

NR 1
2003

2 stycznia 2003

BIULETYN
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

NR 1 | 27 | 2 stycznia 2003 | ISSN 1506-090X | cena zł 15

w numerze m.in.:

- Polska polityka energetyczna
- Ceny „sztywne”
czy „maksymalne”
- Liberalizacja rynków energii
elektrycznej i gazu

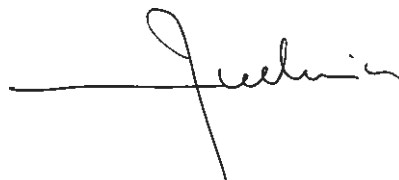
Szanowni Czytelnicy,

Dobiegł końca rok 2002, który okazał się bardzo ważnym dla polskiej gospodarki, w tym także dla sektora elektroenergetycznego.

Przed nami kolejny rok wyjątkowej pracy i podejmowania istotnych decyzji, z których niejedną należy rozważyć w perspektywie przystąpienia Polski do Unii Europejskiej. Wstąpienie w struktury wspólnotowe wiąże się z koniecznością wdrożenia nowych rozwiązań spójnych z unijnymi. Zmiany, których celem będzie dostosowanie polskiej gospodarki do nowych warunków obejmą również nasz sektor. Nie możemy przy tym zapominać, że celem działań regulatora jest przede wszystkim interes publiczny. Powinniśmy więc w naszym codziennym funkcjonowaniu dokładać wszelkich starań, aby branża energetyczna służyła odbiorcom – czyli właśnie interesowi publicznemu.

Życzę Państwu, aby nadchodzący Nowy 2003 Rok dostarczył wielu radości oraz sił do samorealizacji, tak w życiu osobistym, jak i zawodowym, żeby był okresem spokoju, tolerancji i nadziei, z którą będziemy patrzyli w najbliższą przyszłość, bez świadomości istnienia granic i podziałów.

Leszek Juchniewicz



Prezes

Urzędu Regulacji Energetyki



Szanowni Czytelnicy!

Przekazujemy w Państwa ręce kolejny, dwudziesty siódmy już numer *Biuletynu URE*, a w nim – obok życzeń wszelkiej pomyślności w Nowym Roku – teksty istotne dla praktyki regulacyjnej.

W ostatnim czasie media poświęciły sporo miejsca problemom związanym z kształtowaniem się struktury organizacyjnej sektora elektroenergetycznego, a w szczególności – koncepcji restrukturyzacji, prywatyzacji oraz liberalizacji rynku. Proponujemy Państwu dogłębną analizę tekstu Agnieszki Dobroczyńskiej i Leszka Juchniewicza pt. „Przesłanki i podstawowe dylematy polskiej polityki energetycznej”, w którym autorzy próbują wyjaśnić skomplikowane sploty uwarunkowań polityki energetycznej.

Próbuje odpowiedzieć na pytania: czemu służyć ma reforma energetyki, czym zdaje się być „wolny rynek”, czy sektor chce wdrożenia swobodnej konkurencji – podejmuje także w swoim artykule Tomasz Kowalak.

Zarówno ze strony przedsiębiorstw energetycznych jak i odbiorców energii elektrycznej, ciepła i paliw gazowych, często pada pytanie: czy możliwe jest ustalenie przez przedsiębiorstwo energetyczne i odbiorcę, w drodze negocjacji, ceny zakupu ee, ciepła lub paliwa gazowego po cenie niższej niż wynikającej z zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfy. Ponieważ problem charakteru prawnego cen i stawek opłat zawartych w taryfach („sztywne” czy „maksymalne”) spotyka się z dużym zainteresowaniem, analizę obowiązującego stanu prawnego, na lamach bieżącego numeru, przedstawia Ryszard Taradejna.

Mija właśnie pół roku, odkąd swoje obowiązki zaczął pełnić Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii. O swoich doświadczeniach z tego okresu pracy, m.in. o tematyce problemów najczęściej poruszanych w zapytaniach kierowanych przez odbiorców a także podjętych działaniach i sprawach interwencyjnych, dzieli się z Państwem Jacek Bełkowski.

W październiku 2002 r. odbyły się dwa spotkania regulatorów europejskich: Rzymskie Forum Regulacji Elektroenergetyki oraz Madryckie Forum Regulacji Gazu, o których informujemy w dwóch tekstach. Mirosław Duda pisze w swoim artykule o bieżących problemach związanych z rozwojem jednolitego rynku konkurencyjnego energii elektrycznej, natomiast Marian Ślifierz przybliży problem reformy sektora gazowego w Unii Europejskiej. Zachęcamy Państwa do lektury, gdyż wiele z poruszanych na obydwu forum tematów ma istotne znaczenie dla naszego kraju w perspektywie bliskiego już przystąpienia do UE.

Redakcja

SPIS TREŚCI

Charakter prawny cen i stawek opłat zawartych w taryfie przedsiębiorstw energetycznych	2
Kompetencje Prezesa URE do rozstrzygania sporów...	5
Uzgadnianie projektów planów rozwoju zakładów energetycznych w 2002 r.	8
Zanim będzie za późno...	12
Analiza odmowy zatwierdzenia taryfy dla paliw gazowych PGNiG S.A.	15
Pierwsze doświadczenia Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii	17
Ostateczne stanowisko w sprawie liberalizacji rynków energii elektrycznej i gazu	20
Przesłanki i podstawowe dylematy polskiej polityki energetycznej	24
Aktualne problemy rozwoju jednolitego rynku konkurencyjnego energii elektrycznej w Europie	36
VI Europejskie Forum Regulacji Gazu	38
Informacje i komunikaty	41

BIULETYN URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Wydawca: Urząd Regulacji Energetyki

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

Skład, lamowanie, organizacja druku i kolportaż: Zakład Wydawnictw i Nagrań, ul. Konwiktorska 9, 00-216 Warszawa, tel. 831 22 71 w. 254, 831 85 06, fax 635 34 90

Oddano do druku 19 grudnia 2002 r. Nakład: 2250 egzemplarzy. ISSN 1506-090X Cena zł 15

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

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

www.ure.gov.pl

CHARAKTER PRAWNY CEN I STAWEK OPŁAT ZAWARTYCH W TARYFIE PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH

Ryszard Taradejna

I. Problem charakteru prawnego cen i stawek opłat zawartych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych (sztywne czy maksymalne) podnoszony jest bardzo często – zarówno przez odbiorców energii elektrycznej, ciepła i paliw gazowych jak i przez przedsiębiorstwa energetyczne. Odbiorcy, szczególnie ci wielcy, chcieliby ceny negocjować¹⁾. Natomiast przedsiębiorstwa energetyczne zazwyczaj chętnie używają argumentu: „przecież nasze koszty zostały dokładnie zbadane a nasze taryfy i zawarte w nich ceny zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezesa URE) i my już nic nie możemy zmienić”, ale i one czasem zainteresowane są sprzedażą po niższej cenie.

Problem ten związany jest z regulacją zawartą w Kodeksie cywilnym²⁾, który rozróżnia m.in. ceny sztywne, maksymalne i minimalne³⁾. Otóż art. 537 § 1 stanowi, że „jeżeli w miejscu i czasie zawarcia umowy sprzedaży obowiązuje zarządzenie, według którego za rzecz danego rodzaju lub gatunku może być zapłacona jedynie cena ściśle określona (**cena sztywna**), cena ta wiąże strony bez względu na to, jaką cenę w umowie ustaliły”. Z kolei w myśl art. 538, „jeżeli w miejscu i czasie zawarcia umowy sprzedaży obowiązuje zarządzenie, według którego za rzeczy danego rodzaju lub gatunku nie może być zapłacona cena wyższa od ceny określonej (**cena maksymalna**), kupujący nie jest obowiązany do zapłaty ceny wyższej, a sprzedawca, który otrzymał cenę wyższą, obowiązany jest zwrócić kupującemu pobraną różnicę”.

1) Przykładem mogą tu służyć choćby żądania zgłaszane przez huty, np. przez Hutę „Łaziska”.

2) Ustawa z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny (Dz. U. z 1964 r. Nr 16, poz. 93, z 1971 r. Nr 27, poz. 252, z 1976 r. Nr 19, poz. 122, z 1982 r. Nr 11, poz. 81, Nr 19, poz. 147 i Nr 30, poz. 210, z 1984 r. Nr 45, poz. 242, z 1985 r. Nr 22, poz. 99, z 1989 r. Nr 3, poz. 11, z 1990 r. Nr 34, poz. 198, Nr 55, poz. 321 i Nr 79, poz. 464, z 1991 r. Nr 107, poz. 464 i Nr 115, poz. 496, z 1993 r. Nr 17, poz. 78, z 1994 r. Nr 27, poz. 96, Nr 85, poz. 388 i Nr 105, poz. 509, z 1995 r. Nr 83, poz. 417, z 1996 r. Nr 114, poz. 542, Nr 139, poz. 646 i Nr 149, poz. 703, z 1997 r. Nr 43, poz. 272, Nr 115, poz. 741, Nr 117, poz. 751 i Nr 157, poz. 1040, z 1998 r. Nr 106, poz. 668 i Nr 117, poz. 758, z 1999 r. Nr 52, poz. 532, z 2000 r. Nr 22, poz. 271, Nr 74, poz. 855 i 857, Nr 88, poz. 983 i Nr 114, poz. 1191, z 2001 r. Nr 11, poz. 91, Nr 71, poz. 733, Nr 130, poz. 1450 i Nr 145, poz. 1638 oraz z 2002 r. Nr 113, poz. 984 i Nr 141, poz. 1176).

3) Patrz Dział I – „Przepisy ogólne” (art. 535-555) w Tytule XI – „Sprzedaż” Księgi Trzeciej – „Zobowiązania”.

II. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne⁴⁾ nie rozstrzyga, czy ceny i stawki opłat stosowane przez przedsiębiorstwa energetyczne, zawarte w taryfach zatwierdzonych przez Prezesa URE, są sztywne czy maksymalne, bowiem żaden z jej przepisów nie odnosi się wprost do tego problemu.

Zagadnienie zatwierdzania taryf reguluje art. 47, który jest dosyć lakoniczny. W ust. 1 (zdanie pierwsze) stanowi on, że „przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE”, a w ust. 2 – że „Prezes URE (...) zatwierdza taryfę bądź odmawia jej zatwierdzenia w przypadku stwierdzenia niezgodności taryfy z zasadami i przepisami, o których mowa w art. 44, 45 i 46”. Ust. 3 ustanawia wymóg prawnego ogłoszenia zatwierdzonej taryfy, a ust. 4 przesądza, że „przedsiębiorstwo energetyczne wprowadza taryfę do stosowania nie wcześniej niż po upływie 14 dni i nie później niż do 45 dnia od dnia jej opublikowania⁵⁾”.

Natomiast art. 56 ust. 1 pkt 6 stanowi, że „karze pieniężnej podlega ten, kto stosuje ceny i taryfy⁶⁾ wyższe od zatwierdzonych”. Ponieważ ustawodawca nie przewidział jednocześnie sankcji za stosowanie cen niższych, uprawniony wydaje się pogląd, iż mają one charakter cen maksymalnych lub charakter bardzo zbliżony (taki też pogląd prezentuje Prezes URE).

III. Mimo kilku lat obowiązywania Prawa energetycznego, orzecznictwo sądowe nie wypracowało jednolitego poglądu w tej sprawie. Pogląd Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Antymonopolowego (od 15 grudnia 2002 r. jest to Sąd Okręgowy w Warszawie – sąd

4) Dz. U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255, z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099, z 2001 r. Nr 154, poz. 1800 i 1802 oraz z 2002 r. Nr 74, poz. 676, Nr 113, poz. 984, Nr 129, poz. 1102 i Nr 135, poz. 1144.

5) Zwracam uwagę przedsiębiorstw energetycznych, że ust. 4 w art. 45 został zmieniony z dniem 1 stycznia 2003 r. – nałożono na nie obowiązek wprowadzenia taryfy do stosowania nie później niż do 45 dnia od dnia jej opublikowania (niektóre przedsiębiorstwa zwlekały z tym, gdy poprzednia taryfa była dla nich korzystniejsza).

6) Jest to lapsus legislacyjny. Powinno być: „ceny i stawki opłat”, zgodnie z definicją taryfy zawartą w art. 3 pkt 17.

ochrony konkurencji i konsumentów⁷⁾ zdaje się ewoluować w kierunku uznania tych cen za ceny maksymalne, jednak z pewnymi zastrzeżeniami.

W wyroku z dnia 24 maja 2000 r. (sygn. akt. XVII Ame 23/00) Sąd Antymonopolowy wyraził pogląd, że ustalone w taryfie ceny i stawki opłat mają charakter cen **sztywnych**, a ustalenie stosowania cen i stawek opłat innych niż to wynika z taryfy, może być jedynie następstwem niższych lub wyższych standardów jakościowych obsługi odbiorców w porównaniu do przyjętych w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE. Dosyć podobnie Sąd ten wypowiedział się w wyroku z dnia 6 stycznia 2001 r. (sygn. akt XVII Ame 40/00), stwierdzając, że ustalenie w umowie ceny zgodnie z zatwierdzoną taryfą stanowiło jedyne możliwe z punktu widzenia obowiązujących przepisów rozwiązanie, przy czym (uwaga! – R. T.) „Wbrew zarzutom powódki nie wyłącza to możliwości prowadzenia negocjacji odnośnie upustów lub stosowania przy rozliczeniach konkretnych stawek taryfowych. Należy przy tym podkreślić, że możliwość stosowania cen niższych od wskazanych w taryfie jest w znacznym stopniu ograniczona. Ewentualne upusty lub stawki obniżone muszą być zatwierdzone w taryfie, bowiem stosowanie cen nie ujętych w zatwierdzonej taryfie jest niedozwolone (art. 56 ust. 1 pkt 5 Prawa energetycznego). Nadto, na terenie, gdzie dostawca ma pozycję dominującą nie może on uprzywilejowywać cenowo poszczególnych podmiotów, bowiem działanie takie stanowiłoby niedozwoloną praktykę monopolistyczną”.

Natomiast w wyrokach: z 9 maja 2001 r. (sygn. akt XVII Ame 29/00) i z 4 czerwca 2001 r. (sygn. akt XVII Ame 34/00) Sąd Antymonopolowy wyraził już odmienny pogląd – że ceny i stawki opłat zawarte w taryfach zatwierdzonych przez Prezesa URE mają charakter cen **maksymalnych**. Argumentacja Sądu wyrażona w obu wyrokach jest jednak dosyć skomplikowana. W wyroku z 4 czerwca 2001 r. Sąd ten stwierdził, że „wprawdzie stawki taryfowe są cenami maksymalnymi a nie sztywnymi, jednak ustalając treść umowy [na podstawie art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego – R. T.], Prezes URE [rozstrzygając spór między przedsiębiorstwem energetycznym a odbiorcą – R. T.] powinien za podstawę rozliczeń

przyjąć właśnie stawki taryfowe. Sposób tworzenia stawek taryfowych, obejmujących jedynie koszty uzasadnione pozwala uznać tę cenę za godziwą i wobec braku obiektywnych uwarunkowań ekonomicznych brak jest podstaw do stosowania cen niższych.”. Nadto, sąd wskazał, że przedsiębiorstwo posiadające pozycję dominującą na rynku nie może w sposób dowolny czy uznaniowy różnicować cen dla poszczególnych odbiorców, ponieważ stanowiłoby to niedozwoloną praktykę monopolistyczną, określoną w art. 8 ust. 2 pkt 3 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów⁸⁾. Z kolei w wyroku z dnia 16 października 2000 r. (sygn. akt XVII Ame 24/00) Sąd Antymonopolowy, nie nazywając wprawdzie cen ustalanych na podstawie Prawa energetycznego cenami maksymalnymi, stwierdził że „fakt zawarcia umowy pozostaje bez wpływu na możliwość negocjowania stawek taryfowych niższych niż wynikające z zatwierdzonej taryfy, stosowania upustów i bonifikat. Strony umowy mają bowiem możliwość dokonywania jej zmian w formie aneksów w całym czasie obowiązywania umowy.”.

Również Sąd Najwyższy zaprezentował pogląd, że ceny i stawki opłat zawarte w taryfach zatwierdzonych przez Prezesa URE mają charakter cen **maksymalnych** (w postanowieniu z 8 marca 2000 r. – I KKN 1217/99),

IV. Wszystkie te orzeczenia zapadły, gdy obowiązywała jeszcze ustawa o cenach z 1982 r.⁹⁾, która stanowiła wprawdzie, że „ceny urzędowe oraz ceny regulowane są cenami maksymalnymi” (art. 9 ust. 1), ale też sama przesądzała, że nie stosuje się jej m.in. do cen i taryf ustalanych na podstawie ustawy – Prawo energetyczne (por. art. 25 ust. 1 pkt 4), co powodowało przedstawione wyżej rozbieżności w orzecznictwie sądowym.

Obecnie obowiązująca ustawa z dnia 5 lipca 2001 r. o cenach¹⁰⁾ deklaruje swobodę kształtowania cen. Wynika to wprost z art. 2 ust. 1, w myśl którego „ceny towarów i usług uzgadniają strony zawierające umowę, z zastrzeżeniem ust. 2”, a ten z kolei przepis stanowi, że „ograniczenia swobody uzgadniania cen mogą być wprowadzone **wyłącznie** [podkreślenie – R. T.] na podstawie art. 4, 5 i 8”, które to przepisy zawierają regulację dotyczącą stosowania cen urzędowych¹¹⁾. Ceną urzędową w rozumieniu tej ustawy jest cena ustalona w rozpo-

7) Zmiany dokonała ustawa z dnia 5 lipca 2002 r. o zmianie ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, ustawy – Kodeks postępowania cywilnego oraz ustawy o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz. U. z 2002 r. Nr 129, poz. 1102). Art. 2 tej ustawy dokonał zmian w ustawie z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego – w ten sposób, że użyte w wielu jego przepisach (szczegółowo wymienionych) w różnych przypadkach wyrazy „Sąd Okręgowy w Warszawie – sąd antymonopolowy” zastąpiono użytymi w odpowiednich przypadkach wyrazami „Sąd Okręgowy w Warszawie – sąd ochrony konkurencji i konsumentów”, a wyrazy „sąd antymonopolowy” – wyrazami „sąd ochrony konkurencji i konsumentów”. Natomiast w myśl art. 4 – „Ilekcroc w odrębnych przepisach jest mowa o sądzie antymonopolowym, rozumie się przez to Sąd Okręgowy w Warszawie – sąd ochrony konkurencji i konsumentów” (dotyczy to więc także art. 30 ust. 2 Prawa energetycznego).

8) Ustawa z dnia 15 grudnia 2000 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. z 2000 r. Nr 122, poz. 1319, z 2001 r. Nr 110, poz. 1189 i Nr 154, poz. 1800 oraz z 2002 r. Nr 129, poz. 1102 i Nr 166, poz. 1360).

9) Dz. U. z 1988 r. Nr 27, poz. 195 z późn. zm.

10) Dz. U. z 2001 r. Nr 97, poz. 1050 i z 2002 r. Nr 144, poz. 1204.

11) W myśl art. 4 ust. 1, w razie szczególnych zagrożeń dla właściwego funkcjonowania gospodarki państwa Rada Ministrów może, w drodze rozporządzenia, określić wykaz towarów lub usług, na które ustala się ceny urzędowe i marże handlowe urzędowe. Art. 5 reguluje kwestię ustalania cen urzędowych na środki farmaceutyczne i materiały medyczne, a art. 8 upoważnia radę gminy i radę powiatu do ustalania cen urzędowych za usługi przewozowe transportu zbiorowego.

ządzeniu wydanym przez właściwy organ administracji rządowej lub w uchwale wydanej przez organ stanowiący właściwej jednostki samorządu terytorialnego – por. art. 3 ust. 1 pkt 7. Z kolei art. 9 ustawy o cenach stanowi, że ceny urzędowe mają charakter cen **maksymalnych**, chyba że organ administracji publicznej, w przepisach wydanych na podstawie ustawy, ustali inaczej. Ustawa o cenach przesądza sama – w art. 1 ust. 2 pkt 2 – że jej przepisów „nie stosuje się do cen ustalanych na podstawie odrębnych ustaw, w zakresie uregulowanym w tych ustawach”. A contrario należy więc przyjąć, że przepisy tej ustawy stosuje się w zakresie nieuregulowanym w odrębnych ustawach zawierających regulację dotyczącą kształtowania cen.

W odniesieniu do Prawa energetycznego występuje jednak problem, polegający na tym, że definicja ceny urzędowej zawarta w art. 3 ust. 1 pkt 7 ustawy o cenach nie w pełni odpowiada procedurze kształtowania cen określonej w Prawie energetycznym – ustalają je przedsiębiorstwa energetyczne, a Prezes URE jedynie zatwierdza, przy czym czyni to w drodze decyzji administracyjnej a nie aktu normatywnego. Nie mniej jednak istnieje między nimi duże podobieństwo, polegające na tym że w obu przypadkach o wysokości ceny przesądza władczy akt woli organu władzy publicznej, który można uznać za „zarządzenie” w rozumieniu cytowanych wyżej (w tezie 1) art. 537 i 538 Kodeksu cywilnego.

