wytwórców na konkurencyjnym rynku (zarządzających w pełni własnym ryzykiem na tym rynku). Oczywiście, przejście do otwartego rynku energii elektrycznej, czyli zrealizowanie przedstawionych zmian będzie wymagać nowelizacji ustawy Prawo energetyczne oraz rozporządzeń, a także dokumentów PSE SA. Należy przyjąć, że prace nad stworzeniem warunków prawnych do rzeczywistego otwarcia rynku energii elektrycznej rozpoczną się w drugiej połowie 2002 roku. (Doświadczenia wynikające z kryzysu kalifornijskiego mogą spowodować wcześniejsze działania, ale nie należy oczekiwać, że będą to działania ukierunkowane na zasadnicze przyspieszenie otwarcia rynku w Polsce).

Propozycja rozwiązania

Przełomową propozycją jest zmiana nośnika kosztów centralnych. Mianowicie, proponuje się odejście (odchodzenie) od wykorzystywania stawki jakościowej w opłacie przesyłowej do przenoszenia kosztów centralnych i przyjęcie za nośnik tych kosztów wolumenu energii elektrycznej na godzinowym rynku bilansującym.

Sformułowana propozycja nowej alokacji kosztów centralnego rynku usług systemowych robi wrażenie rozwiązania szokowego. Trzeba jednak pamiętać, że koncepcja składnika jakościowego w opłacie przesyłowej i alokacji kosztów tego składnika na energię elektryczną zużywaną przez odbiorców była w 1998 roku bardzo kontrowersyjna i została przyjęta z powodu kurczących się możliwości (przy braku stosownych zapisów w ustawie Prawo energetyczne i w rozporządzeniu taryfowym) innego przenoszenia rozrastających się kosztów centralnych usług systemowych, łącznie z kosztami kapitałowymi kontraktów długoterminowych (kosztami usługi bezpieczeństwa długoterminowego i ochrony środowiska). Doraźne, szkodliwe roz-

wiązanie z 1998 roku przekształcone zostało w 2000 roku w rozwiązanie usankcjonowane prawnie, bardzo rozszerzające funkcję opłaty przesyłowej w zakresie przenoszenia kosztów centralnych bezpośrednio na odbiorców (za pomocą alokacji opłaty przesyłowej wyłącznie na odbiorców i zwolnienia z tej opłaty całkowicie wytwórców).

Zatem w świetle regresu, który dokonał się w ciągu ostatnich dwóch lat, sformułowana propozycja nie ma szokowego charakteru. Jest to tylko próba powrotu na drogę urynkwienia elektroenergetyki. Powrót taki jest absolutnie potrzebny. Wskazuje na to rozwój sytuacji nawet w tak drażliwych obszarach jak bezpieczeństwo energetyczne i bezpieczeństwo środowiska. W obszarze bezpieczeństwa energetycznego na przykład na miano przełomu zasługuje lokalne wydarzenie z ostatnich miesięcy polegające na tym, że Miejskie Przedsiębiorstwo Ciepłownicze w Ostrowie Wielkopolskim po odłączeniu przez miejscowy zakład energetyczny od sieci, w której wystąpiło doziemienie, było w stanie zapewnić sobie (i innemu odbiorcy, z którym ma umowę na sprzedaż energii elektrycznej) wielogodzinne zasilanie z własnego gazowego bloku energetycznego małej mocy (około 5 MW_e), mimo, że konieczna była praca bloku z obniżoną mocą o ponad 50% (blok wyposażony w nowoczesną automatykę regulacyjną, sprzężony z kotłem odzysknicowym, został zainstalowany w MPC Ostrow Wielkopolski w 2000 roku, w ramach modernizacji gospodarki ciepłowniczej w tym przedsiębiorstwie). Z kolei w obszarze środowiska nową sytuację w skali globalnej, oznaczającą powrót do wymiaru ekonomicznego, stanowi odrzucenie przez USA porozumień z Kioto.

W rezultacie coraz bardziej uprawniona (i nieodzowna) staje się nowa koncepcja struktury bezpieczeństwa energetycznego, i w ogóle zrównoważonego rozwoju. Mianowicie, jest to koncepcja, zgodnie z którą strukturę bezpieczeństwa energetycznego stanowią: kontrakty bilateralne (~ 80 % rynku), giełdowy rynek terminowy, giełdowy rynek spot (15% ... 20% rynku dostaw rzeczywistych) i godzinowy rynek bilansujący (1% ... 5%). Przy tym wolumen energii na rynku bilansującym musi się stać jak najszybciej nośnikiem wszystkich kosztów centralnych. Wówczas, z jednej strony poprawi się radykalnie jakość prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną, jakość kontraktacji (na rynku bilateralnym) oraz zawierania transakcji (na giełdzie spot), a także jakość zarządzania popytem (ujawni się elastyczność cenowa popytu). Z drugiej strony koszty centralne ulegną radykalnemu zmniejszeniu. Po zmniejszeniu kosztów centralnych, czyli też rezerw mocy wytwórczych w systemie, nastąpi wzrost cen energii elektrycznej na rynku bilateralnym i na giełdzie spot. Jednak będzie to wzrost uzasadniony w tym sensie, że będzie wynikiem świadomego zarządzania przez poszczególne podmioty na rynku (na początku na rynku hurtowym) swoim ryzykiem cenowym. W szczególności wzrost ten będzie zapewniał prawidłowe wynagrodzenie kapitału w elektroenergetyce (prywatnej). Z drugiej zaś strony wzrost ten będzie ograniczony konkurencją zapewniającą efektywne wykorzystanie postępu technologicznego.

Dopełnieniem koncepcji polegającej na przyjęciu wolumenu energii elektrycznej na rynku bilansującym za no-

śnik kosztów centralnych powinna być zasada alokacji składnika sieciowego opłaty przesyłowej na wytwórców. Należy podkreślić, że przyjęcie tej zasady ma obecnie kluczowe znaczenie z dwóch powodów. Po pierwsze, jest to zasada, która zwiększa na rynku europejskim szanse krajowych wytwórców w obronie polskiego rynku energii elektrycznej (należy pamiętać, że na rynku europejskim polscy wytwórcy nie mają szans na ekspansję na rynki zagraniczne, za to wytwórcy zagraniczni bez wątpienia będą konkurować o rynek polski). Po drugie, alokacja składnika sieciowego opłaty przesyłowej na wytwórców zwiększa szanse generacji rozproszonej, w tym energety-

ki odnawialnej w konkurencji na całkowicie otwartym rynku energii elektrycznej (tzn. na rynku bez preferencji).



Autor jest pracownikiem Politechniki Śląskiej

Od redakcji

Artykuł prezentuje niektóre poglądy autora związane z godzinowym rynkiem bilansującym i jest ściśle powiązany z konferencją „Rynek energii elektrycznej: liberalizacja – szanse i zagrożenia”, która odbyła się w kwietniu 2001 r. w Kazimierzu Dolnym. W programie tej konferencji rynek bilansujący był jednym z czterech tematów wiodących, a podstawą do dyskusji w tym obszarze był referat generalny¹⁾ oraz koreferat²⁾. Niniejszy artykuł jest skróconą wersją koreferatu²⁾, redakcyjnie dostosowaną do formuły właściwej dla Biuletynu URE. Z drugiej strony artykuł jest rozszerzony o dodatkowe wątki, zaprezentowane przez autora w czasie konferencyjnej dyskusji w Kazimierzu Dolnym. Ponadto artykuł zawiera propozycję zmiany sposobu alokacji kosztów rynku centralnego, którą autor sformułował w czasie dyskusji wokół referatu generalnego³⁾ przygotowanego na konferencję „Aktualne problemy w elektroenergetyce” (Jurata, czerwiec 2001 r.).

Należy podkreślić, że artykuł został napisany kilka tygodni przed planowanym na 1 lipca 2001 r. wdrożeniem godzinowego rynku bilansującego w Polsce. Większość poglądów zawartych w artykule została natomiast sformułowana kilka miesięcy wcześniej. Wówczas wdrożeniu systemu SOK i wdrożeniu godzinowego rynku bilansującego nadawano charakter wielkiego przełomu, który dokona się w połowie roku. Obecnie wiadomo już, na ile dystans autora w stosunku do tamtych opinii był uzasadniony.

1) „Segment bilansujący rynku energii elektrycznej w Polsce: przyjęte rozwiązania i wdrożenia” (referat generalny), Marek Zerka. Konferencja „Rynek energii elektrycznej – liberalizacja – szanse i zagrożenia”, Kazimierz Dolny, 26–27 kwietnia 2001 r.

2) Koreferat do referatu generalnego, Jan Popczyk (konferencja jak powyżej).

3) „Rynek energii – problemy techniczne i ekonomiczne” (referat generalny), Jan Popczyk. Konferencja „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, Jurata, 6–8 czerwca 2001 r.

BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW GAZU

Jarosław Astramowicz

Bardzo istotna sprawa tj. zapewnienie wieloletniego bezpieczeństwa dostaw gazu dla Polski jest w ostatnim okresie zbyt często postrzegana bardzo jednostronnie – jako arbitralnie określony przez rząd poziom dywersyfikacji dostaw gazu z poszczególnych krajów, który należy osiągnąć, z całkowitym pominięciem kwestii związanych z tym kosztów i racjonalnie niezbędnego stopnia takiej dywersyfikacji.