A ponieważ Prawo energetyczne, jak zauważono w tezie 2, nie przesądza, czy ceny i stawki opłat ustalone na podstawie tej ustawy są sztywne czy maksymalne, można chyba przyjąć – że w kwestii tej zastosowanie ma ustawa o cenach, a w konsekwencji uznać, że mają one charakter cen maksymalnych, jednak z uwzględnieniem uwarunkowań wynikających z przepisów Prawa energetycznego (w tym uwarunkowań zasygnalizowanych w cytowanym wyżej orzecznictwie).

V. Uwzględniając powyższe, należałoby przyjąć – że możliwe jest ustalenie przez przedsiębiorstwo energetyczne i odbiorcę energii elektrycznej, ciepła bądź paliwa gazowego, w drodze negocjacji, ceny ich zakupu w wysokości niższej od cen i stawek opłat wynikających z taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE. Należy jednak mieć na uwadze, że możliwość negocjacji jest znacznie ograniczona, choćby z tego powodu, że Prezes URE przed podjęciem decyzji zatwierdzającej taryfę analizuje i weryfikuje, stosownie do art. 23 ust. 2 pkt 2 lit. a) Prawa energetycznego, koszty uwzględnione przez przedsiębiorstwo przy opracowywaniu taryfy (bardzo często po analizie tej przedsiębiorstwo weryfikuje swoje obliczenia i przedkłada taryfę z obniżonymi, często – znacznie, cenami i stawkami opłat).

Decydując się na sprzedaż (np. ciepła) po cenach niższych niż określone w zatwierdzonej taryfie, osoby kierujące przedsiębiorstwem energetycznym powinny uwzględnić, że mogą spotkać się z jednym lub kilkoma, potencjalnymi zarzutami, że:

1) wprowadzili Prezesa URE w błąd (by nie powiedzieć – oszukały) co do wysokości kosztów uzasadnio-

nych – skoro istnieje możliwość sprzedaży po niższej cenie (szczególnie gdyby występowało to na dużą skalę), a to z kolei może (w pewnych przypadkach) stanowić podstawę do wznowienia postępowania zakończonego decyzją administracyjną zatwierdzającą taryfę (zgodnie z art. 145 Kpa), a następnie – do wzruszenia tej decyzji,

- 2) praktyka ta uchybia dyspozycji art. 45 ust. 4 Prawa energetycznego¹²⁾, zakazującego nierównego traktowania odbiorców i że odbiorcy płacący ceny określone w taryfie faktycznie finansują (choćby częściowo) tych, którzy wynegocjowali ceny niższe,
- 3) dokonując sprzedaży po cenie niższej, niż określona w taryfie, działają na szkodę przedsiębiorstwa¹³⁾, a w konsekwencji – także na szkodę jego udziałowców lub akcjonariuszy oraz pracowników.

Jednocześnie jednak należy wyraźnie stwierdzić, że w wielu przypadkach zarzuty takie byłyby oczywiście bezzasadne. Może to dotyczyć np. przypadku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne, nie mogąc sprzedać nadwyżki energii elektrycznej po cenie określonej w taryfie, sprzedaje ją po cenie niższej – by odzyskać chociaż część poniesionych kosztów. W sprawie tej, podobnie jak w ocenie wszelkich przedsięwzięć gospodarczych, niezbędny jest tzw. zdrowy rozsądek, umiar w osądach oraz wszechstronna ocena wszystkich uwarunkowań występujących w konkretnym przypadku.



Autor jest dyrektorem Biura Prawnego URE

12) Przepis ten stanowi: „przedsiębiorstwa energetyczne różnicują ceny i stawki opłat określone w taryfach dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła dla różnych grup odbiorców **wyłącznie** ze względu na koszty uzasadnione spowodowane realizacją świadczenia, o ile przepisy nie stanowią inaczej”.

13) Por. art. 585 § 1 Kodeksu spółek handlowych: „kto, biorąc udział w tworzeniu spółki handlowej lub będąc członkiem jej zarządu, rady nadzorczej lub komisji rewizyjnej albo likwidatorem, działa na jej szkodę – podlega karze pozbawienia wolności do lat 5 i grzywnie”.

KOMPETENCJE PREZESA URE DO ROZSTRZYGANIA SPORÓW W SPRAWACH O ZAWARCIE UMOWY SPRZEDAŻY W ŚWIETLE ORZECZNICTWA SĄDÓW

PREZES URE NIE JEST UPRAWNIONY DO ROZSTRZYGANIA SPORÓW DOTYCZĄCYCH WYKONYWANIA POSTANOWIEŃ ZAWARTEJ UMOWY

(Renata Trypens)

Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Antymonopolowy¹⁾ oddalił odwołanie współników spółki cywilnej od decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki umarzającej postępowanie w sprawie warunków przesyłania i dystrybucji paliwa gazowego (wyrok z dnia 18 września 2002 r., sygn. akt XVII Ame 127/01). Tym samym Sąd podzielił stanowisko Prezesa URE, zgodnie z którym w przypadku niewykonania zobowiązania wynikającego z obowiązującej umowy cywilnoprawnej, w tym także umowy, której stroną jest przedsiębiorstwo energetyczne – właściwym do rozstrzygnięcia takiego sporu będzie sąd powszechny.

W omawianej sprawie wspólnicy spółki cywilnej działający pod nazwą „D...” (zwani dalej „Powodami”) wystąpili do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (zwanego dalej „Prezesem URE”) z wnioskiem „o wszczęcie postępowania w sprawie ustalenia warunków świadczenia usług przesyłania i dystrybucji paliwa gazowego oraz niezasadnionego wstrzymania dostaw gazu” przez przedsiębiorstwo gazownicze. W toku postępowania administracyjnego ustalono, że dostawy paliwa gazowego do nieruchomości Powodów położonej w miejscowości W... odbywają się na podstawie umowy sprzedaży paliwa gazowego, zawartej pomiędzy stronami w 1999 r. Stwierdzono również, że umowa ta nadal obowiązuje, co zostało potwierdzone przez strony, a także – że dostawy

paliwa gazowego są realizowane i nie zachodzi niebezpieczeństwo ich wstrzymania. Z wyjaśnień stron – składanych w toku postępowania – wynikało także, że spór pomiędzy nimi zaistniał w związku z wejściem w życie nowej taryfy przedsiębiorstwa gazowniczego, co spowodowało wprowadzenie do rozliczeń pomiędzy stronami zasad oraz cen i stawek opłat w niej zawartych.

W związku z powyższym, uznając że spór dotyczy w istocie zmiany postanowień obowiązującej umowy sprzedaży paliwa gazowego, wezwano Powodów do wskazania spornych postanowień łączącej strony umowy, o których zmianę wnioskuje.

W odpowiedzi Powodowie nadesłali pismo, w którym wyraźnie stwierdzili, że **nie wnoszą i nie wnosili o zmianę postanowień umowy sprzedaży paliwa gazowego, jak również o zawarcie umowy sprzedaży paliwa gazowego, bo umowa taka jest między stronami zawarta i zdaniem Powodów obowiązuje, lecz o ustalenie warunków świadczenia usług sprzedaży i dostawy paliwa gazowego.**

Po zbadaniu sprawy Prezes URE uznał, iż nie zachodzą w niej przesłanki określone w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne²⁾. Stosownie bowiem do tego przepisu, do właściwości Prezesa URE należy rozstrzygnięcie spraw spornych, zaistniałych pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi i odbiorcami, m.in. w zakresie

1) Od 15 grudnia 2002 r. jest to Sąd Okręgowy w Warszawie – sąd ochrony konkurencji i konsumentów, zgodnie z art. 2 pkt 1 i 2 oraz art. 4 ustawy z dnia 5 lipca 2002 r. o zmianie ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, ustawy – Kodeks postępowania cywilnego oraz ustawy o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz. U. z 2002 r. Nr 129, poz. 1102).

2) Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255, z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099, z 2001 r. Nr 154, poz. 1800 i 1802 oraz z 2002 r. Nr 74, poz. 676, Nr 113, poz. 984 i Nr 135, poz. 1144).

odmowy zawarcia lub odmowy zmiany umowy sprzedaży paliwa gazowego, jak również (w braku zgodnego stanowiska stron co do treści jej postanowień) ustalenie jej treści. Oznacza to, że rozstrzyganie w kwestiach dotyczących **nienależytego wykonywania umów** nie mieści się w granicach kompetencji jakie ustawa – Prawo energetyczne udziela temu organowi, a podlega wyłącznie jurysdykcji sądu powszechnego.

Zebrany w sprawie materiał dowodowy jednoznacznie wskazywał, że nie wystąpiła odmowa zawarcia umowy sprzedaży paliwa gazowego przez przedsiębiorstwo gazownicze. Ponadto, zdecydowane stanowisko Powodów, z którego wynikało, iż nie żądają oni zmiany postanowień obowiązującej strony umowy, przesądziło o braku kompetencji Prezesa URE do merytorycznego rozpoznania sprawy. W związku z tym Prezes URE wydał decyzję o umorzeniu postępowania administracyjnego – jako bezprzedmiotowego (na podstawie art. 105 § 1 Kodeksu postępowania administracyjnego).

Odwołując się od zaskarżonej decyzji Powodowie zarzucili Prezesowi URE naruszenie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, poprzez „uchylanie się” od nałożonego przez ten przepis obowiązku ustalenia „warunków świadczenia usług sprzedaży i dostawy paliwa gazowego”. W związku z tym wnieśli o jej uchylenie w całości albo o jej zmianę i o orzeczenie, że strony pozostają związane umową sprzedaży paliwa gazowego zawartą w roku 1999 (czego nikt nie kwestionował – przyp. R. T.) i że dostawy realizowane przez przedsiębiorstwo gazownicze na rzecz Powodów w roku 2000 (czyli w okresie **przed** wszczęciem postępowania przed Prezesem URE) winny odbywać się za odpłatnością ustaloną w tej umowie. Zarzuty Powodów co do nienależytego wykonywania umowy dotyczyły w istocie kwestionowania cen i stawek opłat stosowanych w rozliczeniach za dostarczane paliwo gazowe oraz zasad rozliczeń ustalonych w taryfie przedsiębiorstwa gazowniczego, zatwierdzonej decyzją Prezesa URE, a w szczególności możliwości ich wprowadzenia do rozliczeń z odbiorcami, bez uprzedniej zmiany umowy.

Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Antymonopolowy, dzieląc stanowisko Prezesa URE co do zasadności umorzenia postępowania i oddalając odwołanie, wyraził następujący pogląd:

„Pozwany prawidłowo ustalił, że pomiędzy powodami a zainteresowanym [przedsiębiorstwo gazownicze – przyp. R. T.] obowiązuje umowa nr (...). Powodowie są współnikami spółki cywilnej, która nie jest podmiotem posiadającym osobowość prawną. Wspomniana umowa została zawarta pomiędzy współnikami i nie ma znaczenia, że powodowie zmienili nazwę, pod którą prowadzili działalność gospodarczą. Nazwa ta nie jest firmą w rozu-

mieniu kodeksu spółek handlowych, ponieważ spółka cywilna nie ma prawa działać pod firmą. W tej sytuacji zmiana nazwy nie ma znaczenia, gdyż umowa zawierana jest między współnikami spółki cywilnej a drugim podmiotem a nie pomiędzy dwoma osobami prawnymi. Dlatego jeżeli nie zmienia się krąg podmiotowy współników to umowa nadal obowiązuje.

*Sluszenie pozwany [Prezes URE – przyp. R. T.] ocenił, iż spór pomiędzy powodami a zainteresowanym dotyczy wykonywania obowiązującej między stronami umowy. Art. 8 ust. 1 prawa energetycznego daje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki kompetencje do rozstrzygania sporów pomiędzy stronami w wypadku braku umowy między nimi lub braku porozumienia co do zmiany istniejącej umowy. Dlatego pozwany prawidłowo wezwał powodów do oznaczenia spornych postanowień obowiązującej pomiędzy stronami umowy i w konsekwencji gdy powodowie nie wskazali takich, stwierdził, że dalsze prowadzenie postępowania jest bezprzedmiotowe. Pozwany sluszenie jako właściwy do rozstrzygnięcia sporu pomiędzy powodami a zainteresowanym wskazał **sąd powszechny** [podkreślenie R. T.].*

W ocenie sądu, istota sporu pomiędzy stronami polega na ocenie – czy samo uzyskanie przez zainteresowanego akceptacji nowej taryfy pozwala na stosowanie jej w rozliczeniach z powodami czy też konieczna jest zmiana obowiązującej między nimi umowy. Sąd Antymonopolowy podzielił stanowisko pozwanego, iż postanowienia umowy pozwalają na stosowanie nowej taryfy zainteresowanego. Jak wskazano powyżej, § 6 umowy wyraźnie stwierdza, że zmiana stawek taryfowych w trakcie obowiązywania umowy nie powoduje konieczności zmiany umowy a nowe stawki taryfowe obowiązują od daty ich wejścia w życie.”

W tym stanie sprawy, nie znajdując podstaw do uwzględnienia odwołania, Sąd Antymonopolowy odwołanie oddalił.



Autorka jest pracownikiem Biura Prawnego URE

GRANICE WŁAŚCIWOŚCI PREZESA URE W ZAKRESIE ROZSTRZYGANIA SPORÓW (Małgorzata Szczepańska)

Wielokrotnie już sprawa granic właściwości Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki była przedmiotem rozstrzygnięć zarówno Sądu Antymonopolowego jak również Naczelnego Sądu Administracyjnego, a także artykułów publikowanych w Biuletynie URE¹⁾. Najczęściej zdarza się, że niewłaściwe skierowanie wniosku czy skargi do Prezesa URE zamiast do sądu powszechnego jest wynikiem błędnej interpretacji art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne²⁾. Należy bowiem podkreślić, iż określona w tym przepisie możliwość ingerencji Prezesa URE w sferę stosunków cywilnoprawnych jest wyjątkiem od ogólnej zasady, że spory cywilne rozstrzygane są przez sądy powszechne, tak więc przepis ten nie może być interpretowany rozszerzająco. Trzeba mieć na uwadze fakt, że ustawodawca przypisał Prezesowi URE możliwość kształtowania tylko niektórych stosunków prawnych między dostawcą a odbiorcą. Z treści art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne należy również wnioskować, że ingerencja Prezesa URE w treść umów o przyłączenie do sieci, sprzedaży czy przesyłu powinna wywierać skutek **na przyszłość** a nie rozstrzygać o pewnych zaszłościach, jakie wynikły w związku z wykonywaniem tych umów. Pogląd taki znalazł również aprobatę Naczelnego Sądu Administracyjnego w postanowieniu z dnia 30 września 2002 r. sygn. akt II SA 2116/02. Sprawa stała się przedmiotem postępowania przed NSA w wyniku skargi odbiorcy energii elektrycznej na pismo Dyrektora Biura Prawnego URE, wystosowane zgodnie z art. 66 § 3 Kodeksu postępowania administracyjnego³⁾. W piśmie tym poinformowano Wnioskodawcę, że sprawa opisana przez niego jest sprawą cywilną, do załatwienia której właściwy jest sąd powszechny oraz zwrócono (zgodnie z art. 66 § 3 Kpa) podanie – jako wniesione do organu niewłaściwego.

W tym miejscu należy wyjaśnić, iż w skardze do NSA odbiorca podniósł zarzuty merytoryczne i potraktował wspomniane pismo jako decyzję administracyjną. Natomiast NSA nie uznał tego pisma za decyzję⁴⁾ i rozpoznał tę skargę w trybie art. 17 ustawy o Naczelnym Sądzie Administracyjnym⁵⁾, a więc badając zarzut ewentualnej

bezczywności Prezesa URE⁶⁾. W ocenie Sądu „zasadność takiej skargi [na bezczynność – przyp. M. S.] uzależniona jest w szczególności od ustalenia – czy została ona wniesiona w sprawie, o której mowa w art. 16 ust. 1 pkt 1-4 ustawy o NSA, a zatem czy dotyczy spraw o charakterze administracyjnym. Innymi słowy sprawa musi należeć do kompetencji danego organu administracji publicznej.”.

Skarżący domagał się, aby Prezes URE decyzją administracyjną ustalił, że w obowiązującej w latach 1997-1999 (a więc w okresie minionym) umowie sprzedaży energii elektrycznej przedsiębiorstwo energetyczne zobowiązane było stosować inną grupę taryfową. Natomiast NSA, podzielaając argumentację przedstawioną w zaskarżonym piśmie Dyrektora Biura Prawnego URE stwierdził, że „... wniosek spółki [skarżącego – przyp. M. S.], na co niewadliwie wskazano w piśmie Dyrektora Biura Prawnego Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 24 października 2001 r. nie mieści się w żadnej kategorii sporów, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. W szczególności brak jest uzasadnienia, aby z uwagi na cywilnoprawny charakter żądań spółki wobec Zakładu Energetycznego S.A. do kompetencji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, w świetle art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, należało rozstrzygnięcie sprawy w przedmiocie ustalenia obowiązku stosowania danego rodzaju taryfy w umowie sprzedaży energii elektrycznej, obejmującej **okres wsteczny** [podkreślenie – M. S.], jak ma to miejsce w okolicznościach faktycznych niniejszej sprawy. Zatem, omawiana sprawa nie ma charakteru sprawy administracyjnej, należącej do kompetencji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.”. Z tych względów NSA uznał, że wniesienie skargi w tej konkretnej sprawie było niedopuszczalne i skargę odrzucił.



Autorka jest pracownikiem
Biura Prawnego URE

- 1) Ostatnio w Biuletynie URE Nr 4/2002: Joanna Kędzia, Marek Zawiska, „Rozstrzygnięcie sporów przez Prezesa URE”.
- 2) Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348 z późn. zm.).
- 3) Ustawa z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2000 r. Nr 98, poz. 1071 z późn. zm.).
- 4) Dodajmy, że NSA nie jest uprawniony do kontroli decyzji Prezesa URE wydanych na podstawie ustawy – Prawo energetyczne, gdyż kompetencję tę posiada Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów (do dnia 15 grudnia 2002 r.: Sąd Antymonopolowy).
- 5) Ustawa z dnia 11 maja 1995 r. o Naczelnym Sądzie Administracyjnym (Dz. U. z 1995 r. Nr 74, poz. 368 z późn. zm.).

- 6) NSA jest natomiast uprawniony do rozpatrywania skarg na bezczynność Prezesa URE. Kompetencji tej nie otrzymał bowiem Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

UZGADNIANIE PROJEKTÓW PLANÓW ROZWOJU ZAKŁADÓW ENERGETYCZNYCH W 2002 R.

Jacek Lorek

Uwarunkowania związane z przygotowaniem projektów planów rozwoju w roku 2002

W pierwszym półroczu 2002 r., w związku z pracami nad przygotowaniem taryf na kolejny okres regulacji, zakłady energetyczne opracowały i przedłożyły do uzgodnienia z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki kolejne projekty planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Uzgadnianie projektów planów rozwoju w świetle przepisów ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 ze zm.), jest przedmiotem odrębnego postępowania, niemniej jednak proces ten w znacznym stopniu przebiega równolegle do procesu weryfikacji pozostałych elementów kosztów uzasadnionych sieciowych przedsiębiorstw energetycznych.

Ponieważ projekty planów były już przedmiotem kilku opracowań zamieszczonych na łamach Biuletynu URE (np. nr 6/2001, 1/2002), zatem w niniejszej informacji pominięte zostaną szczegółowe kwestie związane z uwarunkowaniami prawnymi oraz metodami i narzędziami stosowanymi w toku ich uzgadniania. Warto jedynie wskazać na wstępie nowe elementy, które zostały uwzględnione w projektach planów zakładów energetycznych (ZE) w 2002 r.

W roku 2002 r. projekty planów rozwoju zakładów energetycznych były opracowane w układzie określonym w „Ramowym projekcie planu rozwoju przedsiębiorstw sieciowych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej – Zakłady Energetyczne”. W stosunku do roku 2001 „Ramowy projekt ...” został częściowo zmodyfikowany. Zmiany te wynikały z dotychczasowych doświadczeń URE oraz uwag zgłaszanych w tym zakresie przez podsektor dystrybucji. Generalnie – pewna unifikacja opracowań sporządzanych przez ZE zapewnia porównywalność projektów opracowanych przez różne przedsiębiorstwa, umożliwia stosowanie technik opartych na analizach porównawczych oraz usprawnia sam proces uzgadniania projektów planów.

Modyfikacje wprowadzone w 2002 r. wiązały się z wprowadzeniem podziału nakładów inwestycyjnych na nakłady:

- związane ze wzrostem zapotrzebowania na moc i energię (*Load-related expenditure LRE*),
- nie związane ze wzrostem zapotrzebowania na moc i energię – odtworzeniowe (*Non-load-related expenditure NLRE*).

Mając na uwadze jakość danych dotyczących nakładów inwestycyjnych w „Ramowym projekcie planu ...” uwzględniono pozycje związane z nakładami inwestycyjnymi dokonywanymi w ramach poszczególnych działalności koncesjonowanych. Zgodnie bowiem z art. 44 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne są obowiązane do prowadzenia, w ramach zakładowych planów kont, ewidencji księgowej w sposób umożliwiający obliczanie ich kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów, odrębnie dla wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu, dla każdego rodzaju paliw lub energii, a także w odniesieniu do poszczególnych grup taryfowych. Ponieważ koszty modernizacji i rozwoju ponoszone w ramach poszczególnych rodzajów działalności stanowią (co do zasady) element kosztów uzasadnionych tylko tych działalności, taka prezentacja nakładów jest, dla celów regulacji, niezbędna.

W układzie „Ramowego projektu planu ...” uwzględniono postulaty zgłaszane przez samorządy terytorialne oraz obecne postanowienia art. 16 i 19 ustawy – Prawo energetyczne. Wynika to z faktu, iż plany rozwoju przedsiębiorstw sieciowych – poza regulatorem i samymi przedsiębiorstwami – są również wykorzystywane przez samorządy lokalne, do realizacji ich ustawowych zadań z zakresu planowania energetycznego. W świetle przepisów ustawy – Prawo energetyczne, plan rozwoju elektroenergetycznego przedsiębiorstwa sieciowego musi być bowiem spójny z aktami planowania energetycznego gmin (por.: art. 7 ust. 4 i 5, art. 16, 19 i 20 ustawy – Prawo energetyczne). Projekt planu rozwoju sieciowego przedsiębiorstwa elektroenergetycznego, w toku uzgadniania z Prezesem URE w trybie art. 16 ust. 6 ustawy, podlega również opiniowaniu przez właściwy miejscowo zarząd województwa (art. 23 ust. 3 ustawy). Mając na uwadze powyższe (w tym w szczególności art. 16 ust. 5 ustawy), w „Ramowym projekcie planu ...” przedstawiono propozycję wykazu przedsięwzięć inwestycyjnych przedsiębiorstwa sieciowego z podziałem na podstawowe zadania realizowane w poszczególnych gminach (ze szczególnym uwzględnieniem inwestycji w zakresie średnich i niskich napięć). Wykaz taki powinien usprawnić wymianę informacji pomiędzy obiema zainteresowanymi stronami.

Na marginesie można zauważyć, że obecnie wiele jest jeszcze do zrobienia po stronie gmin. Mimo bowiem pojawiania się w ostatnim czasie kolejnych opracowań związanych z planowaniem energetycznym w gminach, nadal wiele z nich takowego nie posiada. Z kolei brak

wizji ze strony samorządu w przedmiocie gospodarki energetycznej na terenie gminy utrudnia racjonalne planowanie rozdysponowania, ograniczonych przecięź, środków jakimi dysponują na inwestycje sieciowe przedsiębiorstwa energetyczne.

W związku z nowelizacją ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. Nr 121, poz. 591 ze zm.), wprowadzono również zmiany dotyczące układu prognoz uproszczonych sprawozdań finansowych.

W związku z planowanym od 2002 r. wydłużeniem okresu regulacji podsektora dystrybucji energii elektrycznej, okres objęty planem rozwoju obejmował lata 2002-2005. Początkowo zakładano, że projekty planów rozwoju zakładów energetycznych wpłyną do URE do 15 marca 2002 r., jednak uwzględniając wniosek podsektora, Prezes URE termin ten ustalili ostatecznie na dzień 15 kwietnia 2002 r.

Analiza projektów planów rozwoju z roku 2002

W świetle informacji zawartych w złożonych w kwietniu 2002 r. projektach planów rozwoju, zakłady energetyczne planowały nakłady inwestycyjne w ramach działalności związanej z przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej (PiD) w kwotach (ceny stałe 2001 r.): 2 076 705 tys. zł w 2002 r., 2 264 214 tys. zł w 2003 r., 2 327 221 tys. zł w 2004 r. i 2 350 916 tys. zł w 2005 r. Dynamika planowanych nakładów realnych w kolejnych latach okresu planowania, dla poszczególnych zakładów energetycznych, wynosiła od 64,6% do 172,5%. Wykonanie roku 2001 w zakresie PiD, wg informacji przekazanych w projektach planów, zamknęło się natomiast kwotą 1 979 409 tys. zł.

Istotnym czynnikiem z punktu widzenia rozwoju przedsiębiorstwa są prognozy dotyczące rozwoju rynku. W przypadku elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych na poziom niezbędnych nakładów inwestycyjnych bezpośredni wpływ mają oczywiście prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną. Trafność tych prognoz zależy od przyjętej projekcji parametrów makroekonomicznych dotyczących m.in.:

- prognoz demograficznych – ludność, gospodarstwa domowe, zasoby mieszkaniowe,
- struktury i wielkości zapotrzebowania na energię elektryczną – zmiany wielkości zużycia przez poszczególne grupy odbiorców,
- przewidywanego wykorzystania energii elektrycznej w przemyśle,
- konkurencyjności energii elektrycznej w stosunku do innych nośników energii,
- polityki efektywności energetycznej gospodarki.

Powyższe prognozy powinny stanowić podstawę dla przedsiębiorstw sieciowych do podejmowania decyzji dotyczących rozbudowy i modernizacji sieci, co z kolei przekłada się na poziom planowanych nakładów inwestycyjnych (a w konsekwencji – kosztów uzasadnionych).

Mając powyższe na uwadze, na wstępie analizy projektów planów rozwoju dokonano weryfikacji prognozowanych zmian liczby odbiorców i dostaw energii elek-

trycznej do 2005 r. Wielkości te w praktyce najsilniej rzucają na nakłady inwestycyjne w części związanej z *LRE*. Przeszacowanie prognozy powyższych wielkości skutkuje bowiem przeszacowaniem nakładów inwestycyjnych, a w konsekwencji kosztów uzasadnionych. W poszczególnych przypadkach dokonano również porównania zakładanej na lata 2002-2005 aktywności inwestycyjnej z wielkościami wykonanymi. Podstawę oceny prognoz na lata 2002-2005 stanowiły wielkości wykonane w latach 1998-2001.

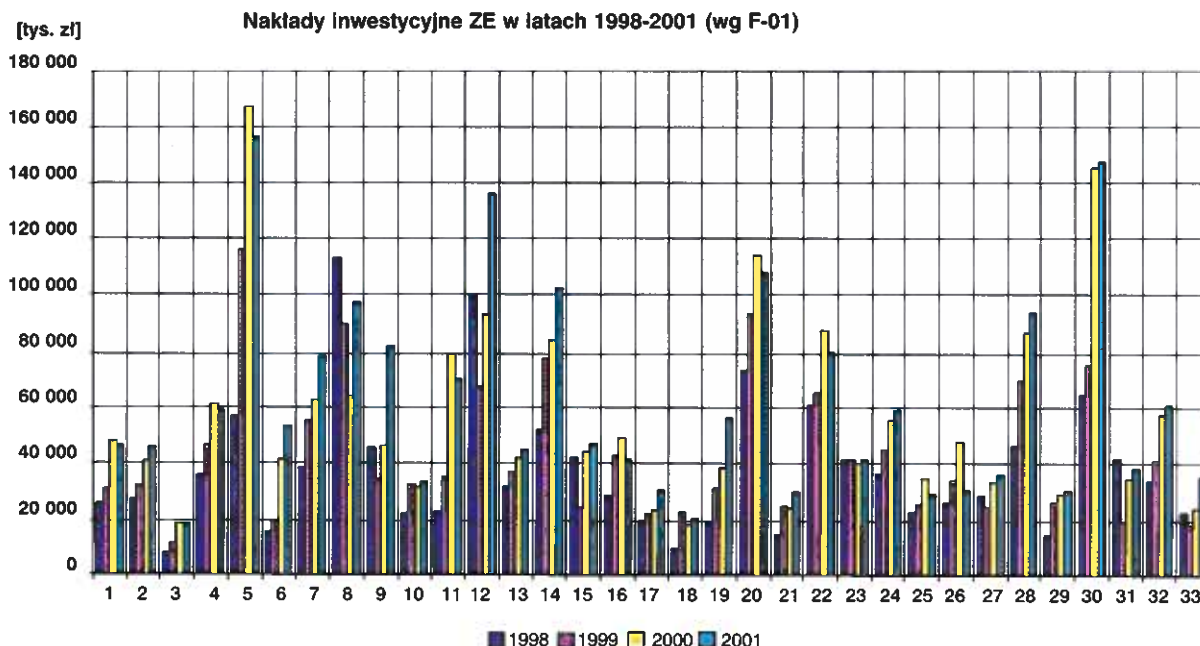
Przy ocenie prognoz rozwojowych poszczególnych przedsiębiorstw sieciowych przedmiotem porównań były również dane dotyczące zmian w zakresie: mocy szczytowej, długości linii elektroenergetycznych średnich i niskich napięć, liczby i mocy transformatorów sieciowych, liczby i długości przyłączy. Dokonano również porównań poszczególnych zakładów energetycznych w zakresie wykorzystania przepustowości ciągów sieciowych SN i nN oraz struktury środków trwałych (w tym również środków trwałych przypisanych do działalności w zakresie PiD).

W toku analizy danych, w tym zestawienia informacji dotyczących poszczególnych wielkości w kolejnych latach, występowały przypadki budzące znaczne wątpliwości co do jakości niektórych danych. Z wyjaśnień zakładów energetycznych wynika, że po części wynikały one z niedoskonałości dotychczasowego sposobu gromadzenia danych w tych przedsiębiorstwach. Dopiero wprowadzane narzędzia informatyczne mają spowodować, że dane dotyczące majątku sieciowego będą bardziej dokładne.

Analiza poziomu nakładów inwestycyjnych została przeprowadzona przy zastosowaniu modelu ekonometrycznego oraz analizy wskaźnikowej. Model ekonometryczny, podobnie jak w roku ubiegłym, został zbudowany w oparciu o wymierne cechy poszczególnych zakładów energetycznych, skorelowane z podejmowaniem decyzji inwestycyjnych. Zmienne charakterystyczne zostały wybrane na podstawie analizy korelacji z nakładami inwestycyjnymi oraz racjonalnego wyboru – tj. tak, by określały skalę prowadzonej działalności sieciowej, wielkość przedsiębiorstwa i prognozę rozwoju obsługiwanego rynku. Wielkości te przyjęto wg wartości wykazanych przez zakłady energetyczne w sprawozdaniach za rok 2001 (G-10.5, G-10.4k i G-10.4m) oraz w projektach planów rozwoju składanych do uzgodnienia w kwietniu 2002 r. Model ekonometryczny zastosowany do oceny uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych był już szczegółowo opisywany w Biuletynie oraz prezentowany na spotkaniach z przedstawicielami ZE. W ramach analizy wskaźnikowej dokonano m.in. oceny intensywności inwestowania w odniesieniu do odbiorcy końcowego i jednostki dostarczonej energii elektrycznej.

Analiza nakładów inwestycyjnych w układzie *LRE* i *NLRE* wzbudziła wątpliwości co do sposobu opracowania danych przez część ZE. W szczególności wątpliwości budził dokonany przez niektóre zakłady energetyczne podział nakładów inwestycyjnych na nakłady *LRE*

Rys. 1. Nakłady inwestycyjne zakładów energetycznych w latach 1998-2001 wykazane w sprawozdaniach F-01



i NLRE. Struktura planowanych nakładów inwestycyjnych razem w latach 2002-2005 kształtowała się od 21,9% do 91,9% w przypadku LRE, przy średniej dla ogółu ZE na poziomie 54,4%. Dla NLRE: od 8,1% do 78,1%, przy średniej dla ogółu ZE na poziomie 45,6%. Można tu podać przykład, iż np. spółka wykazująca 88,9% nakładów jako LRE charakteryzuje się średnią roczną dynamiką odbiorców w okresie 2001-2005 na poziomie 0,21% i jednocześnie zakłada spadek dostaw energii elektrycznej w 2005 w stosunku do wykonania roku 2001 o ok. 1,5%.

W związku z powyższym ta płaszczyzna oceny nakładów inwestycyjnych będzie wymagała dalszej pogłębionej analizy.

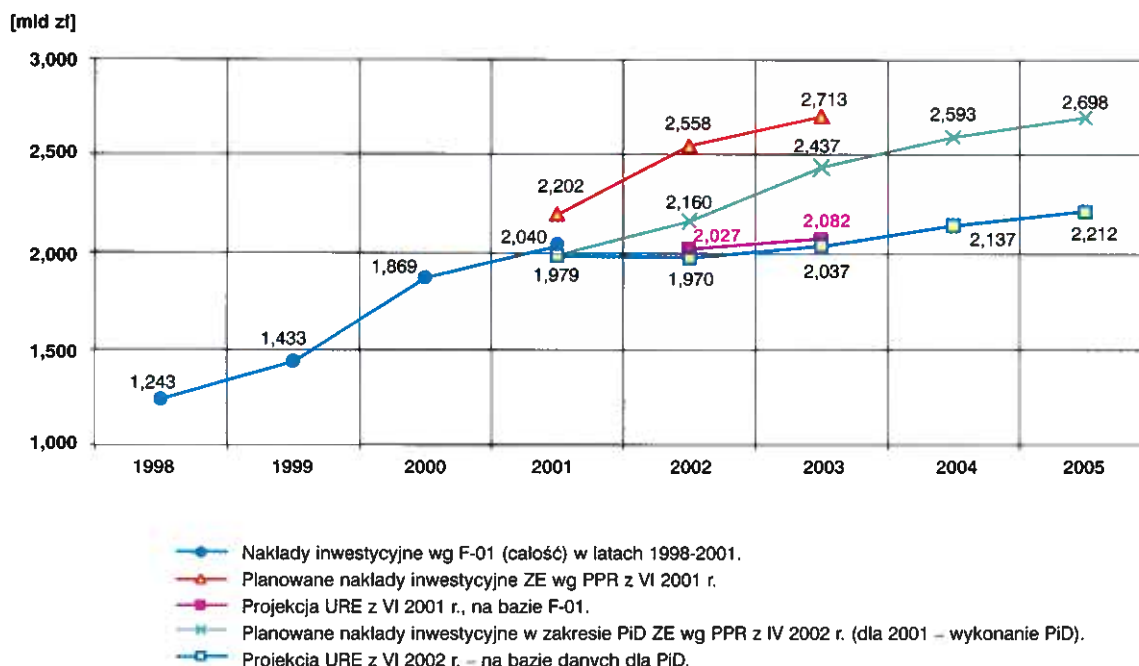
Przedmiotem oceny była również jakość świadczonych usług w zakresie przesyłania i dystrybucji – rozumiana jako jakość dostarczanej energii elektrycznej oraz niezawodność dostaw. Z informacji przedstawionych w projektach planów wynika, że generalnie tak rozumiana jakość usług ulega poprawie, niemniej jednak występują problemy z utrzymaniem parametrów energii elektrycznej na terenach wiejskich (długie ciągi sieciowe) oraz z awaryjnością linii kablowych z polietylenu termoplastycznego. Jakość świadczonych usług PiD wymaga stałego nadzoru ze strony regulatora. Wiąże się to z koniecznością pozyskiwania wiarygodnych danych w tym zakresie, w celu oceny występujących trendów długookresowych. Należy dodać, że monitorowanie jakości świadczonych usług pozostaje również w związku z pozostałymi elementami oceny przedsiębiorstwa sieciowego jak np. poziom nakładów inwestycyjnych, kosztów operacyjnych a także zachowaniem przez przedsiębiorstwo sieciowe warunków prowadzenia działalności wynikających z ustawy – Prawo energetyczne i koncesji na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej.

Mówiąc o analizie projektów planów rozwoju nie sposób przytoczyć kilku danych liczbowych. I tak np. planowana na lata 2001-2005 średnia roczna dynamika liczby odbiorców wynosiła od – 0,09% do 2,72%, przy średniej dla ogółu ZE 0,67%. Natomiast średnia roczna dynamika liczby odbiorców wykonana w latach 1998-2001 wyniosła od – 0,29% do 2,05%, przy średniej dla ogółu ZE 0,66%. Dokonując weryfikacji prognoz w zakresie tych wielkości kierowano się generalną zasadą, że średni roczny przyrost liczby odbiorców w okresie planistycznym, w odniesieniu do stanu na koniec 2001 r. nie powinien być wyższy niż średni roczny przyrost liczby odbiorców osiągnięty w latach 1998-2001. Co ma uzasadnienie w obecnym i szacowanym na najbliższe lata, tempem rozwoju gospodarczego w odniesieniu do tempa rozwoju, które występowało w latach 1998-2001 (obecne tempo rozwoju gospodarczego kraju uległo znacznemu spowolnieniu).

Struktura środków trwałych brutto obciążających działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji na dzień 31 grudnia 2001 r., wg informacji przekazanej w projektach planów z kwietnia 2002 r., przedstawia się następująco: udział majątku sieciowego (linie, stacje, transformatory) w środkach trwałych przypisanych do przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej wynosi od 76,9% do 97,7%, przy średniej dla ogółu ZE 88,9%. Natomiast udział majątku „pozostałego” od 2,3% do 23,1%, przy średniej dla ogółu ZE 11,1%. Natomiast udział środków trwałych brutto PiD w środkach trwałych ogółem dla poszczególnych ZE wynosi od 63,7% do 99,8%, przy średniej dla ogółu ZE 93,7%.

Wielkość planowanych w okresie 2001-2005 nakładów na odbiorcę (a dokładniej na planowaną w poszczególnych latach liczbę odbiorców) w ramach działalności w zakresie PiD zakładano (ceny stałe 2001 r.): od 61 zł/odbior-

Rys. 2. Nakłady inwestycyjne zakładów energetycznych w latach 1998-2001 – wykonanie i w latach 2002-2005 – plan i projekcje. Komentarz w tekście



cę rocznie do 258 zł/odbiorcę rocznie, przy średnich dla ogółu ZE w tym okresie od 134 do 149 zł/odbiorcę rocznie. Odnosząc planowane roczne nakłady inwestycyjne do jednostki sprzedanej energii elektrycznej, planowana intensywność inwestowania kształtowała się od 7 zł/MWh do 48 zł/MWh, przy średnich rocznych dla ogółu ZE w tym okresie od 21 do 23 zł/MWh.

Warto również odnotować, że w przypadku ogółu ZE 80,6% ciągów sieciowych SN i 55,7% ciągów nN wykorzystanych jest poniżej 49%. W niektórych przypadkach wykorzystanych poniżej 49% jest 99,6% ciągów SN i 94,6% ciągów nN.

Jak wspomniano powyżej, weryfikacja założeń związanych z projekcjami rozwoju rynków poszczególnych ZE oraz analiza nakładów inwestycyjnych tych przedsiębiorstw została dokonana w oparciu o dane historyczne od 1998 r. Nakłady inwestycyjne zakładów energetycznych w latach 1998-2001, wykazane w sprawozdaniach F-01 przedstawiono na rysunku 1. Natomiast rysunek 2 przedstawia zarówno nakłady wykonane w latach 1998-2001 jak i plany zakładów energetycznych oraz projekcje URE w tym zakresie do 2005 r.

W przypadku zakładów energetycznych przedstawiono nakłady planowane w projektach planów rozwoju opracowywanych w 2001 r. oraz w 2002 r. W przypadku projekcji URE zamieszczono na wykresie projekcję na lata 2002 i 2003 dokonaną w czerwcu 2001 r. oraz projekcję na lata 2002-2005 dokonaną w czerwcu 2002 r. Nieciągłość wykresów występująca w 2001 r. wynika z faktu, iż jak wspomniano na wstępie, w ramach modyfikacji projektów planów rozwoju od 2002 r. zostały wyodrębnione nakłady inwestycyjne związane z poszczególnymi rodzajami działalności koncesjonowanych. Na potrzeby projek-

cji 2001 r. zastosowano zaś nakłady wykazane w sprawozdaniach F-01 (tj. dotyczące całokształtu działalności ZE). Ponieważ nakłady były planowane w cenach stałych, na potrzeby ww. projekcji opracowanej w czerwcu 2002 r., przeliczono kwoty nakładów na ceny bieżące okresu 2002-2005 wg założonego RPI odpowiednio: 2002 – 4%, 2003 – 3,5%, 2004 – 3,5%, 2005 – 3%. Ponieważ obecnie cel inflacyjny został przekroczony, wykresy w części dotyczącej prognozy ulegną nieznacznemu spłaszczeniu.

Mówiąc o ww. prognozach warto mieć na uwadze obecną sytuację w gospodarce, w tym załamanie inwestycji – por. np. „Ocena sytuacji społeczno-gospodarczej w I półroczu 2002 r. wraz z elementami prognozy do końca roku” Rządowego Centrum Studiów Strategicznych (Warszawa, 6 sierpnia 2002 r.). W powyższym raporcie ocenia się, że w 2001 r. nakłady inwestycyjne w całej gospodarce zmalały o 8,5%, w tym w II półroczu aż o ok. 13%. Odnośnie 2002 r. szacuje się natomiast, że działalność inwestycyjna wszystkich podmiotów zmniejszy się o ok. 10%, a łącznie w latach 2001-2002 o ok. 18%.