Wszystkie starania zmierzające do osiągnięcia założonego poziomu dywersyfikacji koncentrują się jak do tej pory wyłącznie na jak najszybszym zawarciu nowych kontraktów długoterminowych, obejmujących sztywne dostawy dużych ilości gazu, tylko z innego niż Rosja kierunku. Jednocześnie można też całkiem jednoznacznie stwierdzić fakt, że starania te nie są oparte na odpowiednio przygotowanych i zweryfikowanych danych wejściowych do procesu podejmowania decyzji w skali makro, takich jak:

- dynamicznie aktualizowane wieloletnie prognozy zapotrzebowania na gaz,

- wielowariantowe scenariusze praktycznie osiągalnych poziomów dywersyfikacji z analizą ich kosztów i skutków dla gospodarki,
- pożądane ścieżki liberalizacji krajowego rynku gazu w świetle wymagań Prawa Energetycznego, Europejskiej Dyrektywy Gazowej i w kontekście planowanego wejścia Polski do UE.

Dotychczas nie zostały natomiast w ogóle przeanalizowane inne, dostępne dla Polski możliwości zapewnienia dostaw gazu w niezbędnych ilościach i z uwzględnieniem kryterium niezbędnego poziomu dywersyfikacji.

Niezbędna jest więc otwarta, merytoryczna dyskusja na ten temat, wynikiem której będzie ustalenie i przedstawienie wniosków w zakresie:

- różnych, dostępnych wariantów najskuteczniejszego i najbardziej ekonomicznego sposobu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu do Polski,
- takiego poziomu dywersyfikacji dostaw jaki jest naprawdę konieczny a zarazem akceptowalny ekonomicznie,

- docelowego modelu i sposobu funkcjonowania konkurencyjnego rynku gazu w Polsce oraz terminu i etapów jego wprowadzenia.

Poglądy i oceny przedstawione poniżej mają na celu zainicjowanie otwartej, merytorycznej dyskusji w tej tak ważnej dla polskiej gospodarki sprawie.

Jakie ilości gazu Polska musi importować?

W oficjalnym rządowym dokumencie („Założenia polityki energetycznej Polski do roku 2020”, wariant Postępu-Plus), zapotrzebowanie na gaz w 2010 roku oszacowano na poziomie 18,4 mld m³, z czego 6,1 mld m³, czyli aż jedna trzecia rocznego zużycia, przypada na elektroenergetykę. Jakkolwiek szacunek ten nie uwzględnia faktu, że od 1997 roku, pomimo łącznego wzrostu PKB o 21 proc. roczne krajowe zużycie gazu utrzymuje się na praktycznie stałym poziomie ok. 10 – 11 mld m³. Jednocześnie, przy obecnych i prognozowanych na najbliższe lata cenach gazu (wyrażonych w taryfie PGNiG), wyprodukowana z niego energia elektryczna – nawet w przypadku zastosowania najbardziej sprawnych bloków gazowo-parowych – nie może konkurować z energią produkowaną w istniejących elektrowniach węglowych. Tak więc przedstawiony w „Założeniach...” wzrost zużycia gazu przez sektor elektroenergetyczny w najbliższej przyszłości nie nastąpi.

Ponadto, wprowadzenie i rozwój konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce znacząco wzmoże presję do obniżania cen energii ze strony uprawnionych odbiorców i firm obrotu. W wyniku tej presji krajowy system energetyczny może stanąć w obliczu konieczności wzrostu importu energii elektrycznej z krajów sąsiednich, posiadających duży nadmiar zainstalowanych mocy w jeszcze tańszych (niż polskie elektrownie węglowe) źródłach.

Według szacunków Enron Poland, zużycie gazu w elektroenergetyce do roku 2010 może wzrosnąć ogółem do ok. 2,5 – 3,5 mld m³ rocznie i to pod warunkiem szybkiego wprowadzenia przez PGNiG odpowiedniej polityki cenowej (w ramach aktualnie przygotowywanej taryfy) w stosunku do dużych i stabilnych odbiorców gazu jakim jest elektroenergetyka. Dlatego też na bazie tych szacunków prognozujemy łączne zapotrzebowanie na gaz w 2010 roku wzrastające najwyżej do poziomu **15 – 16 mld m³**.

Nasza prognoza nie uwzględnia też bardzo prawdopodobnej, dodatkowej redukcji zużycia gazu także w innych sektorach gospodarki (głównie w przemyśle chemicznym i hutnictwie), które nastąpi w wyniku znacznego wzrostu cen gazu jaki miał miejsce w ostatnim roku i ich stabilizacji lub nawet dalszych wzrostów w najbliższym czasie. Przy założeniu, że:

- większa część kosztów zarówno planowanej przez PGNiG dalszej rozbudowy infrastruktury przesyłowej i magazynowej, jak i kosztów planowanej dywersyfikacji dostaw gazu, zostanie przeniesiona na odbiorców końcowych w ramach taryfy,
- obciążone tymi kosztami będą głównie przemysł i energetyka (co nastąpi w wyniku oczekiwanej kontynuacji tendencji chronienia odbiorców indywidualnych przed nadmiernym wzrostem cen),

- nastąpi dalsze zablokowanie możliwości przynajmniej częściowej liberalizacji krajowego rynku gazu przez istniejący oraz nowo zawarte sztywne, długoterminowe kontrakty typu „take-or-pay” na import gazu (co będzie rezultatem podpisania aktualnie negocjowanych przez PGNiG kontraktów długoterminowych z Danią i Norwegią),

oszacowane powyżej wielkości zapotrzebowania na gaz mogą okazać się jeszcze znacząco zawyżone.

Rezultaty ostatnich prac poszukiwawczych i próbnego wydobycia gazu przeprowadzone przez takie firmy jak FX Energy lub Apache oraz działalność w tym zakresie innych firm (w tym samego PGNiG) wskazują na występowanie dodatkowych, potencjalnie znaczących krajowych źródeł dostaw gazu. Źródła te i ich łączny potencjał wydobywczy powinny być wzięte pod uwagę przy planowaniu łącznych ilości niezbędnego importu gazu i strategii dywersyfikacji jego kierunków.

Istnieją poważne przesłanki pozwalające oczekiwać, że krajowe wydobycie gazu może szybko osiągnąć poziom nawet do 6 mld m³ rocznie, wobec 4 mld przyjmowanych w oficjalnej prognozie na rok 2010. Taki poziom wydobycia krajowego można osiągnąć pod warunkiem zaangażowania odpowiednich środków finansowych i technicznych oraz powstania konkurencyjnego, hurtowego rynku gazu w Polsce, na którym gaz ten może być oferowany uprawnionym odbiorcom. Istnienie takiego rynku jest koniecznością w przypadku gdyby środki finansowe potrzebne na podniesienie produkcji miałyby pochodzić ze źródeł komercyjnych, takich jak banki czy też prywatne firmy z branży poszukiwawczo-wydobywczej. Jakkolwiek wymaga to szczegółowej analizy porównawczej kosztów to wstępna kalkulacja wskazuje na fakt, że ilość potrzebnych na ten cel środków wydaje się zamykać kwotą znacząco niższą w porównaniu z całkowitym kosztem zakupu i transportu gazu ze złóż norweskich czy duńskich poprzez nowowbudowany jedynie w tym celu rurociąg. Ten fakt z kolei przekłada się na znaczące obniżenie ceny gazu dostarczonego do końcowego odbiorcy, co jest niezmiernie ważne dla kwestii utrzymania konkurencyjności kosztowej polskiego przemysłu i generalnie gospodarki w najbliższych 5 – 10 latach, kiedy będzie ona nadrobić dystans dzielący ją do gospodarek innych członków Unii Europejskiej.

W związku z powyższym, zbilansowanie przewidywanego w roku 2010 poziomu zapotrzebowania na gaz wraz z możliwościami jego krajowego wydobycia jednoznacznie wskazuje, że **łączny import gazu ze wszystkich kierunków w roku 2010 nie powinien przekroczyć 12 mld m³**. **Ponadto niezbędnym staje się uelastycznienie dostaw gazu z importu w taki sposób, aby istniała możliwość płynnego, dalszego jego ograniczania (chociażby tylko okresowego) nawet do poziomu ok. 9 mld m³**. Jest to niezbędne na wypadek gdyby wystąpiło wcześniej wspomniane, dalsze ograniczenie zużycia gazu w przemyśle.

W takiej sytuacji należałoby obecnie skoncentrować się na renegocjowaniu kontraktu jamalskiego, wymagającego odbioru 12,5 mld m³ gazu w roku 2010. Renegocja-

cja tego kontraktu powinna polegać na wprowadzeniu do niego jednego lub kilku z następujących warunków:

- obniżenia poziomu „take-or-pay” (tj. minimalnego, rocznego poziomu odbioru) bez zmiany ceny jednostkowej odbieranego gazu,
- wprowadzenia możliwości okresowego przerywania dostaw na żądanie odbiorcy („interruptibility clause”) bez sankcji finansowych,
- usunięciu z niego klauzuli dotyczącej zakazu re-eksportu gazu kupowanego w ramach tego kontraktu.