Interesujące jest zatem na ile procesy zachodzące w gospodarce przełożą się na inwestycje monopolistów naturalnych jakimi w zakresie przesyłania i dystrybucji są zakłady energetyczne, przy całej specyfice działalności związanej z dostawą energii elektrycznej.



Autor jest pracownikiem Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych URE

ZANIM BĘDZIE ZA PÓŹNO ...

dr inż. Tomasz Kowalak

Nasilająca się w ostatnim czasie dyskusja na temat kształtowania struktury organizacyjnej sektora elektroenergetycznego (na kanwie realizacji założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r.) uzasadnia potrzebę „powrotu do korzeni” tj. dokonania przeglądu prawd najbardziej podstawowych, których świadomość zdaje się w ferworze wspomnianej dyskusji zanikać, a zignorowanie których musi obrócić się przeciwko celowi podejmowanych wysiłków. Przykładem medialnego „wodzenia na manowce” może być teza, iż liberalizacja rynku prowadzi do wzrostu cen energii i jako taka jest błędem – teza uzasadniana aktualną sytuacją rynku niemieckiego, wspierana wynikami referendum w Szwajcarii.

Pierwszą kwestią jest odpowiedź na pytanie, czemu służyć ma reforma energetyki, kolejną – czym zdaje się być „wolny rynek” w wykonaniu sektora, wreszcie ostatnią – czy sektor chce wdrożenia swobodnej konkurencji i w jaki sposób broni się przed narzuceniem mu niechcianych reguł. Na tym tle strategia dalszego postępowania narzuca się sama.

Otóż zagadnieniem fundamentalnym, jakie od 12 lat winno określać kontekst przemian sektora elektroenergetycznego, jest **konieczność poprawy konkurencyjności gospodarki**. To nie sektor, ale gospodarka której służy, musi sprostać wyzwaniom konkurencji międzynarodowej, o ile tylko porzuci się sny o potęgze budowanej w autarkii. Rzecz w tym, że koszt zaopatrzenia w energię limituje konkurencyjność praktycznie wszystkich dóbr, determinuje także poziom życia w wymiarze cywilizacyjnym. Tym samym na miano absurdu zasługuje teza o konieczności poprawy konkurencyjności przedsiębiorstw sektora w wymiarze międzynarodowym, jeżeli ma być realizowana kosztem odbiorców krajowych np. poprzez konsolidację pionową.

W tym miejscu nie można zapominać, że koszt zaopatrzenia w energię nie jest wyłączną funkcją ceny energii. Obejmuje koszty niedostarczenia energii a także koszt obciążenia środowiska, sektor musi więc być wydolny, zarówno w aspekcie pewności i jakości dostaw energii, jak i w zakresie nie obciążania ponad miarę środowiska naturalnego. Globalny koszt zaspokojenia potrzeb energetycznych jest także funkcją efektywności wykorzystania energii. Dodatkowo, i tak złożony obraz, komplikują:

- konieczność zachowania efektywności alokacyjnej tego kosztu, tj. zapewnienie pokrywania go przez te podmioty, które go powodują,
- konieczność realizowania szeregu funkcji „pasożytniczych” wobec celu podstawowego (np. funkcji fiskalnej – vide: akcyza).

W tym kontekście wyzwaniem dla władz odpowiedzialnych za kształtowanie i realizację polityki gospodar-

czej jest takie ukształtowanie ram prawnych funkcjonowania sektora elektroenergetycznego, by, honorując technologiczne uwarunkowania i ograniczenia, zapewnić w horyzoncie długofalowym bezpieczeństwo dostaw energii (realizowanych po koszcie uzasadnionym z punktu widzenia całej gospodarki, a nie samego sektora, przy ograniczeniu do racjonalnego minimum jego negatywnego wpływu na środowisko naturalne). Podstawową trudnością, na jaką napotyka realizacja tak sformułowanego celu, jest „rozmycie” kryteriów oceny uzasadnionego kosztu (zwłaszcza długookresowego) oraz uzasadnionego wpływu na środowisko naturalne. O ile ta druga luka w coraz większym stopniu jest wypełniana przez normalizację na poziomie międzynarodowym, o tyle problem weryfikacji kosztów uzasadnionych wciąż stanowi źródło niekończących się nieporozumień. Koniecznym wydaje się również, ograniczenie do minimum funkcji pasożytniczych, których realizacja z powodzeniem otwiera drogę dla maskowania i usprawiedliwiania nieefektywności wykonywania celu podstawowego.

Poszukiwanie optymalnego poziomu kosztów zaopatrzenia gospodarki w energię elektryczną może być realizowane według wielu modeli, ale żaden z nich nie może ignorować uwarunkowań technologicznych, które odnoszą się zarówno do aspektów technicznych (fizykalnych) jak i do sposobów postępowania z informacją determinującą decyzje gospodarcze.

W szczególności konieczne jest uwzględnienie naturalnego monopolu w zakresie przesyłania i dystrybucji (dostaw fizycznych), a także zróżnicowanie dostępu poszczególnych uczestników rynku energii do informacji rynkowej.

Historycznie ukształtowany monopol państwowy, w ramach którego funkcjonują przedsiębiorstwa energetyczne, uzasadnia dążenie do korzystania z narzędzi bezpośredniej, pełnej regulacji sektora przez Państwo. Jednakże nie jest to regulacja efektywna, gdyż nie mobilizuje do sięgania po nowe technologie, nie zachęca do poszukiwania form poprawy efektywności, dodatkowo nie zapewnia przeciwdziałania nakładaniu obowiązków pasożytniczych. Skutki regulacji realizowanej w takim stylu najlepiej są widoczne w przypadku „bratniego” sektora infrastrukturalnego, jakim jest transport kolejowy, swoisty skansen techniczny i organizacyjny, wyparty na margines życia gospodarczego przez rozwijający się w warunkach rynku konkurencyjnego transport drogowy. Problem ten, *nota bene*, nie jest problemem specyficznie polskim, tym bardziej stanowi dobrą ilustrację przewagi regulacji bodźcowej, czerpiącej z zasad wolnej konkurencji, nad regulacją *cost of service*, typową dla sprawowanej przez urzędy ministerialne poprzez stanowienie cen urzędowych.

Można się pokusić o ustalenie następującej zależności: efektywność gospodarki (jako cel nadrzędny) jest pochodną efektywności sektora energetycznego, ta zaś jest funkcją efektywności systemu jego regulacji, a ta z kolei zależy od skorelowania struktury podmiotowej sektora i metod regulacji, a ściślej od możliwości dostosowania struktury podmiotowej sektora do najbardziej efektywnych, aktualnie dostępnych metod regulacji. Bezwzględnie prawdziwe jest także stwierdzenie, że zakłócenie powyższej zależności na jakimkolwiek poziomie skutkować musi pogorszeniem efektywności gospodarki, a tym samym obniżeniem jej konkurencyjności w aspekcie międzynarodowym.

Przykładową ilustracją tej tezy jest m.in. konsekwencja realizacji rządowego programu restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego poprzez forsowanie quasi-urzędowych cen na węgiel energetyczny. Przeniesienie ponadrynkowych kosztów zakupu węgla na cenę energii dla odbiorców krajowych bezpośrednio pogarsza ich możliwości konkurencyjne na rynkach międzynarodowych. Sytuację tę pogarsza dodatkowo eksport energii generowanej z „węgla eksportowego” – a więc znacznie tańszej, z której korzystają zagraniczni konkurenci producentów krajowych (głośny niedawno przykład POLSIN-KARBID Sp. z o.o. lub ZGH Bolesław).

Analizę efektywności metod regulacji poprzedzić wypada zdefiniowaniem regulacji jako pojęcia na potrzeby niniejszego tekstu. Otóż, szerzej niż to jest stosowane potocznie, poprzez regulację rozumiem całokształt warunków kształtujących zachowania przedsiębiorstw sektora. Tym samym rozróżnić możemy:

- „**regulację bezpośrednią**” polegającą na administracyjnym narzucaniu jednolitych cen przez organy administracji publicznej (przykładem było stanowienie urzędowych cen energii przez Ministra Finansów),
- „**regulację pośrednią**” polegającą na akceptowaniu cen kształtowanych przez przedsiębiorstwo według schematów określonych prawem (ten model dopuszcza istotne zróżnicowanie pomiędzy przedsiębiorstwami – taki model aktualnie obowiązuje w Polsce),
- „**samoregulację**”, kiedy przedsiębiorstwa kształtują ceny według reguł określonych prawem a kontrola ich decyzji realizowana jest jedynie *ex post* przez organ antymonopolowy (w istocie nie ma organu regulacyjnego – taki model aktualnie obowiązuje w Niemczech),
- wreszcie najdoskonalszą formę jaką jest „**regulacja wzajemna**” w postaci rynku konkurencyjnego.

Regulacja wzajemna jest formą najdoskonalszą, gdyż najsilniej stymuluje przedsiębiorstwa do podnoszenia efektywności, zarówno na płaszczyźnie organizacyjnej jak i technologicznej. Niestety, jej zastosowanie w odniesieniu do sektora elektroenergetycznego podlega

istotnym ograniczeniom – tylko do tych form aktywności, które nie wymagają zaangażowania majątku sieciowego. Co więcej, może być w pełni skuteczna tylko w tych sytuacjach, gdy po obu stronach „lady” uczestników jest wystarczająco wielu i wszyscy mają zagwarantowany jednakowy dostęp do informacji rynkowej.

W związku z powyższym, rozwiązaniem modelowym wydaje się być taka sytuacja, w której działalność wytwarzania i obrotu poddane są regulacji wzajemnej – wolnej grze konkurencyjnej, natomiast działalność sieciowa regulacji pośredniej w maksymalnym stopniu imitującej narzędzia wolnej konkurencji. Należy przy tym zwracać szczególną uwagę, aby działania realizowane na styku tych dwóch obszarów (np. bilansowanie systemu, czy obsługa kosztów osieroconych) nie upośledzały w sposób istotny z jednej strony warunków wolnej konkurencji, z drugiej – narzędzi regulacji.

Przychody sektora elektroenergetycznego kształtują się na poziomie 24 mld zł. Przy takiej skali przepływu środków pieniężnych dobrowolna rezygnacja choćby z części możliwej do osiągnięcia renty monopolu jest praktycznie niemożliwa. To, że cierpi na tym cała gospodarka, że forsowanie przychodów sektora jest swoistą drogą donikąd, bo już spada konsumpcja energii i rosną należności przeterminowane, wydaje się nie mieć żadnego znaczenia. Przeważa zasada, że „bliższa ciału koszula” motywująca do formułowania koncertu propozycji uzdrowienia sektora, w istocie zadziwiająco jednomyślnie broniących *status quo*.

W odniesieniu do działalności potencjalnie wolno-konkurencyjnej: istotne jest zachowanie dostatecznej liczby uczestników rynku na wszystkich jego poziomach. O ile nie grozi nadmierna koncentracja po stronie odbiorców końcowych, o tyle ograniczenie liczby podmiotów funkcjonujących na rynku hurtowym jest zagrożeniem bardzo realnym. Jedno z najbardziej popularnych kryteriów – współczynnik HHI limituje ograniczanie liczby uczestników rynku praktycznie do pięciu¹⁾. Postępująca koncentracja na rynku europejskim pozwala szacować, że jest to również liczba, do której ograniczy się grono liczących się firm (wytwarzania i obrotu) w Zjednoczonej Europie. Tym samym strategicznym celem w tym zakresie jest jedynie niedopuszczenie do zdominowania polskiego rynku przez jednego z „wielkich”. Na tym tle wydaje się, że obrona polskości sektora wytworczego jest jedynie przykrywką mającą usprawiedliwić remonopolizację sektora (jak się nie da inaczej, to choćby w wymiarze lokalnym). To samo dotyczy działalności

1) Współczynnik Hirschefelda Hirschmanna, wyznaczany jako suma kwadratów procentowych udziałów w rynku, wg którego rynek ocenia się jako niekonkurencyjny, jeżeli HHI > 2500, zagrożony – jeżeli udział pojedynczego uczestnika przekracza 30%, a zdominowany – jeżeli udział pojedynczego uczestnika przekracza 40%. Warunki dla pozytywnej oceny rynku konkurencyjnego są więc spełnione przy mniej więcej wyrównanym podziale rynku pomiędzy minimum pięciu uczestników.

obrotu w wymiarze detalicznym. Podział rynku odbiorców uprawnionych pomiędzy co najmniej pięć podmiotów (powiązanych z wytwórcami lub nie), daje minimum szans, by odbiorcy mogli czerpać korzyść z konkurencji pomiędzy dostawcami.

Całkowicie odmiennie kształtuje się problem działalności sieciowej. W odniesieniu do tej gałęzi gospodarki nie ma przekonywujących dowodów istnienia efektu skali. Przeciwnie; w warunkach polskich dysponujemy przeciwstawnymi wynikami oceny efektywności przedsiębiorstw sieciowych „dużych” i „małych”, z których każde obsługuje 100% rynku na którym funkcjonuje. Stosowanie więc w odniesieniu do nich miar „udziału w rynku” jest pozbawione sensu. Najdobitniej efekt skali w zintegrowanej działalności sieciowej można zmierzyć wynikami EdF, przez lata stawianego za wzór poprawności funkcjonowania „tradycyjnej” energetyki. Na drugim końcu tej skali jest kilkaset przedsiębiorstw dystrybucyjnych funkcjonujących w Szwajcarii, obszarowo kilkakrotnie mniejszej od Polski. Tym samym dyskusja nt. właściwej liczby spółek dystrybucyjnych żywo przypomina znane z historii dyskusje poświęcone ocenie liczby diabłów na końcu szpilki. Nie uzurpuję sobie prawa do jej rozstrzygnięcia. Jednakże byłoby fatalnym błędem, gdyby pominięto w niej aspekt fundamentalny dla efektywności regulacji tego podsektora. Jest nim statystyka – minimalna liczba podmiotów poddawanych analizom porównawczym, zastępującym w rękach regulatora możliwość porównań, jakich dokonują odbiorcy na rynku konkurencyjnym. Ukształtowana w wyniku reorganizacji Zjednoczenia Energetyki liczba 33 spółek jest niezwykle wdzięcznym materiałem statystycznym, każde jej ograniczenie będzie prowadziło do osłabienia regulacji ze wszystkimi wymienionymi wcześniej następstwami. Jeżeli jednak ocenia się, że zróżnicowanie skali funkcjonowania poszczególnych spółek dystrybucyjnych nie jest uzasadnione, to konsolidacja pozioma powinna jedynie dotyczyć podmiotów „najmniejszych” – bez powiększania dotychczasowych „liderów”, przy zachowaniu ogólnej liczby podmiotów wystarczającej dla zachowania skuteczności regulacji. W tym zakresie istnieje granica, której nie powinno się przekroczyć.

I znów, na tym tle, trudno się powstrzymać przed refleksją, że proponowane przez różne ośrodki administracyjne konstelacje od dwóch do pięciu „koncernów energetycznych” stanowią w istocie próbę „zawrócenia historii”, po to, by w warunkach odbudowanego monopolu realizować jeszcze przez czas jakiś swoją „rentę”.

Problematyka poruszona powyżej nabiera szczególnej wymowy w kontekście zapowiadanej „wielkiej nowelizacji” ustawy Prawo energetyczne. Niepokojąca jest zwłaszcza formuła „pospolitego ruszenia” – na kilku stronach internetowych otwarte są skrzynki życzeń, przeznaczone do gromadzenia propozycji zmian poszczególnych artykułów ustawy. Biorąc pod uwagę, że wszystkie dotychczasowe „małe nowelizacje” ustawy stanowiły

w istocie kolejne kroki wstecz na drodze do urynkwienia sektora, uzasadniona staje się obawa, że „wielka nowelizacja” będzie swoistym „wielkim skokiem” ... ale także wstecz.

Truizmem jest stwierdzenie, że regulator, przestrzegając Art. 7 konstytucji, zobowiązany jest do działania na podstawie i w granicach prawa. Jeżeli przepisami prawa obezwładni się regulatora, to w pierwszej kolejności ucierpi na tym efektywność regulacji, ale w końcu cała gospodarka. A na tym polu już mamy niemałe doświadczenia. Nie co innego jak wcześniejszy lobbing zainteresowanych środowisk jest aktualnie przyczyną kryzysu energetyki wiatrowej i kogeneracji, nie mniej groźna w skutkach jest doktryna nakazująca wykreślać z projektów aktów prawnych wszystkie zapisy, których nie rozumie prawnik odpowiedzialny za ich redakcję.

Rzecz ciekawa, że wszystkie harce wokół ustawy i aktów wykonawczych dokonywane są w trosce o zachowanie bezpieczeństwa energetycznego kraju, tak jakby ich autorom obca była świadomość, że wszelkie zabiegi na rzecz zachowania nieuzasadnionego poziomu cen energii prowadzą do nakręcania „spirali śmierci”: najpierw odbiorcy przemysłowi przestają płacić w terminie, potem przestają płacić w ogóle, odłączeni od dostaw energii (za zaległości w opłatach) upadają i przestają pobierać energię. W ten sposób problem przenosi się z poziomu spółki dystrybucyjnej na poziom wytwórców, którzy już także nie znajdują w przychodach możliwości pokrycia swoich kosztów stałych. Co więcej, w konsekwencji upadłości odbiorców przemysłowych za energię przestają płacić ich byli pracownicy – aktualnie bezrobotni – i pętla wokół sektora zaciska się coraz bardziej.

Niejako na marginesie warto odnotować spostrzeżenie, które pozostawię jako osobistą refleksję, bez dowodu. Otóż suma doświadczeń, jakie przez cztery lata funkcjonowania nowoczesnej regulacji w Polsce zostały zgromadzone przez Prezesa URE, dla żadnego z potencjalnych autorów nowelizacji ustawy (działacze i organizacje gospodarcze, naczelna administracja, koła parlamentarne) nie jest przedmiotem zainteresowania. Gorzej, próby artykułowania konkretnych propozycji zmian trafiają w próżnię...



Autor pełni obowiązki dyrektora Departamentu Taryf URE

ANALIZA ODMOWY ZATWIERDZENIA TARYFY DLA PALIW GAZOWYCH PGNiG S.A.

Teresa Kubacka

W ostatnim okresie w prasie pojawiają się artykuły, z których wynika jakoby Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmawiając w roku 2001 zatwierdzenia taryf dla paliw gazowych ustalonych przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. świadomie naraził to Przedsiębiorstwo na straty. Natomiast fakty, które towarzyszyły odmowie były zupełnie inne i w sposób oczywisty zaprzeczają tym sugestiom, co pozwolę sobie przedstawić poniżej.

Taryfy dla paliw gazowych ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne muszą uwzględniać postanowienia ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348 ze zm.) oraz rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 20 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2001 r. Nr 1, poz. 8 i Nr 34, poz. 407), zwanego dalej „rozporządzeniem taryfowym”. Tylko wówczas mogą one być przez Prezesa URE zatwierdzone i po ich opublikowaniu wejść w życie. W przypadku niezgodności tych taryf z zasadami zawartymi w powołanych wyżej przepisach Prezes URE zobowiązany jest do odmowy ich zatwierdzenia. W przeciwnym razie działałby wbrew obowiązującemu prawu.

Podkreślić przy tym należy, że przedsiębiorstwo, którego zdaniem decyzja o odmowie zatwierdzenia mu taryfy nie jest uzasadniona, może odwołać się do sądu antymonopolowego, a nawet, w przypadku pozytywnego dla niego wyroku dochodzić od budżetu państwa zadośćuczynienia stanowiącego ekwiwalent strat poniesionych w wyniku niekorzystnej dla niego decyzji. Zatem przedsiębiorstwo nie jest bezbronne wobec decyzji podejmowanych przez Prezesa URE.

Trzeba przy tym zwrócić uwagę na postanowienia § 44 rozporządzenia taryfowego, w wersji przed zmianą, zgodnie z którymi taryfy obowiązujące przed dniem 14 czerwca 2000 r. (a więc również taryfa Nr 1/2000 PGNiG S.A.), mogły obowiązywać nie dłużej niż do 31 marca 2001 r. Termin ten – właśnie na wniosek wskazanego Przedsiębiorstwa – na mocy rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 12 kwietnia 2001 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2001 r. Nr 34, poz. 407) został wydłużony do 31 sierpnia 2001 r.

Gdyby więc istotnie przychody uzyskiwane od odbiorców nie pokrywały ponoszonych kosztów, to PGNiG S.A. powinno dolożyć wszelkich starań i przedłożyć możliwie jak najszybciej nową taryfę chroniącą jego interesy, a nie występować o zmianę omawianego terminu. Natomiast Przedsiębiorstwo nie tylko, że samo zabiegało o wydłużenie okresu obowiązywania taryfy Nr 1/2000, to nawet zmienionego terminu nie dotrzymało. Z wnioskiem taryfowym wystąpiło bowiem w dniu 16 lipca 2001 r., tj. w terminie niegwarantującym wejście w życie taryfy z dniem 1 września (patrz art. 47 Prawa energetycznego).

Taryfa przedłożona w dniu 16 lipca 2001 r. nie mogła być zatwierdzona ze względu na jej niezgodność z powołanymi aktami prawnymi, w szczególności z następujących przyczyn:

1. Nie przedstawiono wymaganych dokumentów związanych z zakupem gazu wysokometanowego z importu, co uniemożliwiło dokonanie rzetelnej oceny, czy ustalona w taryfie cena tego gazu (który jest podstawowym paliwem rozprowadzającym siecią) istotnie oparta jest o koszty uzasadnione.
2. Nie ustalono stawek opłat dystansowych, co stanowiło niewypełnienie postanowień § 19 pkt 2 lit. a) rozporządzenia taryfowego.
3. Ustalone dla grup taryfowych W-5.1, W-5.2, W-6.1, W-6.2, W-7.1, W-7.2, Z-5.2, Z-8.1, Z-9.1, Z-9.2 i Z-10 stawki opłat za usługi przesyłowe uniemożliwiały spełnienie warunku wynikającego z postanowień art. 45 ust. 5 ustawy, zobowiązującego przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych do ustalenia stawek opłat za usługi przesyłowe w taki sposób, aby udział opłat stałych za świadczenie usług przesyłowych w łącznych opłatach za te usługi dla danej grupy odbiorców nie był większy niż 40%.
4. Nie przedstawiono szczegółowego uzasadnienia kosztów finansowych przyjętych do kalkulacji cen i stawek opłat, których poziom w stosunku do roku 2000 wzrósł o 90%.
5. Poziom cen i stawek opłat ustalonych dla grup taryfowych, do których kwalifikowani są odbiorcy domowi nie zapewniał spełnienia warunku określonego w § 29 rozporządzenia taryfowego, zgodnie z którym wzrost średniej stawki opłaty za usługę przesyłową w subsydiowanych grupach taryfowych nie mógł być wyższy niż 15,1%.
Poziom ten był również sprzeczny z „Załoženiami polityki energetycznej Polski do 2020 r.”, przyjętymi

- przez Radę Ministrów na podstawie art. 13 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Powyższy dokument dopuszcza „wzrost cen o kilka pkt. procentowych ponad inflację dla tych odbiorców, którzy byli dotąd beneficjentami skrośnego subsydiowania, kosztem innych grup odbiorców”. Jego postanowienia, w myśl art. 23 ust. 1 Prawa energetycznego, Prezes URE zobowiązany jest uwzględniać regulując działalność przedsiębiorstw energetycznych.
6. Nieakceptowalny był poziom cen i stawek opłat dla odbiorców przemysłowych o wysokim współczynniku wykorzystania mocy, tj. małe huty szkła, zakłady ceramiczne, dla których koszt pozyskania gazu istotnie wpływa na wynik prowadzonej działalności gospodarczej. Przy zaproponowanym poziomie cen i stawek opłat wzrost opłat dla ww. odbiorców w stosunku do opłat ponoszonych przez nich w 2000 r. przekroczyłby 30%.
 7. Zamieszczono w taryfie szereg zapisów wkraczających w zakres swobody umów, do zatwierdzenia których Prezes URE nie ma stosownych upoważnień. W szczególności były to zapisy dotyczące niestandardowych zasad odpowiedzialności sprzedawcy i odbiorcy za niedotrzymanie warunków umowy, które upoważniałyby do stosowania innych cen i stawek opłat niż ustalone w taryfie, zapisy sugerujące prawo Przedsiębiorstwa do korekty ustalonych w taryfie cen i stawek opłat w przypadku nieprzewidzianej, istotnej zmiany warunków prowadzenia przez nie działalności koncesjonowanej (co stanowiło niewłaściwą interpretację postanowień § 30 rozporządzenia taryfowego) czy wreszcie postanowienia dotyczące zawartych umów (czasu ich trwania, zasady ich aktualizacji, zobowiązań odbiorcy do odebrania minimalnej ilości paliw i sankcji w przypadku niewywiązania się z tego zobowiązania).

Przedsiębiorstwo od decyzji z dnia 17 sierpnia 2001 r. odmawiającej zatwierdzenia taryfy nie odwołało się. Natomiast pismem z dnia 29 sierpnia ub.r. po raz drugi wystąpiło z wnioskiem o zatwierdzenie II taryfy. Również taryfa przedłożona przy tym wniosku nie mogła być zatwierdzona z uwagi na jej niezgodność z obowiązującymi aktami prawnymi.

W dalszym ciągu taryfa nie zawierała stawek opłat dystansowych, tym samym więc Przedsiębiorstwo nie wypełniło postanowień § 19 pkt 2 lit. a) rozporządzenia taryfowego. Ponadto ustalone w taryfie ceny i stawki opłat nie zapewniały ochrony odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen. Na przykład w przypadku odbiorców domowych pobierających gaz wysokometanowy w ilościach nie przekraczających w skali roku

300 m³, tj. pobierających go do celów przygotowania posiłków (grupa taryfowa W-1) proponowany średni wzrost opłat wynosił 19,7%, natomiast w przypadku odbiorców pobierających gaz zaazotowany do tych samych celów (grupa taryfowa Z-1) wzrost opłat wynosił 19,8%, co było sprzeczne z przyjętą w § 29 ust. 3 rozporządzenia taryfowego zasadą stopniowej eliminacji subsydiowania skrośnego i rozłożenia w czasie dochodzenia do cen ekonomicznych. Było to również sprzeczne z przyjętymi przez Radę Ministrów „Załoženiami polityki energetycznej Polski do 2020 r.”.

Ponadto zmiana taryfy 1/2000 ustalona przez PGNiG S.A. i wprowadzona w życie 15 marca 2001 r. skutkowała już ok. 16% wzrostem średniej ceny dla ww. grup odbiorców. Nałożenie się dwu wysokich podwyżek związanych z dostawą paliw gazowych dla odbiorców domowych, w skali kilku miesięcy, w świetle powyższego nie mogło uzyskać akceptacji Prezesa URE, podobnie jak działanie takie nie uzyskałoby akceptacji odbiorców wywołując ich ostry protest.

Również analiza skutków wzrostu opłat dla odbiorców przemysłowych wskazywała, iż pomimo spadku średniej ceny, w przypadku części odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych W-5.2, W-6.1, W-6.2 oraz Z-5.2, Z-6.1, wzrost opłat w stosunku do opłat ponoszonych przez nich w 2000 r. przekroczyłby 30%.

Podsumowując zastrzeżenia odnośnie nieuzasadnionego poziomu cen, należy stwierdzić, że o ile eliminacja subsydiowania odbiorców domowych przez odbiorców przemysłowych była i jest konieczna, to przyjęte przez Przedsiębiorstwo jej tempo oraz dynamika wzrostu cen w grupach taryfowych obejmujących w szczególności małych odbiorców domowych (W-1, W-2, Z-1, Z-2, oraz R-1, B-1) była nie do zaakceptowania z uwagi na obowiązujące przepisy prawne. Ponadto podwyżka ta nie znajdowała uzasadnienia w kosztach Przedsiębiorstwa.



Autorka jest naczelnikiem wydziału w Departamencie Taryf URE

PIERWSZE DOŚWIADCZENIA RZECZNIKA ODBIORCÓW PALIW I ENERGII

Jacek Belkowski

Chciałbym podzielić się z państwem doświadczeniami z pierwszego okresu pracy na stanowisku Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii. Mam tu na myśli okres od momentu rozpoczęcia pracy do chwili, w którym piszę ten materiał (wszelkie dane liczbowe użyte w tym tekście odnoszą się do okresu od 1 lipca do 30 listopada 2002 r.).

Informacja o powołaniu i zadaniach Rzecznika

W pierwszym okresie swojej działalności starałem się o rozpowszechnienie informacji o istnieniu stanowiska Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii. Temu celowi służyły rozestane na przełomie lipca i sierpnia pisma do 78 największych przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem: energią elektryczną, gazem i ciepłem. Szacuję, że przedsiębiorstwa te mają łącznie ponad 20 milionów odbiorców. W listach kierowanych do zarządów, poza informacją o istnieniu i zadaniach Rzecznika, uprzedziłem, że będę zwracał się bezpośrednio do przedsiębiorstw w przypadkach, gdy sprawa tego będzie wymagała. Miałem tu na myśli sytuacje, które przy odrobinie dobrej woli można załatwić od ręki zamiast wchodzić na ścieżkę długotrwałego sporu.

Podobne, informacyjne funkcje, miał spełniać artykuł „O zadaniach Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii” opublikowany w Biuletynie URE nr 5/2002. Echem tego artykułu było zainteresowanie prasy zadaniami Rzecznika. Przeprowadziłem kilka rozmów telefonicznych w tej sprawie z przedstawicielami gazet o zasięgu ogólnokrajowym i prasy regionalnej, a w 2 przypadkach udzieliłem wywiadu. Zdarzało się również, że dziennikarze konsultowali ze mną problemy dotyczące spraw energetycznych, które zostały przedstawione w listach od czytelników. W wielu publikacjach były podawane możliwe sposoby kontaktowania się ze mną: adres pocztowy, poczty elektronicznej, telefon.

Zadane pytania

Pytania, które odbiorcy do mnie kierowali przedstawiały szereg bardzo zróżnicowanych spraw, szczególnie te w formie pisemnej były bardziej wnikliwe i uporządkowane, często zawierały także dokumenty potwierdzające zaistniały problem. Skalę zadanych pytań w rozbiciu na różne formy ich przedstawienia ilustruje tabela 1.

W tej statystyce, w odniesieniu do rozmów telefonicznych, nie podaję krótkich rozmów, w których moja rola ograniczała się do podania nazwy komórki URE lub instytucji, która, zgodnie z posiadanymi kompetencjami, władna jest załatwić postawiony problem. Wśród kontaktów telefonicznych kilkanaście było z powiatowymi (lub miejskimi) rzecznikami konsumentów. Dzwonili do mnie konsultując problemy, na które natknęli się w prowadzonych przez siebie sprawach, a dotyczących różnych aspektów energetycznych.

Najczęściej zadawane pytania

W sprawach dotyczących ciepłownictwa najczęściej powtarzonym tematem jest podział kosztów ciepła na poszczególne lokale. Jest to zagadnienie należące do grupy spoza kompetencji Prezesa URE, których uregulowanie leży w kompetencjach właściciela budynku, spółdzielni mieszkaniowej bądź wspólnoty mieszkaniowej. W takich przypadkach cierpliwie tłumaczę stan prawny i dużą rolę spółdzielców lub członków wspólnot w rozwiązaniu tego problemu. Na marginesie tej sprawy – mam przeświadczenie, na podstawie przekazywanych mi symptomów, że wielu administratorów budynków zbyt drastycznie obniżyło moc zamówioną w przedsiębiorstwach energetycznych. I druga refleksja: dość powszechne jest narzekanie na fakt zainstalowania podzielników kosztów ciepła. Użytkownicy lokali nie zauważają wpływu oszczędzania, przykręcania dopływu czynnika grzewczego, z wysokością płaconych rachunków. Zdarza się, że po zamontowaniu podzielników nikt nie interesuje się nimi, nie są spisywane ich stany.

Tabela 1. Pytania kierowane do Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii

Forma zadania pytania	Ilość zadanych pytań				
	energia elektryczna	ciepło	paliwa gazowe	paliwa ciekłe	łącznie
pisemna	4	6	-	-	10
poczta e-mail	5	6	-	-	11
telefoniczna	33	20	2	2	57

Świadczy to, że niepotrzebnie wydano pieniądze na zakup podzielników i ich montaż, a faktyczne rozliczenie następuje ryczałtowo.

Muszę także przyznać, że miałem pojedyncze sygnały, iż mieszkańcy budynków wielolokalowych chcieliby być rozliczani w oparciu o ciepłomierze lub podzielniki ciepła, gdyż zauważają, że ryczałtowa metoda nie mobilizuje ich do oszczędnego gospodarowania ciepłem, a w efekcie łączne rachunki za zużycie ciepła w budynku są wyższe, co skutkuje wyższymi opłatami płaconymi przez poszczególnych lokatorów.

Z zakresu spraw **dotyczących energii elektrycznej**, ale dotyczących **wszystkich mediów** jest często poruszany problem – kiedy może zostać wstrzymana dostawa paliw lub energii. Nie będę tłumaczył interpretacji prawnych przy dotychczasowym stanie prawnym, ponieważ sprawa zmienia się w związku z wejściem w życie z dniem 1 stycznia 2003 r. ustawy z dnia 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – **Prawo energetyczne** (Dz. U. z 2002 r. Nr 135, poz. 1044). Dodany do art. 6 punkt 3a ma brzmienie: „*Przedsiębiorstwa energetyczne, o których mowa w ust. 1, mogą wstrzymać dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za pobrane paliwo gazowe, energię elektryczną lub ciepło albo świadczone usługi co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności, pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie o zamiarze wypowiedzenia umowy i wyznaczenia dodatkowego, dwutygodniowego terminu do zapłaty zaległych i bieżących należności.*”. Wydaje mi się, że przepis w tym brzmieniu będzie budził mniej wątpliwości interpretacyjnych i będzie korzystniejszy dla odbiorców. W wielu komentarzach prasowych przepis ten jest przedstawiany, moim zdaniem niestusznie, jako zbyt rygorystyczny.

W poprzednich uregulowaniach wiele przedsiębiorstw energetycznych w umowach z odbiorcami stosowało zapis o możliwości rozwiązania umowy w przypadku 14-dniowego opóźnienia płatności za pobrane paliwo bądź energię.

W zakresie **energii elektrycznej** najczęstsze pytania odbiorców dotyczyły granicy podziału instalacji na należącą do dostawcy i odbiorcy. Wielokrotnie zaskoczeniem dla moich rozmówców był fakt, że odpowiedzialność za stan układu pomiarowo-rozliczeniowego (stan plomb) leży po stronie odbiorcy, szczególnie ma to miejsce w budynkach wielolokalowych, gdzie zabezpieczenia główne i układy pomiarowe znajdują się poza lokalami mieszkalnymi.

Sprawy interwencyjne

Zagrożenie braku ogrzewania w dużej części miasta. Sprawa była prowadzona przeze mnie wspólnie z Oddziałem Centralnym URE. Wskutek szczególnego układu organizacyjno-prawnego w drugiej połowie lipca wystąpiło realne zagrożenie pracy układu ciepłowniczego w sezonie 2002/2003. Dwie spółki, które do tej spory w jakimś stopniu były zaangażowane w sprawy ogrze-

wania części miasta, znajdowały się w postępowaniu upadłościowym. Jedną z nich była właścicielką urządzeń – kotłowni i sieci ciepłowniczych, druga dzierżawiła te urządzenia i prowadziła działalność energetyczną, a przy tym nie miała zgody sądu na dalsze prowadzenie działalności gospodarczej. Władze miasta, błędnie interpretując przepisy, sadziły, że w tej sytuacji Prezes może nakazać kontynuowanie działalności koncesjonowanej. Dzięki staraniom pracowników Oddziału Centralnego oraz przy moim udziale udało się doprowadzić na początku sierpnia do spotkania szerokiego gremium osób mających związek z tym zagadnieniem. Na spotkaniu, w którym udział wzięli: syndycy spółek, przedstawiciele przedsiębiorstw energetycznych działających na terenie miasta, przedstawiciele największych odbiorców ciepła i w roli współgospodarzy – przedstawiciele władz miasta, poza wyjaśnieniem strony prawnej zaistniałej sytuacji, nastąpiło określenie możliwych rozwiązań oraz omówienie ścieżki doprowadzającej do uruchomienia systemu ciepłowniczego w najbliższym sezonie. Nie bez trudności i z pewnym opóźnieniem, ale założony efekt został osiągnięty. Sądzę jednak, że największym naszym sukcesem, jako mediatorów było to, że zainteresowani zaczęli ze sobą rozmawiać i zastanawiać się, w jaki sposób konstruktywnie można rozwiązać problem.

Wprowadzanie w błąd odbiorców co do ceny ogrzewania przy użyciu różnych mediów energetycznych. Jedno z towarzystw skupiających przedsiębiorstwa energetyczne szeroko rozpowszechniło ulotkę reklamującą energię elektryczną jako nośnik energetyczny do ogrzewania pomieszczeń. W oparciu o tę ulotkę pojawiły się publikacje, które głosiły bez żadnych zastrzeżeń, że ogrzewanie przy użyciu energii elektrycznej jest najtańsze. Ponieważ takie stwierdzenie jest nieprawdziwe, a jednocześnie możliwa była taka interpretacja materiału reklamowego, podjąłem z władzami organizacji korespondencję. Intencją moją było unikanie w przyszłości wprowadzania w błąd odbiorców. Korespondencyjnie, a potem w bezpośrednim spotkaniu wyjaśniono mi, że autorzy akcji reklamowej są w posiadaniu materiałów dowodzących, że w pewnych warunkach energia elektryczna może być konkurencyjna jako czynnik grzewczy w stosunku do innych mediów oraz że nie było ich intencją, by na podstawie ich ulotki były robione zbyt daleko idące uogólnienia. Poprosiłem, by w dalszych swych publikacjach zwracali uwagę na takie redagowanie tekstu, aby na jego podstawie nie można było wyciągać błędnych wniosków. Z drugiej strony za bardzo pozytywną odbieram zmianę zachowań przedsiębiorstw energetycznych w staraniach o uzyskanie nowych odbiorców.

Sprawa skargi przedsiębiorcy (osoba fizyczna) na warunkowanie przyłączenia elektrowni do sieci od zapłacenia łapówki. Kopia tego pisma była kierowana do Prokuratora Generalnego. Zakład Energetyczny, którego dotyczyła sprawa, przysłał bardzo szczegółowe

wyjaśnienia zawierające m.in. wzory dokumentów wymaganych oraz opis procedur obowiązujących przy przyłączaniu elektrowni do sieci, a także pełny wykaz podmiotów ubiegających się o przyłączenie lub kompletujących dokumenty w tej sprawie. Osoba skarżącego nie widnieje na żadnym z wykazów. Członkowie Zarządu ZE są przekonani, że autorem tego donosu jest człowiek o zupełnie innym imieniu i nazwisku, były pracownik i były reprezentant załogi w radzie nadzorczej, niedawno dyscyplinarnie zwolniony z pracy i odwołany z rady. Uważam sprawę za zamkniętą. Kopie kierowanego do mnie wyjaśnienia wysłane zostały do Prokuratora Generalnego RP i do Rady Nadzorczej Spółki.

Bezpośrednie wizyty odbiorców. Oceniam, że było ich ok. 20. Blisko połowę z tej liczby stanowiły wizyty umówione wcześniej ze mną telefonicznie (przyjąłem bowiem zasadę nie odmawiania zgłaszającym się telefonicznie odbiorcom, chcącym bezpośrednio przedstawić swój problem). Pozostali to odbiorcy, którzy przyszedli do Urzędu bez zapowiadania się lub zostali skierowani z innych komórek URE. Ze wszystkimi staram się rozmawiać, chociaż wśród odwiedzających mnie były także osoby, które wielokrotnie wcześniej odwiedzały URE i nie mają żadnego problemu jako odbiorcy paliw czy energii. Większość jednak miała bardzo poważne problemy, często dotyczące oskarżenia o kradzież energii, w tym także tacy, którzy mają wstrzymaną dostawę energii. W każdym przypadku starałem się doradzić i w jak najszybszy sposób zmienić niekorzystną sytuację.

Interwencje w przedsiębiorstwach energetycznych (łącznie 4). Staram się podejmować takie interwencje tylko w szczególnych przypadkach. Jednym z nich było np. żądanie przeniesienia skrzynek przyłączeniowych, z zagrożeniem, że jeśli nie zostanie to zrealizowane w bardzo krótkim czasie to nastąpi odcięcie od sieci. Sygnałem o zaistnieniu tego typu sytuacji były

telefony (w przeciągu paru dni) od kilku odbiorców z obszaru jednego rejonu zakładu energetycznego. Po rozmowie z szefem rejonu przestały napływać już takie informacje.

Publikowanie informacji

Zmiana napięcia na 230 V. Opracowałem informację na ten temat, opublikowaną pierwotnie na stronie internetowej URE, a następnie w Biuletynie URE nr 5/2002. Temat był bardzo żywy w publikatorach, szczególnie w lipcu i sierpniu. Moje publikacje wywołały także dość duże zainteresowanie, m.in.: rzecznik prasowy UOKiK zwrócił się z prośbą o zamieszczenie tego tekstu na ich stronie internetowej, rozmawiali ze mną na ten temat m.in. dziennikarze Polskiego Radia Szczecin, Dziennika Zachodniego, Super Expressu, Świat Łazienek i Kuchni. W chwili obecnej zainteresowanie tą sprawą jest znikome, bo temat nie zasługuje na sensacyjną otoczkę.

Poradnik Odbiorcy. Skierowałem 14 pozycji do internetowego poradnika, 9 pozycji zakwalifikowałem do wykreślenia. Poradnik wymaga stałego modyfikowania z uwagi na nowe regulacje prawne, orzecznictwo oraz zmieniające się w czasie zapotrzebowanie na informacje. Nowe pozycje są opracowywane głównie w oparciu o poradniki oddziałów terenowych URE.