Renegocjacja kontraktu jamalskiego zgodnie z powyższymi wskazówkami powinna być działaniem priorytetowym Rządu i PGNiG. Jednocześnie należy też odsunąć w czasie (przynajmniej do momentu w którym znane będą wyniki renegocjacji kontraktu jamalskiego) dalsze rozmowy dotyczące zawarcia nowych kontraktów długoterminowych na import dużych ilości gazu z innych krajów.

Jest to tym bardziej istotne w przypadku gdyby nowe kontrakty miały posiadać wysoki poziom minimalnego odbioru („take-or-pay”), zawierać klauzulę o zakazie re-eksportu lub nie dawać odbiorcy opcji okresowego przerywania dostaw bez konsekwencji finansowych. W przypadku jakichkolwiek wahań w dostawach już zakontraktowanego gazu z Rosji lub nieoczekiwanego wzrostu zapotrzebowania (np. w sezonie zimowym) Polska może posiłkować się dostawami krótkoterminowymi („spot delivery contracts”) na bazie umów zakupu takiego gazu zawieranych w centrach handlu gazem funkcjonujących w Zachodniej Europie. Kontraktowym punktem dostaw tak zakupionego gazu mogłaby być zarówno granica polsko-niemiecka (dostawca miałby obowiązek przesyłu gazu do polskiej granicy) lub też centrum handlu (jak np. Emden czy Zeebrugge) gdzie strona kupująca (PGNiG lub inny polski importer np. spółka obrotu) miałaby obowiązek wynegocjowania przesyłu do granicy. To oczywiście wymaga pilnych decyzji co do dalszej rozbudowy połączeń pomiędzy naszym systemem przesyłowym a systemami krajów sąsiadujących, w tym w szczególności z Niemcami.

Dywersyfikacja importu gazu i pewność dostaw

Niemożliwe jest zdywersyfikowanie dostaw gazu bez poniesienia dodatkowych kosztów, szczególnie przy takim poziomie dominacji dostaw z jednego kraju jaki stwarza istniejący kontrakt jamalski, z jednej strony, a z drugiej strony przy umiarkowanej dynamice wzrostu zapotrzebowania, która ogranicza wolumen zużycia gazu do pokrycia przez nowe kontrakty. Tym wnikliwiej powinny być zatem przeanalizowane takie kwestie jak konieczny docelowy poziom dywersyfikacji dostaw i ścieżka jego osiągnięcia w kolejnych latach oraz sposób zapewnienia dostaw z innych krajów. Analiza ta musi wskazać taki sposób dywersyfikacji, który nie spowoduje powstania znaczącego nadmiaru gazu na krajowym rynku, zwłaszcza pochodzącego z długoterminowych kontraktów „take-or-pay” nie dających prawa do re-eksportu. W innym przypadku nieuchronnie doprowadzi to do znacznego podniesienia cen dla krajowych odbiorców gazu, a przez to do obniżenia konkurencyjności polskiego przemysłu i całej gospodarki.

Polska staje się w coraz większym stopniu krajem tranzytowym dla gazu rosyjskiego (a w przyszłości może także dla dostaw z Norwegii czy W. Brytanii), a nie jedynie końcowym odbiorcą gazu, co istotnie zwiększa pewność jego dostaw. Budowa nowej nitki gazociągu Rosja – Europa Zachodnia i zwiększenie przesyłu gazu rosyjskiego przez nasze terytorium do 70 – 100 mld m³ gazu jest już w znacznym stopniu przesądzone. Ponadto niezbędne i nieuniknione jest połączenie polskiego systemu przesyłowego z systemem gazowym UE poprzez systemy niemieckie, które zapewni dostęp do już istniejącego w UE rynku fizycznych i finansowych kontraktów krótko- i średnioterminowych.

Plany takiej rozbudowy międzynarodowych połączeń międzysystemowych gazu na wschodzie, południu i w szczególności na zachodzie Polski pozwalają obecnie na dokładniejszą i bardziej wyważoną ocenę optymalnego udziału kontraktów długoterminowych, a także średnio- i krótkoterminowych (w tym zakupu gazu z importu w dostawach „spot”), w bezpośrednich dostawach gazu z importu i stopnia dywersyfikacji takich dostaw zapewniającego bezpieczeństwo energetyczne kraju. Tylko ich wykonanie stworzy możliwość najbardziej elastycznego co do ilości, zdywersyfikowanego co do kierunków dostaw i najtańszego sposobu zaspokojenia krajowego zapotrzebowania na gaz. Natomiast **ograniczenie się na tym etapie jedynie do zawarcia kolejnych długoterminowych, sztywnych kontraktów na bezpośrednią dostawę gazu z innych źródeł, jak proponowane umowy z Danią czy Norwegią, nie zapewni nawet niezbędnego minimalnego poziomu elastyczności takich dostaw – koniecznego z uwagi na dużą niepewność co do wielkości przyszłego zapotrzebowania na gaz.** Kontrakty długoterminowe są zdecydowanie najdroższym sposobem jego zaspokojenia, a na to polskiej gospodarki nie stać, ani obecnie ani do roku 2010. Rozwiązanie umożliwiające zakup z różnych kierunków na bazie różnych typów umów, i od wielu dostawców pozwala także uzyskać dobrą pozycję negocjacyjną wobec sprzedawców gazu, a ponadto wspomaga planowaną liberalizację sektora gazu i powstanie konkurencyjnego rynku gazu w Polsce.

Na koniec należałoby również zastanowić się nad wprowadzeniem modyfikacji do aktualnego Rozporządzenia o Dywersyfikacji Importu, gdyż aktualne zapisy tego Rozporządzenia (interpretowane dosłownie) wymagają zakupu dodatkowych ilości gazu np. z Rosji przez importera, który zawarł umowę na dostawy gazu np. z Norwegii, w celu dotrzymania obowiązku odpowiednich proporcji co do źródeł importu.

Liberalizacja rynku i wejście Polski do UE

Planowane na lata 2003 – 2005 wejście Polski do UE oznacza, między innymi, obowiązek wypełnienia postanowień Europejskiej Dyrektywy Gazowej, w tym przepisów dotyczących liberalizacji rynku i dostępu do sieci przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego (TPA). Jeśli kontrakty „take-or-pay”, bez prawa do re-eksportu lub odsprzedaży gazu i z wysokim poziomem zobowiązań odbioru będą zdecydowanie dominować na rynku, to praktycznie uniemożliwią one jakąkolwiek liberalizację rynku gazu w Polsce i spełnie-

nie wymagań Dyrektywy. Właścicielowi tych kontraktów (PGNiG) opłaca się zatrzymać odbiorców za każdą cenę – ze względu na konieczność zapłaty za nieodebrany gaz, a następnie poszukać sposobów przeniesienia na nich kosztów powstałych w wyniku zobowiązań co do gwarancji minimalnego odbioru gazu z kontraktu „take-or-pay”. W praktyce doprowadzi to do powstania dużego nowego źródła tzw. „kosztów osieroconych”, a to może stanowić problem nie tylko dla Polski, ale i dla UE, ponieważ może być ona zmuszona do poniesienia części tych kosztów w okresie przystępowania Polski do UE.

W przedstawionej powyżej sytuacji, obowiązujące prawo tzw. „odbiorców uprawnionych” (zakupujących ponad 25 mln m³/rok, a od 1.01.2004 ponad 15 mln m³) do korzystania z usług przesyłowych nie gwarantuje w praktyce możliwości wyboru bardziej konkurencyjnego dostawcy gazu, a z drugiej strony rynek pozostaje całkowicie zamknięty dla innych dostawców zainteresowanych wejściem na rynek. Ponadto, PGNiG w swojej taryfie nadal nie stworzyło i nie podaje stawek dystansowych za przesył gazu, choć uprawnienia do korzystania z usług przesyłowych zostały przyznane uprawnionym odbiorcom z dniem 1 lipca 2000 r.

Korzyści jakich oczekują krajowi odbiorcy gazu w wyniku liberalizacji rynku i wprowadzenia rzeczywistej konkurencji pomiędzy dostawcami to nie tylko istotne obniżenie wydatków ponoszonych na zakup gazu, ale również dostępność różnych narzędzi zarządzania ryzykiem. W tym szczególnie istotnym stanie się dla nich możliwość zabezpieczenia się przed ryzykiem znacznego wzrostu ceny gazu, niekorzystnych zmian cen wytwarzanych przez nich towarów względem zmian cen gazu, ryzykiem pogodowym, czy też ryzykiem kursowym. Tylko dalsza, praktyczna liberalizacja rynku gazu umożliwi wprowadzenie tego typu narzędzi na rynek gazu w Polsce.

Jak wskazują doświadczenia innych krajów, droga do liberalizacji rynku nie jest łatwa i konieczne jest przewyższenie zdecydowanego oporu aktualnie dominujących na rynku dostawców. Samo opublikowanie i wejście w życie odpowiednich aktów prawnych, zgodnych z Europejską Dyrektywą Gazową, nie zapewni jeszcze rzeczywistej konkurencji. Podmioty dotychczas dominujące na rynku dysponują całą gamą skutecznych metod i sposobów, aby ten moment opóźnić, jeśli nie uniemożliwić na kilka lat, ze szkodą dla krajowych odbiorców gazu i całej gospodarki.

Oto przykłady najczęściej stosowanej taktyki, które mogą wystąpić także w Polsce, oraz przykłady sposobów przeciwdziałania tym taktykom:

(i) Odmowa Prawa Dostępu („TPA”)

Wyłączność w posiadaniu sieci przesyłowo-dystrybucyjnej, przy jednoczesnym prowadzeniu sprzedaży gazu, jest wykorzystywana w celu uniemożliwienia lub utrudnienia wejścia na rynek nowym dostawcom. W podobnym celu stosowana jest również odmowa prawa korzystania z pojemności magazynowych lub usług magazynowania gazu.

- Przeciwdziałanie: prawne i regulacyjne rozdzielanie działalności dostaw (sprzedaży końcowej) od przesyłu gazu, oraz wydzielenie działalności magazynowania. Stworzenie oddzielnych taryf (a nie jak dotychczas

grup taryfowych w ramach jednej taryfy) na działalność dostawy gazu, przesyłu gazu i magazynowania.

(ii) Zawieranie Kontraktów Długoterminowych

Często uzasadnia się, że w celu uzyskania długookresowej pewności dostaw, konieczne jest zawarcie długoterminowych kontraktów „take-or-pay”. Do tego celu wykorzystuje się również politycznie kreowane zalecenia dywersyfikacji dostaw. W przypadku osiągnięcia nadmiernej podaży gazu z tych kontraktów, otwarcie rynku zostaje znacznie opóźnione.

- Przeciwdziałanie: dynamiczna weryfikacja prognoz zapotrzebowania, otwarcie rynku na konkurencję czyli TPA dla importowanego gazu w ramach dywersyfikacji określonej aktem prawnym.

(iii) Nadmierne Wymagania i Warunki

Wymaga się na przykład godzinowego bilansowania, podczas gdy na już konkurencyjnych rynkach możliwe jest tylko bilansowanie miesięczne, lub co najwyżej dobowe.

- Przeciwdziałanie: określenie przez Regulatora maksymalnych wymagań i warunków jakich może żądać monopolista lub podmiot dominujący w umowach o przesył czy usługi bilansujące.

(iv) Niekompletne / Nieprecyzyjne Wymagania i Warunki

Niejednoznaczne lub niekompletne postanowienia aktów prawnych, dokumentów handlowych i umów ułatwiają zachowanie dotychczasowych pozycji i wykorzystanie przewagi podmiotu dominującego. Praktykowane jest zamieszczanie rzeczywiście istotnych warunków w aneksach nieudostępnianych publicznie.

- Przeciwdziałanie: wprowadzenie prawnego lub regulacyjnego wymogu publikowania wszystkich umów, taryf, itp., zawieranych lub stosowanych przez PGNiG w zakresie przesyłu, magazynowania i usług bilansujących.

(v) Ukryte Subsydiowanie Skrośne

Praktykowane pomiędzy usługami przesyłowymi, a usługami dostawy gazu, jak również pomiędzy dostawami dla odbiorców uprawnionych i takimi, którzy nie nabyli jeszcze prawa wyboru dostawcy.

- Przeciwdziałanie: prawne wydzielenie działalności i odpowiednia konstrukcja taryf.

Istotnym elementem promowania rozwoju konkurencji na rynku, przy jednoczesnym zabezpieczeniu opłacalności działania firm przesyłu (w tym tranzytu), magazynowania oraz dystrybucji gazu, jest odpowiednia konstrukcja taryfy dla każdego rodzaju takiej działalności.

I tak:

- dla taryfy przesyłowej i na magazynowanie – niezbędna jest maksymalizacja wielkości opłaty stałej przy jednoczesnym jej usztywnieniu (taryfa stała a nie maksymalna) tj. zakazie stosowania jakichkolwiek rabatów czy upustów,
- dla taryfy dystrybucyjnej (na dostawy gazu do odbiorców końcowych) – niezbędna jest minimaliza-

cja opłaty stałej oraz zlikwidowanie jakichkolwiek dodatkowych opłat (poza opłatą stałą), takich jak np. opłata przyłączeniowa, w celu zapewnienia maksymalnej przejrzystości opłaty za gaz w odróżnieniu od opłaty za jego dostarczenie.

Taka konstrukcja taryf przesyłowej i magazynowej (z maksymalną, sztywną opłatą stałą) oraz dystrybucyjnej (z minimalną opłatą stałą) uniemożliwi lub mocno ograniczy efekt skrośnego subsydiowania jeszcze na etapie braku rozdzielenia prawnego działalności przesyłowej od magazynowania i dystrybucji, a jednocześnie zapewni stabilizację i przewidywalność przychodów firm przesyłu gazu (w tym tranzytu), która jest niezbędna do pozyskania komercyjnego finansowania budowy rurociągów przesyłowych, zarówno tranzytowych jak i łącznikowych pomiędzy systemem przesyłowym Polski i krajów sąsiadujących.

Wymaga to oczywiście albo wprowadzenia zmian do aktualnego Rozporządzenia Taryfowego albo podjęcia odpowiedniej, praktycznej regulacji w tym zakresie w formie odpowiednich instrukcji co do sposobu, formy i procedury kalkulacji taryf i przedkładania wniosków taryfowych oddzielnych dla poszczególnych form w/w działalności.



Autor jest Prezesem Enron Polska Sp. z o.o.

DYWERSYFIKACJA DOSTAW CIEPŁA A ROZWÓJ ZRÓWNOWAŻONY

dr inż. Tomasz Mróz

1. Wprowadzenie

Zgodnie z wprowadzonym w 1998 roku Prawem energetycznym¹⁾ plany zaopatrzenia w energię są niezbędnym elementem planów zagospodarowania miast, wsi i stanowią dla samorządów miejskich (gminnych) podstawowe narzędzie prawidłowego rozwoju. Polityka kreowana przez Zarząd Miasta (Gminy) powinna być ukierunkowana na bezpieczne i tanie zaopatrywanie w energię, przy minimalizacji zużycia energii pierwotnej.

Dla każdej jednostki samorządowej – niezależnie od wielkości i stanu wyjściowego powinno się przyjmować następujące priorytety:

- uznanie gospodarki skojarzonej za istotny element polityki miasta/gminy,
- nadanie priorytetu zaopatrzeniu w gaz (przewodowy lub płynny) na obszarach nie objętych zasilaniem w ciepło scentralizowane,
- dążenie do utworzenia przedsiębiorstwa o strukturze poziomej o zasięgu: sieć ciepłownicza, sieć gazowa, wodociąg, kanalizacja, odpady,
- optymalne uzgodnienie inwestycji między poszczególnymi sektorami a Pracownią Urbanistyczną (planowanie rozwoju miasta i gminy),
- wdrożenie zasady least-cost-planning (planowanie po najniższych kosztach),
- przygotowanie oferty obejmującej pakiet rozwiązań dla odbiorców różnych typów w celu optymalizacji usług

energetycznych – rozwiązania pro-oszczędnościowe zmierzające do zmniejszenia zużycia energii pierwotnej,

- wspieranie rozwoju źródeł energii odnawialnej oraz maksymalne wykorzystanie istniejących źródeł energii odpadowej.

Realizacja powyższych zadań ma w konsekwencji doprowadzić do zrównoważonego rozwoju (sustainable development) miasta lub gminy, czyli zapewnienia w tych jednostkach trwałego strumienia dochodów przy jednoczesnym zapewnieniu pożądanej lub akceptowanej sprawiedliwości społecznej i zachowaniu zasobów antropogenicznych i przyrodniczych²⁾. W tym aspekcie w procesie gospodarowania energią konieczne jest wspieranie takich procesów, dla których poziom zużycia energii pierwotnej (nieodnawialnych zasobów paliw kopalnych) jest jak najmniejszy.

2. Miary stopnia realizacji rozwoju zrównoważonego

Najczęściej wykorzystywanymi kryteriami oceny stopnia realizacji zrównoważonego rozwoju w zakresie gospodarowania energią są:

- Kryterium zużycia energii pierwotnej odniesionej do ilości wyprodukowanego z niej ciepła K_{PHR} ,
 - Kryterium emisji dwutlenku węgla – K_{CO_2} .
- Obydwa kryteria należą do kategorii destymulant³⁾ czy kry-

1) Prawo energetyczne. Dz. U. Nr 54/1997.

2) Pęski W.: Zarządzanie rozwojem zrównoważonym miast; ARKADY, Warszawa, 1999.

3) Kamrat W.: Metodologia oceny efektywności inwestowania na lokalnych rynkach energii; Monografie Nr 5, Politechnika Gdańska, 1999.

Wykorzystanie entalpii strugi ścieków dla produkcji ciepła

Parametry termiczne strugi ścieków odprowadzanych z mechaniczno-biologicznych oczyszczalni ścieków, waha się w granicach od 10–12°C (okres zimowy) do 18–20°C (okres letni). Bezpośrednie wykorzystanie ciepła odpadowego przy tak niskiej temperaturze dla celów grzejnych jest niemożliwe. Proces powyższy może być realizowany przy zastosowaniu układu sprężarkowej pompy ciepła.