Autor jest Rzecznikiem Odbiorców Paliw i Energii URE

Warunki prenumeraty na rok 2003
Biuletynu Urzędu Regulacji Energetyki
– na stronach 43–44

OSTATECZNE STANOWISKO W SPRAWIE LIBERALIZACJI RYNKÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU

Ministrowie właściwi do spraw energetyki krajów Unii Europejskiej w czasie spotkania, które miało miejsce w Brukseli w dniu 25 listopada b.r., porozumeli się w trudnej kwestii Dyrektywy w sprawie liberalizacji rynków energii elektrycznej i gazu. Europejskie przedsiębiorstwa będą mogły wybierać swoich dostawców począwszy od 1 lipca 2004 roku, a gospodarstwa domowe uzyskają to uprawnienie od 1 lipca 2007 roku. Rada porozumiała się także co do projektu Zarządzenia w sprawie transgranicznej wymiany w dziedzinie energii elektrycznej i sieci transeuropejskich. Ministrowie ustanowili pułap 190 milionów Euro dla następnego Energetycznego Programu Ramowego, redukując kwotę 215 milionów Euro zaproponowaną wcześniej przez Komisję. Została także formalnie przyjęta Dyrektywa w sprawie sprawności energetycznej budynków. Rada przyjęła Wnioski Szczytu w Johannesburgu, Karty Energetycznej oraz dialogu UE i Rosji prowadzonego w ramach współpracy państw Europy północnej pod nazwą „Northern Dimension”.

Liberalizacja rynku energii elektrycznej i gazu

Komisarz ds. Energetyki Loyola de Palacio przyjęła z zadowoleniem porozumienie wypracowane w Brukseli w dniu 25 listopada b.r. „To radykalna zmiana polegająca na przechodzeniu od narodowych monopolii do pełnej liberalizacji zaledwie w kilka lat” powiedziała Komisarz de Palacio. „Utworzenie europejskiego rynku energii jest rewolucyjnym krokiem, który zwiększy konkurencyjność europejskich przedsiębiorstw i przyniesie korzyści wszystkim obywatelom”. W czasie negocjacji, to właśnie Komisarz de Palacio nalegała na wyznaczenie konkretnych terminów i osiągnęła swój cel, choć za cenę ryzykownych kompromisów.

Negocjacje były trudne zwłaszcza w sprawie ostatecznej daty wyodrębnienia operatorów sieciowych przez przedsiębiorstwa branży elektrycznej i gazowej. Nowe spółki muszą być powołane do życia przed 1 lipca 2004 r. dla sieci przesyłowych i przed 1 lipca 2007 r. dla sieci dystrybucyjnych. Nie oznacza to jednak obowiązku właścicielskiego rozdziału działalności. Co więcej, jeżeli kraj członkowski zdoła udowodnić, że stosowane przez niego środki zapewnią wystarczającą niezależność operatorów sieciowych, może zostać zwolniony – na wniosek Komisji kierowany do Rady i Parlamentu – z obowiązku prawnego wydzielenia działalności dystrybucyj-

nej. Komisja przedstawi Radzie i Parlamentowi Europejskiemu ocenę stopnia zaawansowania liberalizacji w raporcie, który zostanie przygotowany do stycznia 2006 r. Jeśli zaistnieje taka konieczność, Komisja może zaproponować poprawki, które umożliwią wcześniejsze wydzielenia działalności dystrybucyjnej niż przewidziane w obecnym harmonogramie.

Raport oceni także środki podjęte przez kraje członkowskie w celu zapewnienia skutecznego dostępu do instalacji magazynowania gazu, który ma być zorganizowany w oparciu o zasady dostępu negocjowanego lub regulowanego, w zależności od decyzji kraju członkowskiego.

Kompromis z 25 listopada br. wskazuje więc Komisji możliwość przedstawienia Parlamentowi Europejskiemu i Radzie propozycji poprawek w klauzulach Dyrektywy wszędzie tam, „gdzie jest to właściwe”, lub proponowania innych, uznanych za stosowne, środków. Nawet gdyby Komisja podjęła próbę ustalenia harmonogramu nowelizacji drugiej Dyrektywy, nie uzyskałaby lepszego rezultatu niż obecnie, gdyż po opracowaniu raportu w styczniu 2006 r. może się pojawić potrzeba opracowania trzeciej dyrektywy liberalizacyjnej.

Europejskie związki zawodowe, które tradycyjnie bronią interesów małych odbiorców, zareagowały negatywnie na porozumienie Rady, potępiając ideę prawnego wydzielenia działalności sieciowej. W ich opinii obowiązek księgowego wydzielenia działalności przesyłowej nałożony przez pierwszą Dyrektywę jest wystarczający dla uniknięcia subsydiowania skrośnego (sztucznie zawyżone ceny dla klientów związanych umową na dostawę energii lub gazu w celu zrekompensowania niskich cen na wolnym rynku energii).

Otwarcie rynku towarzyszyć będą czytelne i stanowcze zobowiązania do świadczenia usług publicznych (ochrona odbiorcy końcowego, usługa powszechna, bezpieczeństwo dostaw, obowiązek planowania inwestycji). Obowiązek świadczenia usług o charakterze powszechnym stosować się będzie w odniesieniu do wszystkich gospodarstw domowych i małych przedsiębiorstw, które będą mieć prawo do ciągłych dostaw energii elektrycznej o określonych parametrach i za rozsądną cenę.

Ministrowie uzgodnili także kwestie „etykietowania” energii elektrycznej. Dostawcy zobowiązani będą do publikowania na swoich stronach internetowych informacji na temat udziału różnych rodzajów źródeł wyko-

rzystanych do wytworzenia energii oraz o zawartości CO₂ i wytworzonych odpadach radioaktywnych.

Transgraniczny obrót energią elektryczną

Rada porozumiała się także w sprawie projektu Zarządzenia regulującego zasady transgranicznej wymiany energii elektrycznej, które odnoszą się głównie do kształtowania cen i opłat oraz zarządzania zdolnościami przesyłowymi. Niemcy warunkowo wycofały swoje zastrzeżenia, kiedy udało się osiągnąć porozumienie, że zasady te zaczną obowiązywać z chwilą wejścia w życie dyrektywy w sprawie liberalizacji rynku, tj. w lipcu 2004 r. Dokument oczekuje teraz na drugie czytanie w Parlamencie, które prawdopodobnie zakończy się w marcu 2003 r. ostatecznym przyjęciem „pakietu liberalizacyjnego”.

Ramowy Program Energetyki

Rada zgodziła się również na przyjęcie budżetu w wysokości 190 mln Euro dla Ramowego Programu „Inteligentna Energia dla Europy” na lata 2003-2006. Wstępna propozycja Komisji, którą Parlament uznał za „wielce niewystarczającą”, przewidywała kwotę 215 mln Euro. Pani de Palacio osobiście zobowiązała się bronić tej kompromisowej propozycji Rady przed Parlamentem. Członkowie (Parlamentu) oczekiwali wyasygnowania kwoty 255 mln Euro, jednak priorytetem Komisji zapisanym w Zielonej Księdze ws. Bezpieczeństwa Dostaw Energii jest obniżenie popytu i promowanie odnawialnych źródeł energii.

Zrównoważony rozwój

Wnioski Rady w sprawie Światowego Szczytu Zrównoważonego Rozwoju nie zabrzmiały zbyt szczerze w świetle decyzji o obciążeniu budżetu dla Programu Ramowego. Komisja podkreśla w nich wagę niektórych elementów polityki energetycznej, takich jak transfer technologii, poprawa efektywności energetycznej, energia ze źródeł odnawialnych, innowacyjne plany finansowania oraz współpraca regionalna w dziedzinie energetyki. W pierwszym półroczu 2003 r. Komisja przedstawi raport w sprawie współpracy międzynarodowej w dziedzinie energetyki w następstwie Szczytu w Johannesburgu, który ma ocenić, między innymi, czy potrzebne jest podjęcie dodatkowych działań w tym zakresie.

Sieci Transeuropejskie

Rada poparła Porozumienie w sprawie finansowania sieci transeuropejskich, zgodnie z którym udział środków wspólnotowych wzrośnie z 10 do 20%. Celem jest osiągnięcie 10% zdolności przesyłowej między krajami członkowskimi w stosunku do ich mocy wytwórczych. Rada wymienia w aneksie do Porozumienia 12 priorytetowych projektów do realizacji w nadchodzących latach: siedem „wąskich gardeł” w sektorze przesyłu energii elektrycznej (granica Francji z Hiszpanią, Niemcami a zachodnią Danią, granica między krajami Beneluksu, Austrią, Szwajcarią a Włochami, połączenia między Europą kontynen-

talną, a Wielką Brytanią, Grecją i Irlandią) oraz pięć projektów istotnych dla zapewnienia dostaw gazu w Europie.

Budownictwo

Dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej w budownictwie przyjęta została przez Radę bez debaty. Parlament i Rada uniknęły procedury pojednawczej dzięki kompromisowi w sprawie ostatecznego terminu wdrożenia Dyrektywy. Ustalono trzyletni okres na przeniesienie jej zapisów do prawodawstwa krajowego. Państwa Członkowskie, które cierpią na niedobór wykwalifikowanych i/bądź uprawnionych ekspertów, mogą wykorzystać dodatkowy (najwyżej) trzyletni okres przejściowy, by wdrożyć artykuły Dyrektywy odnoszące się do działań lub prac w zakresie istniejących budynków, certyfikatów potwierdzających efektywność energetyczną i kontroli kotłowni. Dyrektywa zawiera także ogólną metodologię rozwoju minimalnych zintegrowanych standardów efektywności energetycznej dla każdego rodzaju budynków, zastosowania i regularnej aktualizacji minimalnych standardów opartych na ww. metodologii dla budynków nowych oraz remontowanych budynków o powierzchni większej niż 1 000 m², systemu certyfikacji dla nowych i istniejących budynków oraz szczegółowej kontroli kotłowni grzewczych i systemów klimatyzacyjnych.

Karta Energetyczna i Rosja

Wnioski Rady w kwestii negocjacji z Rosją skupiły się prawie wyłącznie na ratyfikacji Karty Energetycznej i Protokołu w sprawie Tranzytu. Decydujące znaczenie będzie mieć następna runda negocjacyjna z Rosją. Jeśli się nie powiedzie, Konferencja Karty (52 kraje) uzna, że Rosja nie ratyfikuje Protokołu, w innym przypadku negocjacje będą toczyć się dalej w przekonaniu, że mogą zakończyć się powodzeniem. W każdym razie we Wnioskach Rady w stosunku do negocjacji z Rosją znalazło się szereg bezpośrednich wezwań pod adresem Rosji do ratyfikacji Protokołu. Karcie przypisuje się takie samo znaczenie jak dialogowi Unii z Rosją w sprawie energetyki, co wydaje się zaskakujące zważywszy na bardzo zaawansowany stan negocjacji dwustronnych i sytuacji zastoju w sprawie Karty. Przewodnicząca Unii, Dania oraz Niemcy mocno poparły tak sformułowane Wnioski, szczególnie w zakresie możliwości finalizowania umów dwustronnych z Rosją, co stanowiłoby uzupełnienie prowadzonego dialogu. Rosja otrzymała także zaproszenie do ratyfikowania Protokołu z Kioto.

Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu

Ministrowie odbyli debatę nad projektem Dyrektywy w sprawie promowania kogeneracji. Dyrektywa ta jest obecnie przedmiotem obrad na forum Rady.

Inne kwestie

Komisja przedstawiła zestaw propozycji dla sektora jądrowego, który został przez nią zatwierdzony 6 listopada. Na porządku dziennym obrad znalazł się także dia-

log UE i Rosji prowadzony w ramach współpracy państw Europy północnej pod nazwą „Northern Dimension”, do której Dania przykłada szczególne znaczenie. Komisja zamierza przygotować nowy plan działań na lata 2004-2006, którego celem ma być promowanie efektywnych metod produkcji, dystrybucji i użytkowania energii.

Energetyczne Sieci Transeuropejskie (TENS)

Projekty priorytetowe

Sieci elektroenergetyczne

EL 1: Francja – Belgia – Holandia – Niemcy: rozbudowa sieci elektroenergetycznych w celu rozwiązania problemów związanych z zatorami przesyłowymi przez kraje Beneluksu.

EL 2: Granica Włoch z Francją, Austrią i Szwajcarią: zwiększenie zdolności przesyłowych energii elektrycznej.

EL 3: Francja – Hiszpania – Portugalia: zwiększenie zdolności przesyłowych energii elektrycznej między tymi krajami i na półwysep iberyjski.

EL 4: Grecja, kraje bałkańskie – System UCTE: rozwój infrastruktury elektroenergetycznej w celu połączenia Grecji z systemem UCTE.

EL 5: Zjednoczone Królestwo – Europa kontynentalna i Europa północna: ustanowienie/rozbudowa zdolności przesyłowych energii elektrycznej.

EL 6: Irlandia – Irlandia Północna – Zjednoczone Królestwo: zwiększenie zdolności przesyłowych energii elektrycznej.

EL 7: Dania – Niemcy: zwiększenie zdolności przesyłowych energii elektrycznej.

Sieci gazowe

NG 1: Zjednoczone Królestwo – Holandia – Niemcy – Rosja: gazociągi łączące główne źródła gazu dla Europy, poprawa współdziałania sieci, zwiększenie bezpieczeństwa dostaw.

NG 2: Algieria – Hiszpania – Francja: budowa nowego gazociągu z Algierii do Hiszpanii i Francji, zwiększenie zdolności przesyłowych w Hiszpanii i Francji.

NG 3: Kraje basenu Morza Kaspijskiego – Bliski Wschód – Unia Europejska: nowe sieci gazowe do Unii Europejskiej, w tym gazociągi łączące Grecję z Turcją i Włochy z Grecją.

NG 4: Terminale LNG we Francji, Hiszpanii, Portugalii i Grecji: dywersyfikacja źródeł zaopatrzenia i punktów odbioru.

NG 5: Magazyny podziemne w Hiszpanii, Portugalii i Grecji: zwiększenie objętości magazynowych w Hiszpanii i budowa pierwszych instalacji (magazynowych) w Portugalii i Grecji.

Opracowano w Departamencie Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE



Ostrowski Zakład Ciepłowniczy S.A. w Ostrowie Wielkopolskim – układ skojarzony z turbiną gazową.

Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE
(stan na 30.11.2002 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Podwyżka w %	
Warszawa	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „Legionowo” Sp. z o.o. – Legionowo	0,00	
	Radomskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej RADPEC S.A. – Radom	- 1,80	
	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Garwolin	- 0,60	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Siedlce	3,24	
	Przedsiębiorstwo Ciepłowniczo-Usługowe Piaseczno Sp. z o.o. – Piaseczno	- 9,83	
	Elektrociepłownia Radom S.A. – Radom	6,23	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Wyszaków	3,61	
	Przedsiębiorstwo Usług Inżynieryjno-Komunalnych Sp. z o.o. – Sokołów Podlaski	3,94	
	Zakłady Chemiczne i Tworzyw Sztucznych Boryszew S.A. – Sochaczew	- 4,90	
	EC Wizów – PEP – Wizów k. Bolesławca	- 8,44	
	EC Zakrzów – PEP – Zakrzów	3,29	
	TKT Polska S.A. – Warszawa *)	-	
	Huta Szkła CZECHY S.A. – Trąbki	1,40	
	Ciepłownia Sierpc Sp. z o.o. – Sierpc	5,40	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Pułtusk	2,12	
	EKO-ENERGO E. Maciągowski, A. Błoński, A. Tabor Spółka Jawna – Warszawa	10,65	
	Szczecin	GEOTERMIA PYRZYCE Sp. z o.o. – Pyrzyce	3,25
		P.P.U. EKO – WARK Sp. z o.o. – Szczecin	4,39
		PCE – EUDO Sp. z o.o. – Świnoujście	5,55
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Gozdnica Sp. z o.o. – Gozdnica		25,35	
Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Skwierzyna		4,14	
Zakład Gospodarki Ciepłej Sp. z o.o. – Żagań		3,74	
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Gorzów Wielkopolski		2,49	
Gdańsk	Gminny Zarząd Oświaty w Brusach (Gmina Brusy) – Brusy	3,00	
	Zakłady Porcelany Stołowej LUBIANA S.A. – Lubiana	- 4,36	
	Wspólne Przedsiębiorstwo „PROMEX” S.C. – Pruszcz Gdański	1,67	
	Przedsiębiorstwo Usług Energetycznych i Komunalnych UNIKOM Sp. z o.o. – Gdańsk	3,70	
	GIGATERM INVESTMENT Sp. z o.o. – Gdynia	4,24	
	Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. – Cztuchów	2,31	
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa OT – Słupsk	0,01	
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Dobrze Miasto	0,90	
	Energetyka Ciepła „KORPEC” Sp. z o.o. – Korsze	8,96	
	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. (dawniej: Zakład Ciepłownictwa i Gospodarki Mieszkaniowej (Miasto Miłakowo)) – Miłakowo	- 1,90	
	DALMOR S.A. Gdynia	5,53	
	Zarząd Morskiego Portu Gdynia S.A. – Gdynia	4,56	
	ZEC SPEC – PEC Sp. z o.o. – Kartuzy	3,93	
	Piskie Zakłady Przemysłu Sklejek – Pisz	2,65	
	Spółdzielnia Mieszkaniowa ŚWIT w Elku	- 5,66	
	Przedsiębiorstwo Usługowe Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Nidzica	2,47	
	Poznań	Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. – Tuchola	3,81
Zakład Remontowo-Budowlany (Gmina i Miasto Lubraniec) – Lubraniec		- 4,55	
Przedsiębiorstwo Budowlano-Instalacyjne JANEMMERT – Terespol Pomorski		- 0,80	
ELANA S.A. – Toruń		- 7,12	
Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Ostrzeszów		1,32	
Międzychodzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Międzychód		- 1,04	
GEOTERMIA – CZARNKÓW Sp. z o.o. – Czarnków		- 1,84	
Spółdzielnia Mieszkaniowa ENERGETYK – Drzycim		- 7,31	
Zakłady Azotowe Anwil S.A. – Włocławek		4,70	
Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej EMPEGIEK Sp. z o.o. – Radziejów		0,00	
Zakład Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Więcbork		2,93	
METALPLAST-SYSTEM Sp. z o.o. – Oborniki		- 27,31	
Wojskowa Agencja Mieszkaniowa – Biedrusko		- 3,42	
Miejski Zakład Energetyki Ciepłej (Miasto Chodzież) – Chodzież		7,93	
H. CEGIELSKI – ENERGOCENTRUM Sp. z o.o. – Poznań	0,28		
TEMPEKS Przedsiębiorstwo Usługowo – Wdrożeniowe B. Żurawski – Poznań	- 1,90		
Lublin	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Poniatowa	5,38	
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Tomaszów Lubelski	6,20	

	INSTALCEM Sp. z o.o. – Chełm	- 0,41
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Łuków	5,55
	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Włodawa	5,10
	Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. – Siemiatycze	- 6,29
	MEGATEM EC – Lublin Sp. z o.o. – Lublin	5,51
Łódź	POLFA S.A. – Kutno	- 0,89
	Zakład Wyrobów Metalowych (poprzednia nazwa: Fabryka Samochodów Specjalizowanych) SHL S.A. – Kielce	2,46
	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Niewiadowie (Gmina Ujazd) – Ujazd	- 7,60
Wrocław	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej w Świdnicy Sp. z o.o. (dawniej: Miasto Świdnica) – Świdnica	3,46
	Zakłady Samochodowe JELCZ S.A. – Jelcz – Laskowice*)	-
	Przedsiębiorstwo Wodociągów, Kanalizacji i Ciepłownictwa w Przemkowie Sp. z o.o. – Przemków	5,58
	HARPEN POLSKA Sp. z o.o. – Wrocław	7,75
	CLIMA HEAT Spółka Jawna Andrzej Migdalski, Jan Wierzbicki – Jelenia Góra	3,68
	Przedsiębiorstwo Farmaceutyczne JELFA S.A. – Jelenia Góra **)	39,47
	Zakład Energetyki – Blachownia Sp. z o.o. – Kędzierzyn-Koźle	5,25
Katowice	ELEKTROCIĘPŁOWNIA MARCEL Sp. z o.o. – Radlin	- 2,59
	EKOPEC Sp. z o.o. – Będzin	- 17,23
	P.P.H.U. ENERGOMER Sp. z o.o. – Jaworzno	- 5,37
	Zakład Elektroenergetyczny H.Cz. ELSSEN Sp. z o.o. – Częstochowa	3,46
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej CIEPŁO Sp. z o.o. – Skoczów	0,80
	Korporacja Budowlana FADOM S.A. – Żory	0,43
	Przedsiębiorstwo Komunalne THERMA Sp. z o.o. – Bielsko-Biała	- 0,11
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Ruda Śląska	- 1,50
	RCEkoenergia Sp. z o.o. – Czechowice-Dziedzice	- 1,50
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Tarnowskie Góry	- 0,65
	Spółdzielnia Mieszkaniowa w Piekarach Śląskich – Piekary Śląskie	- 2,56
	Kombinat Koksowniczy ZABRZE S.A. – Zabrze *****)	64,93
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Jastrzębie Zdrój	1,21
Kraków	P.P.R.H.U. MIRABUD Sp. z o.o. – Kraków *)	-
	Wytwórnia Filtrów PZL – Sędziszów – Sędziszów Młp.	2,30
	Solar-Bin Sp. z o.o. – Rzeszów *)	-
	KRAKGUM Sp. z o.o. – Dobczyce	5,60
	Usługi Komunalne „TRZEBINIA” Sp. z o.o. – Trzebinia *)	-
	International Paper Klucze S.A. – Klucze	5,35
	Fabryka Maszyn GLINIK S.A. – Gorlice ***)	34,33
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Chrzanów	2,29
	Zakłady Porcelany Elektrotechnicznej ZAPEL S.A. – Boguchwała	- 6,35
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Mielec	- 2,86
	HSW – Zakład Energetyczny Sp. z o.o. – Stalowa Wola	10,96
	Elektrociepłownia EC – WSK Sp. z o.o. – Rzeszów	3,82

*) nowa działalność

**) wzrost dotyczy cen stosowanych bez zmian od 5 lat

***) wzrost dotyczy tylko średniej wskaźnikowej stawki opłat za usługi przesyłowe

*****) pomimo wysokiego wzrostu poziomu średniej wskaźnikowej ceny ciepła bardzo niski

Odmowy zatwierdzenia taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE (stan na 30.11.2002 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Data odmowy
Gdańsk	Andrzej Skwiercz P.U.H. SKWIERCZ – INSTAL – Połochowo	15.10.2002 r.
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Biała Piska	25.10.2002 r.
	GOREX Sp. z o.o. – Górowo Iławeckie	30.10.2002 r.
Katowice	MYKO – TERM S.A. – Myszków	4.11.2002 r.

Zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej
(stan na 6.12.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	KOSTRZYN PAPER S.A.	17.10.2002 r.
2	Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A.	17.10.2002 r.
3	Zakłady Automatyki Przemysłowej ZAP S.A.	17.10.2002 r.
4	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe „STOREM” Sp. z o.o.	25.10.2002 r.
5	Zakład Remontowo-Energetyczny „Zamet – Remont i Energetyka” Sp. z o.o.	25.10.2002 r.
6	„Andropol – Elektrociepłownia” Sp. z o.o.	25.10.2002 r.
7	POLSIN-KARBID Sp. z o.o.	8.11.2002 r.
8	Instytut Problemów Jądrowych im. Andrzeja Sołtana	8.11.2002 r.
9	Stocznia Gdynia S.A.	8.11.2002 r.
10	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ENMECH” Sp. z o.o.	8.11.2002 r.
11	Polish Energy Partners S.A.	8.11.2002 r.
12	Zakłady Chemiczne „Organika – Azot” S.A.	20.11.2002 r.
13	FENICE POLAND Sp. z o.o.	20.11.2002 r.
14	Zakłady Wytwarzania Metalowych „SHL” S.A.	20.11.2002 r.
15	Huta Szczecin S.A.	20.11.2002 r.
16	Zakład Energetyki – Blachownia Sp. z o.o.	20.11.2002 r.
17	Megatem EC – Lublin Sp. z o.o.	26.11.2002 r.
18	Zakład Czynniki Energetycznych Sp. z o.o.	26.11.2002 r.
19	Elektrownia „Bełchatów” S.A.	26.11.2002 r.
20	Zakłady Samochodowe JELCZ S.A.	26.11.2002 r.
21	Zakłady Azotowe Anwil S.A.	4.12.2002 r.
22	RCEkoenergia Sp. z o.o.	4.12.2002 r.
23	„Karbonia PL” Sp. z o.o.	4.12.2002 r.

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla energii elektrycznej
(stan na 6.12.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Dolnośląski Zakład Termoeenergetyczny S.A.	17.10.2002 r.
2	Katowicki Holding Węglowy S.A.	26.11.2002 r.
3	„Karbonia PL” Sp. z o.o.	4.12.2002 r.

Odmowa zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej
(stan na 6.12.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Grupa Kęty S.A.	8.11.2002 r.

Odmowa zatwierdzenia zmiany taryfy dla energii elektrycznej
(stan na 6.12.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A.	25.10.2002 r.

**Ustalenie okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych
w taryfie dla energii elektrycznej**
(stan na 6.12.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	POLSIN-KARBID Sp. z o.o.	8.11.2002 r.

Zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych
(stan na 6.12.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	FENICE Poland Sp. z o.o.	25.10.2002 r.
2	Zakład Czynników Energetycznych Sp. z o.o.	25.10.2002 r.
3	Fabryka Maszyn „Glinik” S.A.	26.11.2002 r.
4	KB-Gaz Technologia i Energia Sp. z o.o.	4.12.2002 r.
5	RCEkoenergia Sp. z o.o.	4.12.2002 r.

**Ustalenie okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych
w taryfie dla paliw gazowych**
(stan na 6.12.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	FENICE Poland Sp. z o.o.	25.10.2002 r.
2	Zakład Czynników Energetycznych Sp. z o.o.	25.10.2002 r.
3	Fabryka Maszyn „Glinik” S.A.	26.11.2002 r.
4	KB-Gaz Technologia i Energia Sp. z o.o.	4.12.2002 r.
5	RCEkoenergia Sp. z o.o.	4.12.2002 r.

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE Z URZĘDU
(stan na 6.12.2002 r.)

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	„H. B. CRAB” Spółka Jawna, Stacja Paliw Zajac Adam, Bąk Paweł, Piestrak Krzysztof	44-274 Rybnik, ul. Niepodległości 3
2	Stacja Paliw A. Chajdas, D. Chajdas Spółka Jawna	42-120 Miedzno, ul. Częstochowska 15

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE NA WNIOSEK (stan na 6.12.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.	00-537 Warszawa, ul. Krucza 6/14	Opc
2	„Preem Terminale Rzeczne” Sp. z o.o.	00-665 Warszawa, ul. Nowowiejska 25	Wpc, Mpc, Opc
3	„MPIS-GAZ” Sp. z o.o.	01-747 Warszawa, ul. Elbląska 15/17	Opc
4	„GALOP” Sp. z o.o.	02-672 Warszawa, ul. Domaniewska 45	Opc
5	M.J.G. Gąsiorowski i Spółka, Spółka Komandytowa	02-777 Warszawa, ul. Polinezyjska 12/26	Opc
6	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „EKO-GRUPA” Sp. z o.o.	03-187 Warszawa, ul. F. Pancera 18/94	Opc
7	Krzysztof Zoch – „ZOCH-GAZ”	05-170 Zakroczym, ul. Warszawska 25 b/23	Opc
8	„TOFMIR” Sp. z o.o.	05-220 Zielonka, ul. Poniatowskiego 95	Opc
9	EUROTRADE S.A.	09-311 Zielona, ul. 1 Maja 117	Opc
10	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Mikołajkach	11-730 Mikołajki, ul. Łabędzia 1 C	Wcc, Pcc
11	„KLUGAS” Sp. z o.o.	19-400 Olecko, ul. Elcka 1	Opc
12	Grzegorz Rogala, Artur Drozd – „GRE-ART.” S.C.	30-050 Skawina, ul. Hallerów 18	Opc
13	Robert Andrzej Pazdro, Grzegorz Józef Kisielewicz – „STABDARD OIL” S.C.	30-222 Kraków, ul. Morelowa 28/1	Opc
14	Marek Piotr Sitkowski – „OKTAN”	30-693 Kraków, ul. Tuchowska 1/11	Opc
15	Maciej Lorenz i Elżbieta Lorenz – Firma Handlowo-Uslugowa „PETROKRAK”	31-419 Kraków, ul. Liryczna 4	Opc
16	Przedsiębiorstwo Transportu Samochodowego S.A.	31-752 Kraków, ul. Mrozowa 6	Opc
17	Firma Handlowo-Uslugowa WOJAS Spółka Jawna Wojas Edyta, Wojas Leszek, Wojas Szczepan	32-420 Gdów, ul. Podolany 45	Opc
18	Usługi Komunalne „Trzebinia” Sp. z o.o.	32-540 Trzebinia, ul. Rynek 18	Occ
19	Gminna Spółdzielnia „Samopomoc Chłopska” w Trzebinii	32-540 Trzebinia, ul. Piłsudskiego 55	Opc
20	„EKO-TANK” Spółka Jawna I.J.W.P.T. Kielbasa	33-170 Tuchów, ul. Dąbrówka Tuchowska 66 B	Opc
21	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Nowym Sączu	33-306 Nowy Sącz, ul. Wyspiańskiego 2	Opc
22	Firma Handlowo-Uslugowa „PERFECT”	35-122 Rzeszów, ul. Kotuli 5/36	Opc
23	Mariusz Sobczyk	35-216 Rzeszów, ul. Sienkiewicza 3/129	Opc
24	MAANTE Sp. z o.o.	37-300 Leżajsk, ul. Stare Miasto 28	Mpc
25	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „NANI” Marek Sarzyński, Mirosława Sarzyńska, Krystyna Sarzyńska Spółka Jawna	37-310 Nowa Sarzyna, Sarzyna 609 A	Opc
26	Wytwórnia Filtrów „PZL-Sędziszów” S.A.	39-120 Sędziszów Mlp., ul. Fabryczna 4	Pcc
27	Jan Kołodziej – JANCAR	40-749 Katowice, ul. Kołodzieja	Opc
28	Przedsiębiorstwo „MAXIMA” Sp. z o.o.	40-761 Katowice, ul. Panewnicka 91	Opc
29	Przedsiębiorstwo Robót Inżynierskich S.A. Holding	40-950 Katowice, Plac Grunwaldzki 8-10	Opc
30	Ilona Niedźwiedzka – P.H.U. „PETRO-COMPLEX”	41-260 Sławków, ul. Walcownia 1	Opc
31	Wojciech Jagiela – Firma Finansowo-Wdrożeniowa „CONTRAKT”	42-200 Częstochowa, ul. Główna 114	Wpc, Opc
32	Leszek Rak, Janusz Kowalczyk – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „CYNK-ŻAR”	42-300 Myszków, ul. Pułaskiego 6	Oee
33	Waldemar Słoka – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „BARTEK”	42-500 Będzin, ul. Modrzejowskiej 57/1	Opc
34	„ŁUKASZ” Sp. z o.o.	42-520 Dąbrowa Górnicza, ul. Chemiczna 6	Opc
35	Urszula Opoczyńska, Janusz Opoczyński, Adam Opoczyński – „OMEGA BIS” S.C.	42-772 Pawonków, Gwoździany, ul. Topolowa 3	Opc
36	Transport Międzynarodowy i Krajowy Tomasz Dzida Sp. z o.o.	43-200 Pszczyna, ul. Hallera 17	Opc
37	Henryk Mikołajczyk – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „MERCURY”	43-300 Bielsko-Biała, ul. Galczyńskiego 6	Oee
38	Przedsiębiorstwo Paliwowe „HDT” Sp. z o.o.	43-382 Bielsko-Biała, ul. Lajkonika 20	Opc

KONCESJE

Koncesje na wniosek/Promesy koncesji

39	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „PROMESA” Sp. z o.o.	48-130 Kietrz, ul. Wojska Polskiego 24	Opc
40	Agnieszka Jankowska – „AGMADORF” F.H.U.	50-312 Wrocław, ul. Zeromskiego 62/42	Opc
41	„AGZ-TANK” Sp. z o.o.	51-118 Wrocław, ul. Paprotna 8	Opc
42	PĘDZIK Sp. z o.o.	53-334 Wrocław, ul. Zaolziańska 7/5	Opc
43	„REKON” Sp. z o.o.	54-204 Wrocław, ul. Legnicka 62 B	Opc
44	Tomasz Gazda – P.P.U.H. „TOMAR”	54-440 Wrocław, ul. Rogowska 124/30	Opc
45	PETROBAZA Sp. z o.o.	58-306 Wałbrzych, ul. Ogrodowa 17	Opc
46	Lubomir Grycz – „MIRON-OIL”	60-425 Poznań, ul. Dąbrowskiego 381 A	Opc
47	Jacek Mat-Madajczak – „MAT-OIL” P.P.H.U.	61-371 Poznań, ul. Łubinowa 4/1	Opc
48	„DSM MATEO” Sp. z o.o.	61-659 Poznań, ul. M. Rataja 42	Opc
49	Wojciech Teodorczyk – Działalność Handlowo-Uslugowa	63-405 Sieroszewice, ul. Kwiatowa 11	Opc
50	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe Import-Export Stacja Paliw „WOJRAD” S. Maj, B. Jabłoński, M. i R. Wejman Spółka Jawna	63-421 Przygodzice, Antonin	Opc
51	Michał Maćkowiak – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Maćkowiak	64-111 Lipno, ul. Ogrodowa 1 a	Opc
52	Miroslaw Nenca, Beata Nenca-Greń Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „BAMI” S.C.	77-300 Człuchów, ul. Plantowa 2	Opc
53	Jerzy Sawicki – „PORT-OIL” Jerzy Sawicki	81-516 Gdynia ul. Bł. Królowej Jadwigi 54	Opc
54	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „BUDROPAL” Sp. z o.o.	81-521 Gdynia, Aleja Zwycięstwa 195/6	Opc
55	Dariusz Kamiński – Firma Handlowo-Uslugowa „DARPOL”	81-881 Sopot, ul. Kolberga 23/15	Opc
56	Zakład Usług Technicznych „MEGA” Sp. z o.o.	82-300 Elbląg, ul. Grunwaldzka 2	Pee, Oee
57	„KAMOL” Sp. z o.o.	82-300 Elbląg, ul. Portowa 4	Opc
58	PERFECTA Sp. z o.o.	85-741 Bydgoszcz, ul. Fabryczna 11	Opc
59	Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz S.A.	85-950 Bydgoszcz, ul. Energetyczna 1	Oee
60	Wielobranżowe Przedsiębiorstwo Handlowo-Produkcyjno-Uslugowe „OL-OL” Sp. z o.o.	86-031 Osielesk, ul. Szosa Gdańska 83	Opc
61	Sebastian Pietrzak – „HUSAR” Hurt, Detal Paliw Płynnych	88-101 Inowrocław, ul. Krusza Duchowna 1	Opc
62	Radosław Pajor – „OLE-OIL” P.P.H.U.	91-341 Łódź, ul. Brukowa 90	Opc
63	Marta Tedej – „MART-NAFTEX”	97-505 Dobryzyce, ul. 40-lecia PRL 1	Opc
64	Gmina i Miasto Pajęczno	98-330 Pajęczno	Wcc, Pcc

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Opc – obrót ciepłem

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY PROMESY KONCESJI
(stan na 6.12.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	„INVESTGAS” S.A.	00-175 Warszawa, Al. Jana Pawła II 70	Ppg, Opg
2	Przedsiębiorstwo Finansowo-Konsultingowe „GASKON” S.A.	00-495 Warszawa, Al. Jerozolimskie 7	Ppg, Opg
3	Zakłady Przemysłu Wełnianego im. E. Plater Sp. z o.o.	16-010 Wasilków, ul. Nadrzeczna 22	Wcc, Pcc
4	Przedsiębiorstwo Projektowo-Uslugowe „Hydronika”	75-609 Koszalin, ul. Zwycięstwa 219	Wcc, Pcc
5	WOLIN-NORTH Sp. z o.o.	71-324 Szczecin, Al. Wojska Polskiego 156	Wee

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 6.12.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	WASKO Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Berbeckiego 6
2	Jerzy Lubiecki	12-250 Orzysz, ul. 22 Lipca 9/11
3	Biuro Handlu Zagranicznego „REM” Sp. z o.o.	57-200 Żąbkowice Śląskie, ul. Melioracyjna 3
4	GLOB-TRADING Sp. z o.o.	15-111 Białystok, ul. 1000-lecia PP nr 4/203
5	Komunalne Przedsiębiorstwo Ciepłownicze „TERMOEL” Sp. z o.o.	59-730 Nowogrodziec, ul. Asnyka 46
6	„B-Trans” Sp. z o.o.	40-578 Katowice, ul. Z. Kossak-Szczuckiej 43 c/6
7	P.H.U. PETRO-VENTA Spółka Jawna Dyzio Marek, Chodyna Grzegorz	01-158 Warszawa, ul. Agawy 6/1
8	Cukrownia „Małogoszcz” S.A.	55-320 Malczyce, ul. Sienkiewicza 25
9	Stacja Paliw Marek Głowacki	97-340 Rozprza, Wroników
10	P.P.H.U. „TATISIANA” Sp. z o.o.	58-506 Jelenia Góra, ul. Noskowskiego 3/190
11	P.P.U.H. „TOMAR”	54-428 Wrocław, ul. Strzegomska 148
12	OP-TRANS Sp. z o.o.	43-300 Bielsko-Biała, ul. Konwojowa 57
13	INWESTYCJA S.A.	22-100 Chełm, ul. Hutnicza 3
14	P.P.H.U. „MERIDA” IDA GUT	43-316 Bielsko-Biała, ul. Karpacka 45
15	Export-Import „OIL-BENZ”	64-300 Nowy Tomyśl, ul. Cicha Góra 71
16	P.H.U. „POL-TANK” Henryk Działkowiak	59-400 Jawor, ul. Kuziennicza 9
17	Z.P.H. HORTFRYZZE Sp. z o.o.	87-800 Włocławek, ul. Rysia 8
18	„BIGMAR” Zając, Chabuz, Treter Spółka Jawna	28-300 Jędrzejów, Skroniów 9 A
19	PEDIz Sp. z o.o.	65-392 Zielona Góra, ul. Botaniczna 73
20	Zakłady Produkcyjne „Brodzik-Dominik” Skład Opalowy Spółka Jawna	42-400 Zawiercie, ul. 11-go Listopada 2/4
21	Zielonogórska Elektrociepłownia Gazowa Sp. z o.o.	65-120 Zielona Góra, ul. Zjednoczenia 103
22	Handel Detaliczny Paliwami Płynnymi R. Woltmann & T. Twaróg S.C. Stacja Paliw	38-460 Jedlicze
23	LUNA Sp. z o.o.	86-005 Białe Błota, ul. Betonowa 1
24	Trans-Naft Sp. z o.o.	40-211 Katowice, ul. Kujawska 67 b/52
25	Logik-Petro Sp. z o.o.	80-821 Gdańsk, ul. Pod Zrębem 7
26	P.H.U. „LEA” Sp. z o.o.	43-502 Czechowice-Dziedzice, ul. Kazimierza Tetmajera-Przerwy 7
27	VITAPOL Sp. z o.o.	41-500 Chorzów, ul. Janasa 13
28	F.H.U. „Ro-Mir” Paluch Robert	41-200 Sosnowiec, ul. Modrzejewska 7
29	PPKS	11-200 Bartoszyce, ul. Kętrzyńska 64
30	Towarzystwo Inwestycyjne „ARGE” Sp. z o.o.	31-586 Kraków, ul. Centralna 53
31	„ZKE-OBRÓT” Sp. z o.o.	22-400 Zamość, ul. Koźmiana 1/414
32	„BB 2000” Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Toszecka 7
33	Okręgowa Spółdzielnia Mleczarska	98-330 Pajęczno, ul. Kościuszki 99
34	KALORIA Sp. z o.o.	26-300 Opoczno, Kruszewiec
35	Kompania EKONAFI Sp. z o.o.	78-449 Borne Sulimowice, ul. Wojska Polskiego 5
36	Tkaczyk Paweł	87-617 Borowniki, ul. Jagiełły 5
37	P.U.H. EKO STAR S.C. Jacek Adamik, Maciej Nocuń	42-200 Częstochowa, ul. Poselska 12/32
38	„KLASZ” Sp. z o.o.	97-500 Radomsko, ul. Przedborska 149
39	ABB Sp. z o.o.	02-366 Warszawa, ul. Bitwy Warszawskiej 1920 Nr 18
40	Firma Handlowa „WOBU” Wojciech Słuchań	46-045 Turawa, ul. Opolska 22
41	P.W. „TRANS-PAL” Norbert Angier	64-130 Radzyna, ul. Kłoda 1
42	P.W. „STALMET” Jaworski Robert	88-160 Janikowo, ul. Powstańców Wlkp. 1
43	EKO-PAL S.C.	42-200 Częstochowa, ul. Poselska 12/32
44	Przedsiębiorstwo Robót Drogowo-Mostowych	07-100 Węgrów, ul. Gdańska 69/A
45	EKO-MEDIA Sp. z o.o.	27-200 Starachowice, ul. Radomska 29
46	OWOPOL Rusnarczyk & Koza Spółka Jawna	33-390 Łącko 710
47	Siwik Intertrade Sp. z o.o.	11-700 Mrągowo, ul. Młodkowskiego 40 A