Przykładem prawidłowo funkcjonującego układu pompy ciepła wykorzystującej ścieki jako dolne źródło energii jest system ciepłowniczy Malmö (Szwecja), gdzie zastosowano układ pompy ciepła o łącznej mocy grzewczej ~17,0 MW, połączony z miejską siecią ciepłowniczą.

Opłacalność stosowania pomp ciepła zależy od używanego współczynnika sprawności grzewczej rozumianego jako stosunek efektu czyli wydajności grzewczej skraplacza do nakładu czyli mocy napędu sprężarki. Globalny potencjał energetyczny tkwiący w zastosowaniu pompy ciepła, może być obliczony z bilansu energii obejmującego strugę ścieków i układ sprężarkowy pompy ciepła. Wynikająca z bilansu energii zależność na całkowitą (nominalną) moc grzewczą pompy ciepła dana jest równaniem (4):

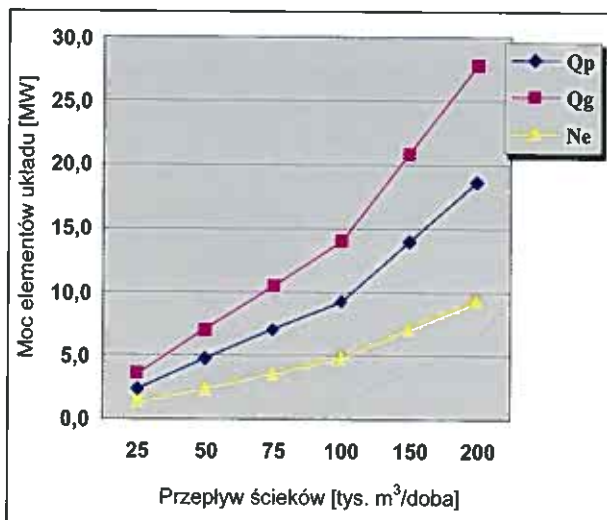
$$\dot{Q}_g = \frac{\varepsilon_g}{\varepsilon_g - 1} \cdot \dot{Q}_p \quad (4)$$

gdzie:

\dot{Q}_g – moc grzewcza pompy ciepła, kW.

ε_g – efektywność pompy ciepła definiowana jest jako stosunek mocy grzewczej pompy do mocy napędowej silnika sprężarki,

\dot{Q}_p – moc cieplna dolnego źródła ciepła – zmiana strumienia entalpii strugi ścieków płynących przez parowacz, kW.



Rys. 4. Zmienność mocy cieplnej pompy grzewczej wykorzystującej strugę oczyszczanych ścieków jako dolne źródło ciepła

Na rysunku 4 przedstawiono zmienność mocy grzewczej pompy ciepła w funkcji zmian przepływu strugi ścieków, przyjmując schłodzenie strugi ścieków (dla minimalnej ich temperatury) od 10 do 8°C oraz współczynnik efektywności pompy ciepła 2,5.

4. Aspekty ekonomiczne dywersyfikacji dostaw ciepła

W gospodarce rynkowej podstawowym narzędziem kwantyfikującym różne warianty rozwoju systemów zaopatrzenia w ciepło jest rachunek ekonomiczny. Z punktu widzenia odbiorcy ciepła podstawowym wskaźnikiem ekonomicznym są przewidywane koszty całkowite eksploatacji danego wariantu zaopatrzenia w ciepło. Koszty powyższe mogą być wyznaczone z zależności (5):

$$K_{c,p} = \sum_{i=1}^n \frac{k_{st,i} (1 + i_{inf,i})^i}{(1 + R)^i} + \sum_{i=1}^n \frac{k_{zm,i} (1 + i_{inf,i})^i}{(1 + R)^i} \quad (5)$$

gdzie:

- $k_{zm,i}$ – wartość kosztów zmiennych eksploatacji układu w i-tym roku obliczeniowym związanych z zakupem różnych form energii, tys. PLN,
- $k_{st,i}$ – wartość kosztów stałych eksploatacji układu w i-tym roku obliczeniowym uwzględniająca spłatę odsetek od zaciągniętego kredytu, tys. PLN,
- $K_{c,p}$ – wartość przyszła kosztu całkowitego, obliczonego dla całego okresu eksploatacji, tys. PLN,
- n – liczba lat, obejmująca cały okres obliczeniowy,
- R – stopa dyskonta,
- $i_{inf,i}$ – wskaźnik inflacji w roku obliczeniowym i .

Odbiorca ciepła wybierze w konsekwencji ten wariant systemu zaopatrzenia w ciepło, dla którego koszty całkowite eksploatacji układu są najniższe. W warunkach niestabilnej, nie w pełni rynkowej gospodarki, potencjalna zmienność cen energii może jednak w znacznym stopniu utrudnić podjęcie optymalnego wyboru.

W przypadku podmiotów gospodarczych zajmujących się produkcją bądź dystrybucją ciepła rachunek ekonomiczny obejmuje zazwyczaj wyznaczenie wskaźników efektywności ekonomicznej inwestycji – na przykład wskaźnika wartości bieżącej netto (NPV), opisanego równaniem (6):

$$NPV_i = \sum_{t=1}^n \frac{CF_{t,i}}{(1 + R)^t} - I_{0,i} \quad (6)$$

gdzie:

- NPV_i – wartość bieżąca netto dla i-tego projektu, tys. zł,
- $CF_{t,i}$ – przepływ środków finansowych związanych z i-tym projektem w roku t , tys. zł,
- n – liczba lat objętych analizą ekonomiczną,
- R – stopa dyskonta w okresie obliczeniowym,
- $I_{0,i}$ – wartość początkowa inwestycji dla i-tego projektu, tys. zł.

Analizowany wariant sposobu zaopatrzenia w ciepło jest efektywny ekonomicznie, gdy wartość bieżąca netto wyznaczona z równania (6) ma wartość wyższą od 0. Niestabilność gospodarki w zakresie rynku energii może i w tym wypadku zakłócić uzyskanie obiektywnej informacji o rentowności poszczególnych projektów.

W krajach rozwiniętych cena paliw i energii poza sytuacją rynkową silnie zależy od polityki państwa kreującego wysokość dodatkowych podatków związanych:

- ze sposobem wykorzystania danego paliwa – podatek energetyczny,

- z poziomem emisji dwutlenku siarki spowodowanej wykorzystaniem danej formy energii,
- z poziomem emisji dwutlenku węgla spowodowanej wykorzystaniem danej formy energii.

Wyżej wymienione podatki wpływając na rachunek ekonomiczny po stronie kosztów są czynnikami stymulującymi zrównoważony rozwój rynku energii.

Brak takich regulacji w naszym kraju powoduje, iż większość projektów związanych z realizacją dywersyfikacji dostaw ciepła zwłaszcza ze źródeł wykorzystujących paliwa odnawialne, nie wytrzymuje w warunkach polskiej gospodarki rachunku ekonomicznego. W konsekwencji obserwowana od ponad dziesięciu lat restrukturyzacja rynku energii opiera się na wprowadzaniu prostych technologii spalania paliw „mniej uciążliwych ekologicznie”.

Istniejące uwarunkowania ekonomiczne powodują, iż większość projektów związanych z realizacją rozwoju zrównoważonego w zakresie gospodarowania energią nie spełnia oczekiwań inwestorów w zakresie przewidywanego czasu oraz stopy zwrotu. Stąd konieczne są również

działania regulacyjne dotyczące kształtowania podatków związanych z wykorzystywaniem paliw pierwotnych, podatków odnoszących się do: kryterium wykorzystania energii pierwotnej, kryterium emisji dwutlenku węgla oraz emisji dwutlenku siarki. Tego typu podatki funkcjonują już w rozwiniętych krajach Europy Zachodniej, co znajduje swoje odbicie w kierunkach rozwoju i modernizacji tamtejszych systemów ciepłowniczych.



Autor jest adiunktem w Zakładzie Ogrzewnictwa, Klimatyzacji i Ochrony Powietrza Politechniki Poznańskiej

PRYWATYZACJA SEKTORA ELEKTROENERGETYKI W ŚWIETLE BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO W WARUNKACH RYNKOWYCH

dr Mirosław Duda

Proces prywatyzacji przedsiębiorstw energetycznych jest nadal przedmiotem dyskusji zarówno w sektorze energetycznym, w środowisku inwestorów, jak i organów rządowych. Impuls do podjęcia nowej dyskusji nadała ankieta podsekretarza stanu w ministerstwie Skarbu Państwa, prof. Mariana Milka, która została rozesłana do wielu osób działających w energetyce. Na kanwie tej dyskusji warto wrócić do niektórych problemów prywatyzacji w świetle wdrażanego rynku konkurencyjnego energii elektrycznej oraz regulacji działalności monopolistycznych. W niniejszym artykule przedstawiono niektóre z zagadnień, które powinny być wzięte pod uwagę w procesie prywatyzacji przedsiębiorstw elektroenergetyki.

Bezpieczeństwo energetyczne państwa w okresie rynkowej transformacji gospodarki

Prywatna własność w sektorach infrastrukturalnych ma swoje ugruntowane miejsce w świecie. Charakteryzuje się jednak pewną specyfiką, którą nie zawsze się dostrzega w krajach będących w transformacji ustrojowej.

Otóż im większy udział kapitału prywatnego w infrastrukturze państwa, tym sprawniejszy musi być system regulacji prawnej i administracyjnej, zarówno w dziedzinie stanowienia prawa, jak i jego egzekwowania. W odniesieniu do przedsiębiorstw prywatnych nie ma bowiem możliwości oddziaływania właścicielskiego, co w przypadku przedsiębiorstw będących własnością państwową, jest powszechnie stosowane jako swoista metoda „doregulowania” działalności przedsiębiorstw. W warunkach polskich owa metoda jest szczególnie często wykorzystywana, gdyż regulacja prawna, zwłaszcza w okresie transformacji, nie obejmuje wypaczeń wynikających z perturbacji tego okresu.

Reforma rynkowa, w tym i prywatyzacja przedsiębiorstw, w polskiej elektroenergetyce powinna przebiegać zgodnie z założeniami polityki energetycznej, sformułowanymi w 1995 r. i znowelizowanymi w 2000 r. Warto przypomnieć, że głównym celem tej reformy jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego państwa sformułowanego w założeniach z 1995 r. jako: (1) **bezpieczeństwo dostaw energii**; (2) **uzasadnione społecznie ceny ener-**

gii¹⁾; (3) **minimalne szkody dla środowiska** – wszystko w ryinkowych warunkach działania sektora energetycznego.

Powyższe elementy bezpieczeństwa powinny być traktowane jako nierozłączne chociaż, jak to się okazało w Kalifornii, zapewnienie dostaw energii powinno mieć naturalny priorytet, gdyż warunkuje efektywne działania rynku konkurencyjnego i skuteczność regulacji działalności monopolistycznych. Spełnienie wymogów ekologicznych jest warunkiem zewnętrznym dla działania rynku konkurencyjnego aczkolwiek istnieją w świecie tendencje do włączania kryteriów ekologicznych w struktury rynkowe, co prowadzi do komplikacji mechanizmów rynkowych i obniża efektywność konkurencji, jeśli owe kryteria nie są przełożone na instrumenty finansowe. To ważne zagadnienie wymaga szczegółowych analiz, aby określić rozsądny zakres uwzględniania ekologii w rynku energii. Nie jest ono przedmiotem niniejszego artykułu.

Ocenia się, że w obecnych warunkach, aby uzyskać poziom ekonomiczny przy istniejącej efektywności przedsiębiorstw niezbędny byłby jeszcze wzrost średnich cen jednoskładnikowych²⁾ energii elektrycznej dla odbiorców bytowo – komunalnych o ok. 18%, natomiast ceny dla odbiorców przemysłowych powinny ulec obniżeniu średnio o ok. 15%. W wyniku działania mechanizmów regulacji przedsiębiorstw energetycznych i prawidłowo działającego rynku konkurencyjnego energii elektrycznej można się spodziewać zwiększenia efektywności działalności przedsiębiorstw energetycznych, co powinno skutkować dalszym zmniejszeniem różnicy pomiędzy rzeczywistym a ekonomicznym poziomem cen bez konieczności ich dużego wzrostu.

Minister Gospodarki w swoim rozporządzeniu taryfowym wydanym w porozumieniu z Ministrem Finansów określił dopuszczalne tempo realnego³⁾ wzrostu średnich cen jednoskładnikowych energii elektrycznej dla odbiorców subsydiowanych na poziomie 3% rocznie. Pośrednio przepisy te określają również dopuszczalne tempo wzrostu cen dla odbiorców przemysłowych, gdyż to samo rozporządzenie zabrania powiększania subsydiowania poprzez nakazanie sporządzania taryf przy zachowaniu warunku eliminowania subsydiowania skrósnego, co oznacza co najmniej nie powiększania tego subsydiowania. Tempo realnego wzrostu cen jednoskładnikowych w ciągu najbliższych kilku lat nie może więc być wyższe od 3% dla odbiorców finalnych energii elektrycznej. To ograniczenie obowiązuje w regulacji taryf dla energii elektrycznej, którą wykonuje Prezes URE.

1) Zupełnie niezrozumiałe jest zastąpienie w założeniach polityki energetycznej Polski do 2020 roku wymagania, dotyczącego uzasadnionych społecznie cen energii przez wymóg „zapewnienia konkurencyjności polskich przedsiębiorstw”, co usunęło z założeń aspekt ochrony interesów odbiorców paliw i energii, niezwykle ważny w okresie transformacji gospodarki narodowej, kiedy poziom i struktura cen dla poszczególnych grup odbiorców nadal odbiega od poziomu i struktury kosztów przez nie powodowanych. Na szczęście nie zmieniono w ślad za tym stosownych przepisów ustawy – Prawo energetyczne, nakazujących w praktyce regulacyjnej równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców.

2) Cena jednoskładnikowa jest to średnia wartość ilorazu płatności i zużycia energii elektrycznej przez odbiorcę.

3) Liczonego od średniorocznej stopy inflacji z poprzedniego roku.

Powyższe warunki transformacyjne powinny być brane pod uwagę w procesie prywatyzacji, zarówno przez Skarb Państwa, jak i przez inwestorów strategicznych.

Struktura organizacyjna przedsiębiorstw wytwórczych

Dokonane na początku reformy rozdrobnienie przedsiębiorstw energetycznych zagraża bezpieczeństwu dostaw energii elektrycznej po pełnym uruchomieniu rynku konkurencyjnego i wygaśnięciu kontraktów długoterminowych zawartych z PSE S.A., gdyż może doprowadzić do upadku tych przedsiębiorstw, które z racji historycznego rozwoju, położenia geograficznego lub zrealizowanych inwestycji ekologicznych mają wyższe koszty wytwarzania energii. Przedsiębiorstwa będące własnością Skarbu Państwa powinny wejść na rynek z podobnymi szansami. Jednym ze sposobów wyrównania tych szans, obok Systemu Opłat Kompensacyjnych, powinna być konsolidacja przedsiębiorstw w zakresie, który nie zniekształcałby mechanizmów konkurencyjnych na rynku krajowym a następnie europejskim.

Konsolidacja powinna dotyczyć przede wszystkim przedsiębiorstw, które uczestniczą lub mają uczestniczyć w rynku konkurencyjnym energii elektrycznej, a więc przedsiębiorstw wytwórczych. Nie dotyczy to w takim stopniu przedsiębiorstw zajmujących się wyłącznie obrotem energią elektryczną, gdyż na ogół owe przedsiębiorstwa te nie ryzykują utraty dużego majątku własnego. Poza tym są one w większości przedsiębiorstwami prywatnymi i nie ma to związku z procesem prywatyzacji.

W kształtowaniu procesu konsolidacji przedsiębiorstw wytwórczych mamy do czynienia z wyborem pomiędzy zagrożeniem praktykami monopolistycznymi na rynku krajowym a konkurencyjnością na rynku europejskim. Powodzenie na rynku europejskim wymaga, aby powstawały duże firmy, zdolne do konkurencji z takimi przedsiębiorstwami jak Tractebel, RWE Energie, EOn, EnBW, i Vattenfall, nie mówiąc o EdF, które jest gigantem energetycznym w Europie. Z tego tylko względu w procesie konsolidacji przedsiębiorstw wytwórczych w Polsce należałoby dążyć do stworzenia maksymalnie dużych przedsiębiorstw. Istnieje jednak wymóg, aby struktura przedsiębiorstw wytwórczych w kraju umożliwiała poprawne działanie przewidywanego rynku konkurencyjnego energii elektrycznej w skali naszego kraju, a więc w skali krajowej mocy zainstalowanej.

Wymaganie poprawności działania krajowego rynku konkurencyjnego energii elektrycznej nakłada ograniczenia na wielkość przedsiębiorstw wytwórczych tworzonych w procesie konsolidacji. Powinno obowiązywać tutaj powszechnie stosowane w świecie kryterium Herfindhala – Hirschmana, mówiące o tym, że suma kwadratów procentowych udziałów w rynku wszystkich jego uczestników nie powinna przekraczać 2500. Wynika z niego, że w kraju nie powinno powstać mniej niż cztery przedsiębiorstwa posiadające średnio po jednej czwartej rynku energii.

Odrębnym problemem jest struktura elektrowni w skonsolidowanych przedsiębiorstwach. Nie jest celowe łączenie elektrowni o tych samych systemowych charakterystykach technicznych i ekonomicznych, a więc np. elektrowni o po-

dobnym poziomie kosztów zmiennych (np. opalanych tylko węglem brunatnym lub elektrowni o niskich kosztach transportu paliwa związanych z odległością od centrum wydobyczego węgla kamiennego), gdyż skonsolidowane przedsiębiorstwa powinny charakteryzować się podobnymi szansami na rynku konkurencyjnym możliwie w całym zakresie obciążenia systemu.

Dość często formuluje się zarzut, że łączenie przedsiębiorstw efektywnych z mniej efektywnymi jest swoistą polityką ochrony mało efektywnych technologii, które dawno powinny ulec likwidacji, i że jest to działanie wbrew interesom odbiorców energii elektrycznej. Należy tutaj odróżnić jednak likwidację przestarzałych jednostek wytwórczych od likwidowania przedsiębiorstw wytwórczych. Proces likwidowania przestarzałych jednostek wytwórczych będzie następował w wyniku konkurencji również w przedsiębiorstwach skonsolidowanych, w których takie urządzenia są jeszcze w eksploatacji, a nie będzie dochodzić do likwidacji przedsiębiorstw i poważnych perturbacji z tym związanych, zwłaszcza związanych z utratą lokalizacji i infrastruktury technicznej.

Uzyskanie prawidłowej struktury przedsiębiorstw wytwarzania na rynku konkurencyjnym energii elektrycznej wymaga aktywnej roli państwa i to na etapie przed prywatyzacją. Można do tego celu wykorzystać uprawnienia właścicielskie państwa, podczas gdy w procesie jednoczesnej konsolidacji i prywatyzacji zawsze należy się liczyć z wpływem potencjalnych inwestorów, których cele różnią się od celów polityki energetycznej Polski. Poza tym już skonsolidowane przedsiębiorstwa stanowią wyższą wartość w procesie prywatyzacji i Skarb Państwa może uzyskać większe wpływy z tytułu ich prywatyzacji. Należy podkreślić, że koszty procesu prywatyzacji skonsolidowanych przedsiębiorstw mogą być istotnie niższe dzięki mniejszej liczbie ekspertów prywatyzacyjnych i mniejszemu zakresowi negocjacji prywatyzacyjnych.

W procesie konsolidacji przedsiębiorstw działających na rynku konkurencyjnym nie ma ograniczeń strukturalnych co do pionowej integracji działalności, jeśli owe działalności mają charakter rynkowy. Nie ma więc przeciwwskazań do łączenia się przedsiębiorstw wytwórczych energii elektrycznej z przedsiębiorstwami wydobywczymi węgla, jeśli ceny węgla ustalone są na prawidłowo działającym rynku konkurencyjnych. Nieprawidłowe działanie rynku powinno być przedmiotem działań organu antymonopolowego. Nie ma również przeciwwskazań do łączenia konkurencyjnych działalności różnego charakteru, w tym również pozaenergetycznych. Łączenie działalności rynkowej z działalnością podlegającą regulacji jest możliwe pod warunkiem zapewnienia nie subsydiowania działalności rynkowej przez regulowaną. Powinien obowiązywać tzw. „chiński mur” na styku tych działalności.

Struktura przedsiębiorstw sieciowych

Wymagania dotyczące konsolidacji przedsiębiorstw działających na rynku konkurencyjnym nie dotyczą przedsiębiorstw, które z charakteru swojej działalności są monopolistami i podlegają regulacji a nie bezpośrednio mechani-

zmom rynku konkurencyjnego. Nie dotyczą więc przedsiębiorstw sieciowych, w konsolidacji których powinny być brane pod uwagę inne kryteria. Podstawowym powinno być tutaj kryterium wynikające z tzw. efektu skali. Łączeniu organizacyjnemu powinny podlegać przedsiębiorstwa dystrybucyjne położone sąsiadko. Tylko wtedy bowiem można wykorzystać efekt skali w optymalizacji kosztów eksploatacji i remontów oraz obsługi odbiorców. Drugim kryterium powinna być możliwość uzyskania zbliżonego poziomu jednostkowych kosztów własnych działalności sieciowej, aby zmniejszyć zróżnicowanie jednoskładnikowych cen energii dla odbiorców. To kryterium dotyczy raczej zakresu konsolidowanych przedsiębiorstw i nie ma charakteru bezwzględniego, jeśli dopuszcza się terytorialne różnice w cenach energii elektrycznej. Zawsze jednak zbyt duże różnice cen energii elektrycznej mają negatywny wydzźwięk społeczny i zwykle występują tendencje do regionalnego wyrównywania cen. Jest to oczywiście problem decyzji politycznych, które znajdują swoje odbicie w regulacjach prawnych. W Hiszpanii, gdzie wprowadzono konkurencyjny rynek energii elektrycznej, przyjęto rozwiązanie, w którym ceny dla określonych grup odbiorców są jednolite w kraju. Doprowadziło to bardzo skomplikowanej struktury rynku konkurencyjnego z mechanizmami kompensacji różnic w kosztach działalności sieciowej zawartymi w sposobie ustalania stawek opłat węzłowych za usługi przesyłowe.

W procesie konsolidacji przedsiębiorstw będących monopolami naturalnymi nie wyklucza się również integrowania pionowego i poziomego z innymi rodzajami działalności. Warunek ten sam – „chiński mur” pomiędzy działalnością regulowaną a rynkową. Przedsiębiorstwa sieciowe, które muszą obsługiwać handlowo swoich odbiorców taryfowych⁴⁾ mogą więc być łączone z przedsiębiorstwami wytwórczymi, jeśli zapewni się regulację kosztów lub rynkowe warunki działania wytwarzania, a więc koszty wytwarzania będą kształtowane według cen regulowanych lub rynkowych. Warunki rynkowe oznaczają, że wytwarzanie w takim przedsiębiorstwie będzie włączone do rynku konkurencyjnego i energia będzie w całości kupowana na rynku. Ten sposób został wykorzystany przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne w Anglii i Walii, które dokonały zakupu elektrowni w ramach procesu „odchudzenia” rynkowych gigantów wytwórczych PowerGen i National Power.

Restrykcje konsolidacyjne powinny być zastosowane do przedsiębiorstwa sieciowego będącego operatorem systemu przesyłowego. W zasadzie takie przedsiębiorstwo nie powinno prowadzić innej działalności, która może powodować praktyki dyskryminacyjne (np. wytwarzanie nie służące do celów zapewnienia stabilności systemu lub wymaganej jakości dostaw). W przypadku prowadzenia również działalności pozaenergetycznej, czego w zasadzie nie można całkowicie wykluczyć, „chiński mur” powinien być szczególnie szczelny i kontrolowany przez organ regulacji. Dotyczy to zwłaszcza wykorzystywania majątku sieciowego do działalności telekomunikacyjnej. Potrzebne jest nie

4) Odbiorca taryfowy – odbiorca nie upoważniony do korzystania z usług przesyłowych lub odbiorca upoważniony, który z tych usług nie chce korzystać.

tylko rozdzielenie księgowości lecz również odpowiednia alokacja przepływów finansowych. Beneficjentami zysków z działalności telekomunikacyjnej powinni być również odbiorcy usług przesyłowych energii elektrycznej, a nie tylko właściciel majątku sieciowego.

Warto zwrócić uwagę również na sam zakres konsolidacji, czy tylko kapitałowa czy również organizacyjna. W przypadku konsolidacji tylko kapitałowej nie zawsze można uzyskać w pełni „efekt skali”, ponieważ w tak skonsolidowanej organizacji pozostaną tendencje do obrony kosztów poszczególnych jednostek i niechęć do podporządkowywania się poleceniom władz nadrzędnych racjonalizującym działanie całej firmy. Z drugiej strony pewna samodzielność jednostek organizacyjnych może wyzwalać impulsy do wewnętrznej konkurencji. Wybór zakresu konsolidacji, zwłaszcza w perspektywie prywatyzacji, jest zagadnieniem wymagającym optymalizacji wewnętrznej, która ma mniejsze znaczenie dla istoty konsolidacji natomiast ma duże znaczenie dla efektywności działania skonsolidowanych przedsiębiorstw.

Prywatyzacja PSE S.A.

Na całym procesie prywatyzacji zarówno przedsiębiorstw wytwórczych, jak i dystrybucyjnych odbija się negatywnie brak wyraźnej koncepcji prywatyzacji PSE. Jest to związane ze szczególną rolą PSE jako operatora systemu przesyłowego i rynku bilansującego oraz kontrahenta w kontraktach długoterminowych zawartych z przedsiębiorstwami wytwórczymi.

W decyzjach prywatyzacyjnych PSE S.A. należałoby uwzględnić szczególną rolę PSE S.A. jako operatora systemu przesyłowego, odpowiedzialnego za utrzymanie, prawidłową eksploatację i rozwój sieci przesyłowej oraz prawidłowo działającą dyspozycję mocy. Zgodnie z prawem energetycznym PSE S.A. jest także odpowiedzialne za budowę lub rozbudowę źródeł energii elektrycznej, jeśli w swoich planach rozwoju stwierdzi, że wystąpi niedobór mocy w źródłach rynkowych. Operator systemu przesyłowego zawsze w jakimś sensie pozostanie „regulatorem technicznym” przedsiębiorstw działających w krajowym systemie elektroenergetycznym. Owa regulacja techniczna wpływa często na warunki ekonomiczne działania przedsiębiorstw w systemie, co można zmniejszyć wdrażając przejrzyste i nie dyskryminacyjne regulaminy działania operatora systemu w dziedzinie dyspozycji mocy i usług systemowych a także rynku bilansującego. Zbyt duża uznaniowość regulacji technicznej może prowadzić do praktyk dyskryminacyjnych.

Wydaje się, że potrzebne jest tutaj wyraźne stanowisko rządu, co do zakresu utrzymywania bezpośredniego wpływu właścicielskiego państwa na działalność tego przedsiębiorstwa. Powinna być rozważona koncepcja objęcia akcji PSE przez głównych użytkowników sieci przesyłowej, a więc

przez spółki dystrybucyjne i wytwórców z możliwością pozostawienia „złotej akcji” Skarbowi Państwa. Nie do zaakceptowania jednak jest rola tego przedsiębiorstwa jako zaplecza finansowego dla rządzących ugrupowań politycznych.

Sposób prywatyzacji

W dotychczasowej prywatyzacji przedsiębiorstw energetycznych zauważa się brak wyraźnej koncepcji tego procesu. Dotyczy to wielu zagadnień, w szczególności wyboru sposobu i ścieżki prywatyzacyjnej. Wydaje się, że względów bezpieczeństwa energetycznego, oczekiwanych efektów w postaci zwiększonej efektywności, sposób prywatyzacji powinien być inny dla przedsiębiorstw działających na rynku konkurencyjnym i przedsiębiorstw regulowanych. Z dotychczasowych doświadczeń prywatyzacyjnych wynika, że **prywatyzacja z udziałem inwestorów strategicznych powinna dotyczyć przede wszystkim przedsiębiorstw wytwórczych mających działać na rynku konkurencyjnym, a w przypadku przedsiębiorstw dystrybucyjnych powinna być stosowana wyjątkowo**. W przypadku spółek dystrybucyjnych powinna być stosowana raczej sprzedaż inwestorom rozproszonym w ofercie publicznej, w tym funduszom emerytalnym i organom samorządowym. Można wtedy uniknąć niebezpieczeństwa oddziaływania silnego inwestora na regulatora poprzez zorganizowany lobbying na forum politycznym oraz związków kapitałowych pomiędzy przedsiębiorstwami regulowanymi a konkurencyjnymi, które wypaczają poprawne działanie regulacji.

* * *

Prywatyzacja przedsiębiorstw energetycznych jest częścią ogólnego procesu przekształceń rynkowych naszej gospodarki. Dotyczy sektora infrastrukturalnego, a więc mającego wpływ na całe społeczeństwo. Zrozumiałe względów bezpieczeństwa energetycznego nie powinny jednak być wykorzystywane jako usprawiedliwienie dla pozostawiania właścicielskiego wpływu państwa tam, gdzie to nie jest wymagane lub tam, gdzie może powodować nadmierny protekcjonizm państwa i zagrożenie interesów odbiorców. Z drugiej strony należałoby wreszcie doprowadzić, aby właściciel państwowy zaczął działać w sposób komercyjny otrzymując należne wpływy z zaangażowanego kapitału.



Autor jest doradcą Prezesa URE

SŁOWNIK REGULACJI I REGULATORA

Koszty utracone – są to takie koszty, które powstały w wyniku decyzji podjętych w przeszłości, a nie mogą zostać zmienione decyzjami przyszłymi. Koszty te, z uwagi na ich powstanie w przeszłości są równocześnie kosztami nieistotnymi, czyli nie mają żadnego wpływu na podejmowanie decyzji i wybór przyszłych działań. Przykładem kosztu utraconego są wydatki na inwestycję, która jeszcze przed jej zakończeniem została uznana za niecelową.

(B.T.)

Koszty osierocone (stranded costs) – koszty inwestycji i zobowiązań poniesione wyłącznie w przeszłości (koszty historyczne), które nie zostały jeszcze odzyskane przez inwestorów ze sprzedaży energii elektrycznej i innych usług i nie będą możliwe do odzyskania na rynku konkurencyjnym. Graniczną datą ich poniesienia jest z reguły data wprowadzenia czy też uwolnienia rynku energii.

Prawidłowe oszacowanie kosztów osieroconych przed datą uwolnienia rynku jest niezwykle trudne ze względu na konieczność wykonania prognozy cen energii na konkurencyjnym rynku w okresie spłaty zaciągniętych zobowiązań inwestycyjnych danego przedsiębiorstwa.

Koszty osierocone mogą być wyliczane jako różnica pomiędzy wartością księgową majątku trwałego przedsiębiorstwa wytwórczego a jego wartością rynkową z uwzględnieniem wolumenu sprzedaży, cen paliw, rynkowych cen energii w okresie działalności. Dla prawidłowego określenia końcowej wartości kosztów osieroconych należy dokonywać okresowych przeszacowań pierwotnie wyznaczonych kosztów, tak by ich wielkość korespondowała z rozwojem rynku i poziomem cen energii elektrycznej. Przyjęta wielkość kosztów osieroconych uznanych przez regulatora do zwrotu przedsiębiorstwu wpływa na wysokość opłat kompensacyjnych zabezpieczających przychody przedsiębiorstwa dostosowującego się do warunków rynkowych.

Do kategorii kosztów osieroconych zaliczyć można koszty związane z:

- przeinwestowanymi aktywami przedsiębiorstw wytwórczych (elektrowni i elektrociepłowni), które nie zostały jeszcze spłacone ze środków pochodzących ze sprzedaży energii i których koszt produkcji przekracza cenę rynkową,
- zobowiązaniami z tytułu kontraktów na dostawę mocy i energii zawartych po cenach, które były za wysokie na dzień podpisania kontraktu i które dzisiaj kształtują się znacznie powyżej ceny rynkowej energii elektrycznej,
- z tzw. regulatory assets – wydatkami nakazanymi lub zaaprobowanymi przez regulatorów do odzyskania w długich okresach (do 30 lat), by zapobiec lub zredukować krótkoterminowe wzrosty stawek dla odbiorców,
- wydatkami na realizację programów oszczędności energii, pomocy dla osób o niskich dochodach, renty i emerytury pracownicze (koszty polityki społecznej),
- zobowiązaniami zakupu energii elektrycznej od elektrociepłowni pracujących w skojarzeniu i elektrowni wykorzystujących źródła odnawialne,
- z inwestycjami wymuszonymi przez regulatora a pozostającymi poza obszarem działalności podstawowej przedsiębiorstwa,
- zobowiązaniami dotyczącymi przyszłych kosztów, dla któ-

rych nie zgromadzono środków (np. koszty demontażu i likwidacji elektrowni jądrowych i składowisk odpadów radioaktywnych).

Istnieją dwa zasadnicze powody, dla których zaleca się odzyskiwanie kosztów osieroconych – prywatnym inwestorom koszty osierocone powinny być zwrócone, ponieważ mogą utracić zaufanie do rynku, natomiast w przypadku przedsiębiorstw państwowych nieodzyskanie tych kosztów zwiększyłoby deficyt budżetu państwa. Aby koszty osierocone mogły być zwrócone przedsiębiorstwu, muszą być uznane przez regulatora za uprawnione, rozważnie poniesione i weryfikowalne.

Mechanizmy odzyskiwania kosztów osieroconych powinny uwzględniać generalną zasadę równowagi interesów odbiorców i przedsiębiorstw. Podstawowym źródłem rekompensaty kosztów jest opłata pokrywana przez odbiorców, której nie można uniknąć, ponieważ jest umieszczana na rachunku odbiorcy. Inny mechanizm finansowania zwrotu kosztów wykorzystuje koncepcję sekurytyzacji – koncepcję emisji papierów wartościowych, opartych na kosztach osieroconych przedsiębiorstw użyteczności publicznej (określona grupa aktywów o podobnej charakterystyce wyłączana jest z ogólnej puli aktywów firmy i staje się zabezpieczeniem emisji papierów wartościowych, zazwyczaj obligacji). Często stosowanym rozwiązaniem jest również sprzedaż aktywów przedsiębiorstw na rynku (np. prywatyzacja przedsiębiorstw wytwórczych) lub przyspieszone umorzenie majątku.

(B.T.)

Koszty transformacji do konkurencji (KTK) – koszty te są pojęciem znacznie szerszym, obejmują oprócz kosztów historycznych (osieroconych) również koszty, które zostaną poniesione wraz z tworzeniem rynku konkurencyjnego. Do niedawna powszechnie pomijano problem kosztów budowy rynku jako obciążających produkcję czy też sprzedaż energii elektrycznej, które powinny być rekompensowane przedsiębiorstwom. Doświadczenia wielu krajów pokazały jednak, że w celu skonstruowania efektywnego rynku potrzebne są nowe nakłady środków, które w znacznej części obciążą wytwórców energii elektrycznej. Pojawiła się więc nowa pozycja kosztów transformacji – tzw. koszty adaptacji obejmujące koszty przystosowania przedsiębiorstw do działalności na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej (są to np. koszty dostosowania starych lub zakupu nowych systemów pomiarowo-rozliczeniowych, koszty zakupu systemów informatycznych czy też koszty nowych przedsięwzięć infrastrukturalnych).

Koszty osierocone i koszty transformacji do konkurencji są kluczowymi zagadnieniami okresu przejściowego w procesie przekształcenia przemysłu elektroenergetycznego z wysoce regulowanego w konkurencyjny. Pojawienie się konkurencji uwiarydliło bowiem problemy związane z kosztami działalności przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego lub innych przedsiębiorstw użyteczności publicznej, podlegających dotychczas innym niż rynkowe regulacjom i ograniczeniom. Koszty te, z reguły nadmierne, stawiają przedsiębiorstwa nimi obciążone na przegranej pozycji w konkurencji z nowymi, efektywnymi podmiotami, rozpoczynającymi działalność w rynkowych warunkach, dlatego też ich odzyskanie jest lub będzie konieczne dla zachowania równowagi konkurencyjnej przedsiębiorstw.

(B.T.)



URE
URZĄD REGULACJI ENERGETYKI