48	Firma Handlowa Mieczysław Kuboszek, Mieczysław Małlisz Stacja Paliw	43-430 Skoczów, ul. Zawiśle 66
49	Elektrownia im. T. Kościuszki S.A.	28-230 Polaniec
50	Entrade Poland Sp. z o.o.	00-052 Warszawa, ul. Mazowiecka 13
51	„UNI-MALEW” Sp. z o.o.	62-400 Słupca, ul. Bielawska 5
52	P.P.H.U. „W&W”	62-860 Opatówek, ul. Piaskowa 1 a
53	„POLONIA PROMOTION” Sp. z o.o.	41-811 Zabrze, ul. Szymały 11
54	Dalmex S.C.	24-100 Puławy, ul. Kilińskiego 30
55	P.H.U. MEGA Sp. z o.o.	38-200 Jasło, ul. Bednarska 6
56	„PETRO-PARTNEX” Magdalena Brzósiewicz	42-200 Częstochowa, ul. Botaniczna 24/53
57	BH STEEL-Energia Sp. z o.o.	40-142 Katowice, ul. Modelarska 9 A
58	P.H.U. „MICHPOL-II” S.C.	40-749 Katowice, ul. Bielska 26
59	Przedsiębiorstwo Handlowo-Ustugowe „ZET”	41-253 Czeladź, ul. Rzemieślnicza 1
60	„IMPAL” Sp. z o.o.	15-703 Białystok, Al. Jana Pawła II 47
61	R.G.R. Sp. z o.o.	32-590 Libiąż, ul. Przyrodnicza 14
62	P.H.U.P. „START OIL” Grażyna Sitkiewicz-Mackiewicz	42-100 Kłobuck, ul. Staszica 6
63	„DUOSTAR” Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Bór 66 c
64	„MANS” Sebastian Walaszczyk	53-332 Wrocław, ul. Powstańców Śląskich 8
65	Guzek Zdzisław	08-114 Skórzec, ul. Żebrak 44 a
66	POL-TRANS Sp. z o.o.	43-100 Tychy, ul. Grota Roweckiego 21
67	P.H.U. „ETNA” Sylwester Wolant	32-601 Oświęcim, ul. Fabryczna 10
68	POL-EKO Szczepan Jerzyk	63-640 Bralin, ul. Kępińska 57
69	MZK Sp. z o.o.	75-736 Koszalin, ul. Gnieźnieńska 9
70	PAL-OIL Sp. z o.o.	76-200 Słupsk, ul. Poznańska 83
71	Margo Trans Krzysztof Markowski, Robert Gosk Spółka Jawna	09-400 Płock, ul. Ostatnia 21/405
72	P.H.U. „HOBART” Arkadiusz Dyrka	59-220 Legnica, ul. Bytomska 1/1
73	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe KARENA S.A.	40-004 Katowice, Al. Korfańskiego 8
74	„Szymczyk” Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Podlesie 78 B
75	Energopol-East Sp. z o.o.	00-950 Warszawa, ul. Nowogrodzka 21
76	„INPOL” Sp. z o.o.	40-668 Katowice, ul. Bażantowa 35
77	Petromax Sp. z o.o.	41-500 Chorzów, ul. Katowicka 107
78	CILON Spółka Jawna W. Kuś, Cz. Kuś, C. Kuś	24-313 Wilków, ul. Szczekarków 25 A
79	Firma Handlowa „OKTAN” Spółka Jawna A. Kozieł & Z. Mroczek	87-100 Toruń, ul. Chrobrego 135/137
80	AKSAN	64-330 Opalenica, ul. Młyńska 31
81	P.U.P.H. „LUMAR” Struski Bogdan i Leokadia	28-366 Małogoszcz, ul. Warszawska 104
82	„DANMARK” Stacja Paliw Sp. z o.o.	62-065 Grodzisk Wilk., ul. Nowotomyska 135
83	P.H.U. EMAR Nowak, Przebięda Spółka Jawna	39-230 Brzostek, ul. Szkotnia 26
84	Zakład Budowlany Antczak Spółka Jawna	66-530 Drezdenko, ul. Pomorska 1
85	„POLBEM” Sp. z o.o.	54-151 Wrocław, ul. Ignuta 61
86	Przedsiębiorstwo Komunalne PEKOM S.A.	68-200 Żary, ul. Bohaterów Getta 9-11
87	Zakład Usług Publicznych	72-410 Golczewo, ul. Zwycięstwa 25
88	PEC „Geotermia Podhalańska” S.A.	34-500 Zakopane, ul. Nowotarska 35 a
89	„CIEPLIK” Sp. z o.o.	01-373 Warszawa, ul. Jana Olbrachta 118 b
90	Przedsiębiorstwo Remontowo-Budowlane DOMONT	26-600 Radom, ul. Tartaczna 16/18
91	P.P.H.U. KETIW Sp. z o.o.	03-050 Warszawa, ul. Tapetowa 15
92	Godlewscy i Kubasik Stacja Paliw Spółka Jawna	41-216 Sosnowiec, ul. Lenartowicza

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ZMIENIONO WARUNKI KONCESJI

(stan na 6.12.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Numer decyzji	Zakres zmiany
1	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej PP	32-500 Chrzczanów, ul. Jordana 7	5.09.2002	WCC/233C/195/W/OKR/2002/WS	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
2	Zakłady Azotowe w Tarnowie Mościcach S.A.	33-101 Tarnów, ul. Kwiatkowskiego 8	9.09.2002	WCC/89B/711/W/OKR/2002/WS PCC/93C/711/W/OKR/2002/WS	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
3	Rafineria Nafty „Glimar” S.A.	38-320 Gorlice, ul. Józefa Michalusa 1	20.09.2002	WCC/554B/1690/W/OKR/2002/WS PCC/580A/1690/W/OKR/2002/WS	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
4	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Dobrym Mieście	11-040 Dobre Miasto, ul. Olszyńska 19	2.10.2002	WCC/875A/819/W/OGD/2002/DJ	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
5	Przedsiębiorstwo Komunalne Gminy Konstantynów Łódzki Sp. z o.o.	95-050 Konstantynów Łódzki, ul. 19 Stycznia 44	4.10.2002	PCC/215A/358/W/OŁO/2002/TB	zmiana ilości sieci ciepłowniczych
6	Fabryka Urządzeń Mechanicznych „Kamax” S.A.	30-220 Kańczuga, ul. Zielona 2	7.10.2002	WCC/342A/1450/W/OKR/2002/WS	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
7	Mika Leszek, Mika Izabela P.H.U. SARO-POL	43-386 Grodziec Śląski, ul. Chalupnicza 26	8.10.2002	WCC/1034A/3756/W/OKA/2002/KR WCC/1035A/3786/W/OKA/2002/KR	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
8	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	59-700 Bolesławiec, ul. Galczyńskiego 51	8.10.2002	WCC/270B/335/W/8/OWR/2002/TT	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
9	Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. w Człuchowie	77-300 Człuchów, ul. Sobieskiego 11	8.10.2002	WCC/293B/534/W/OGD/2002/MS	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
10	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	73-200 Choszczno, ul. Grunwaldzka 36	9.10.2002	PCC/159B/387/WE/OSZ/2002/AS	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
11	„Komfort Office” Sp. z o.o. w Gdyni	81-350 Gdynia, Plac Kaszubski 15 B/35	9.10.2002	WCC/943B/1424/W/OGD/2002/JK	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
12	„KRAKGUM” S.A.	32-410 Dobczyce, ul. Obwodowa 4	10.10.2002	WCC/713A/2760/W/OKR/2002/MS	zmiana formy prawnej przedsiębiorstwa

13	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	87-800 Wrocław, Al. Chopina 6 B	11.10.2002	WCC/157D/106W/OPO/2002/AJ PCC/169B/106W/OPO/2002/AJ	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
14	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	22-200 Włodawa, ul. Żołnierzy WIN 22	14.10.2002	WCC/45A/560W/OLB/2002/JD	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
15	Energetyka Ciepła miasta Skarżysko-Kamienna Sp. z o.o.	26-100 Skarżysko-Kamienna, ul. 11 Listopada 7	14.10.2002	WCC/101B/291W/OLO/2002/BG	likwidacja dwóch kotłów wodnych
16	Polterm Sp. z o.o.	00-716 Warszawa, ul. Bartycka 26	15.10.2002	WCC/1009A/2654W/OWA/2002/TKC	zmiana związana z rozszerzeniem działalności
17	Przedsiębiorstwo Handlowo-Produkcyjno-Usługowe "M PLUS P" Spółka Jawna B. Pietrzak, G. Pietrzak	42-200 Częstochowa, ul. Łużycka 18	15.10.2002	OPC/2103A/2514W/2/2002/AJP	rozszerzenie przedmiotu i zakresu działalności
18	Zakład Energetyczny Legnica S.A.	59-220 Legnica, ul. Partyzantów 21	15.10.2002	PEE/17B/2699W/1/2002/BT	zmiana przedmiotu i zakresu - działalności
19	"Energetyka" Sp. z o.o.	59-301 Lubin, ul. M. Skłodowskiej-Curie 58	15.10.2002	WEE/64A/141W/OWR/2002/HC	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
20	Poznańska Energetyka Ciepła S.A.	60-321 Poznań, ul. Świerawska 18	15.10.2002	PCC/469D/154W/OPO/2002/AJ	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
21	ZEC Sp. z o.o.	66-440 Skwierzyna, ul. Mickiewicza 1	16.10.2002	WCC/154D/620/OSZ/W/2002/RN PCC/163E/620/OSZ/W/2002/RN	wypowieszenie dzierżawy dwóch źródeł ciepła
22	Zakłady Płyt Włórowych Prospan S.A.	98-400 Wieruszów, ul. Bolesławiecka 10	16.10.2002	WCC/691B/732W/OLO/2002/BG	zmniejszenie mocy zainstalowanej kotłowni
23	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej "Termex" Sp. z o.o. w Szczytnie	12-200 Szczytno, ul. Gen. Andersa 2	17.10.2002	WCC/105D/295W/3/IOGD/2002/KK	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
24	"Polskie Huty Stali" Huta FLORIAN S.A.	41-600 Świętochłowice, ul. Metalowców 5	17.10.2002	PEE/122A/1520W/2/2002/MJ OEE/127A/1520W/2/2002/MJ OPG/10A/1520W/2/2002/MJ	zmiana nazwy firmy
25	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	98-200 Sieradz, ul. Spółdzielcza 4	17.10.2002	WCC/576A/249W/OLO/2002/BW PCC/604B/249W/OLO/2002/BW	zmniejszenie mocy zainstalowanej kotłowni
26	HARPEN POLSKA Sp. z o.o.	53-333 Wrocław, ul. Powstańców Śląskich 28/30	18.10.2002	WCC/742G/11W/OWR/2002/HC	zmiana przedmiotu i zakresu działalności

27	KDM Sp. z o.o.	59-921 Sieniawka, Porajów, ul. Mostowa 1	18.10.2002	OPC/776C/830/W/2/2002/AJP	zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa
28	SERWIS MAZOWSZE Sp. z o.o.	03-887 Warszawa, ul. Swojska 47	21.10.2002	MPC/98/1587/W/2/2002/BP	zmiana nazwy i adresu firmy
29	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	17-200 Hajnówka, ul. Łowcza 4	21.10.2002	WCC/285B/436/W/OLB/2002/JD PCC/297B/436/W/OLB/2002/JD	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
30	Zakład Porcelany Stołowej „LUBIANA” S.A. w Lubianie k/Kościerzyny	83-407 Łubiana k/Kościerzyny	21.10.2002	WCC/280A/1310/W/5/OGD/2002/KK	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
31	Przedsiębiorstwo Komunalne w Tucholi Sp. z o.o.	89-500 Tuchola, ul. Świecka 68	21.10.2002	WCC/890C/256/W/OPO/2002/AJ	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
32	PAWTRANS Sp. z o.o.	02-456 Warszawa, ul. Czeresniowa 98/334	22.10.2002	OPC/548C/9462/W/2/2002/BP	zmiana nazwy i adresu firmy
33	UNIGAZ – Marczak i Przybysz Spółka Jawna	05-240 Tłuszcz, ul. Batorego 11	22.10.2002	OPC/1150A/951/W/2/2002/BP	zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa oraz zakresu prowadzonej działalności
34	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	41-700 Ruda Śląska, ul. Zabrzańska 24	22.10.2002	OCC/13B/190/W/OKA/2002/PP	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
35	Przedsiębiorstwo Elektroenergetyczne Zespołu Elektrociepłowni Wrocławskich ESV Sp. z o.o.	50-220 Wrocław, ul. Łowiecka 24	22.10.2002	PEE/241A/1129/W/1/2002/MS	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
36	Zakład Gospodarki Komunalnej w Olsztynku	11-015 Olsztynek, ul. Górna 1	23.10.2002	WCC/861B/1184/W/OGD/2002/C	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
37	NAFTOMAX Sp. z o.o.	14-100 Ostroda, Tyrowo	23.10.2002	OPC/1149A/1040/W/2/2002/ALK	zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa
38	Sanockie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	38-500 Sanok, ul. Jana Pawła II 59	24.10.2002	WCC/337C/332/W/OKR/2002/WNS	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
39	Zarząd Morskiego Portu Gdynia S.A. w Gdyni	81-337 Gdynia, ul. Rotterdamska 9	24.10.2002	WCC/963A/1608/W/OGD/2002/AR PCC/966A/1608/W/OGD/2002/AR	zmiana przedmiotu i zakresu działalności

Zmiany w warunkach koncesji

40	SELECT ENERGY Sp. z o.o.	01-038 Warszawa, ul. Dzika 20	29.10.2002	OPC/2320A/3853/W/2/2002/MJ	zmiana siedziby firmy
41	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa	02-004 Warszawa, ul. Chatubińskiego 3 a	29.10.2002	WCC/786C/9356M/OWA/2002/RW PCC/823C/9356M/OWA/2002/RW OCC/242C/9356M/OWA/2002/RW	zmiana związana ze zmianami organizacyjnymi firmy
42	Firma Handlowo-Usługowa „HESTA” Spółka Jawna Stanisław Michalski, Henryka Michalska	09-402 Plock, ul. Warszawska 3/13	29.10.2002	OPC/615A/9533/U/2/2002/ALK	zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa
43	Zakład Energetyki Ciepłej „SPEC-PEC” Sp. z o.o. w Kartuzach	83-300 Kartuzy, ul. Sędzickiego 19	29.10.2002	WCC/596B/423/W/OGD/2002/CW	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
44	Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	98-300 Wieluń, ul. Ciepłownicza 26	29.10.2002	WCC/300A/305/W/OŁO/2002/RK PCC/527A/305/W/OŁO/2002/RK	likwidacja kotłowni i zmiana ilości eksploatowanych sieci ciepłowniczych
45	DPCAN Sp. z o.o.	02-001 Warszawa, Al. Jerozolimskie 81	31.10.2002	OPC/1978A/3869/W/2/2002/BP	rozszerzenie zakresu działalności
46	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „BILLMEX-TANK” Sp. z o.o.	32-444 Głogoczów 497	31.10.2002	OPC/2275A/1975/W/2/2002/BP	rozszerzenie zakresu działalności
47	Zakład Czynników Energetycznych Sp. z o.o.	39-460 Nowa Dęba, ul. Szyrowskiego 1	31.10.2002	PEE/14A/65/W/1/2002/MW OEE/16A/65/W/1/2002/MW	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
48	Przedsiębiorstwo Techniczne „DOX III” Sp. z o.o.	43-600 Jaworzno, ul. Tuwima 12	31.10.2002	OPC/2162A/3699/W/2/2002/BP	rozszerzenie zakresu działalności
49	„PCK PETRO” S.A.	26-600 Radom, ul. Św. Wacława 2/6	4.11.2002	OPC/1143B/1029/W/2/2002/ALK	zmiana siedziby przedsiębiorstwa
50	P.U.H. „HANSPEĐ” – Wrzosek Grażyna i Stanisław, Gębala Alicja i Jerzy Spółka Jawna	43-382 Bielsko-Biała, ul. Międzyrzecka 250	4.11.2002	OPC/366B/3405/W/2/2002/ALK	zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa
51	Gmina i Miasto Lubraniec – Zakład Remontowo-Budowlany	87-890 Lubraniec, ul. Brzeska 49	8.11.2002	WCC/882C/1733/W/OPO/2002/AJ	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
52	Zakłady Chemiczne „Rokita” S.A.	56-120 Brzeg Dolny, ul. Sienkiewicza 4	18.11.2002	PEE/174A/9256/W/1/2002/BT OEE/192A/9256/W/1/2002/BT	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
53	Arkadiusz Sierhej, Roman Sierhej – „OIL-AR” S.C.	21-560 Międzyrzec Podlaski, ul. Zahojkowskiej 11	22.11.2002	OPC/2466A/3879/W/2/2002/AS	zmiana przedmiotu i zakresu działalności

54	„BIOTIN” S.A. Tomasz Łazarewicz – F.H.U. Export-Import	42-200 Częstochowa, ul. Sułkowskiego 17	22.11.2002	OPC/1358A/1545/W/2/2002/AS	zmiana nazwy firmy
55	„ROPAL” Romuald Œwiek Spółka Jawna	64-100 Leszno, Al. Krasińskiego 8	22.11.2002	OPC/1934A/2506/W/2/2002/A,JP	zmiana adresu firmy
56	PKP CARGO SA	90-126 Łódź, ul. Węglowa 12 a	25.11.2002	OPC/1916A/2258/W/2/2002/MJ	rozszerzenie zakresu prowadzonej działalności
57	„ATIP” Ludwiniak Tadeusz, Wójcik Ireneusz Spółka Jawna	02-021 Warszawa, ul. Grójecka 17	29.11.2002	OPC/2431A/3552/W/2/2002/BP	zmiana adresu firmy oraz błędnie zapisanego REGONU
58		05-070 Sulejówek, ul. Okuniewska 2 a	29.11.2002	OPC/2488A/1841/W/2/2002/AS	zmiana przedmiotu i zakresu działalności

Legenda:

- Wcc – wytworzenie ciepła
 Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła
 Occ – obrót ciepłem
 Wee – wytworzenie energii elektrycznej
 Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej
 Oee – obrót energią elektryczną
 Mpc – magazynowanie paliw ciekłych
 Opc – obrót paliwami ciekłymi
 Opg – obrót paliwami gazowymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM SPROSTOWANO DECYZJE KONCESYJNE (stan na 6.12.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres sprostowania
1	Huta Szkła „Czechy” S.A.	08-440 Pilawa, ul. Osadnicza 8	10.10.2002	Wcc	sprostowanie oczywistej omyłki – w zakresie rodzaju paliwa zużywanego do opalania jednostek kotłowych

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM COFNIĘTO KONCESJE (stan na 6.12.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Kopalnie i Zakłady Przetwórcze Siarki „Siarkopol” w likwidacji	39-405 Tarnobrzeg, ul. Zakładowa 50	25.05.2002	Wcc, Pcc	zaprzestanie prowadzenia działalności
2	POL-MIEDŹ TRANS Sp. z o.o.	59-301 Lubin	1.10.2002	Pcc	zaprzestanie prowadzenia działalności
3	Hutnicze Przedsiębiorstwo Remontowe w Krakowie	30-969 Kraków, ul. Mrozowa 9	1.10.2002	Occ	zaprzestanie prowadzenia działalności
4	DANSZTOF Sp. z o.o. w upadłości	59-920 Bogatynia, ul. Armii Czerwonej 17	18.10.2002	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
5	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe „TERMO-TECHNIKA” Sp. z o.o. w Olsztynie	10-424 Olsztyn, ul. Budowlana 5	23.10.2002	Wcc, Pcc	zaprzestanie prowadzenia działalności
6	HYDRO POLAND Sp. z o.o.	70-214 Szczecin, Al. 3 Maja 1	29.10.2002	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
7	RAPAL Sp. z o.o. w likwidacji	11-420 Srokowo, Sołanka 16	29.10.2002	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
8	STOCZNIA SZCZECIŃSKA PORTA HOLDING S.A. w upadłości	71-642 Szczecin, ul. Hutnicza 1	29.10.2002	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
9	Nadodrzańskie Przedsiębiorstwo Budownictwa Ogólnego S.A.	71-520 Szczecin, ul. Niemcewicza 26	30.10.2002	Pcc, Occ	zaprzestanie prowadzenia działalności
10	Ryszard Grabowski – Zakład Usługowo-Hurtowy NAFTOHURT Spółka Jawna	64-300 Nowy Tomyśl, ul. Kolejowa 34	31.10.2002	Mpc, Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
11	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe „KRAKBRUK” S.A.	31-983 Kraków, ul. Igołomska 14	7.11.2002	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
12	Z. Banasik, M. Banasik – FIRMA HANDLOWA Banasik & Banasik	42-400 Zawiercie, ul. 11-go Listopada 2/4	14.11.2002	Pee, Oee	zaprzestanie prowadzenia działalności
13	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „METROMIS-MBC” S.C. – J. Machura, L. Machura	05-074 Halinów, ul. Powstania Styczniowego 30	29.11.2002	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM UMORZONO POSTĘPOWANIE KONCESYJNE LUB UCHYLONO DECYZJE KONCESYJNE

(stan na 6.12.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres umorzenia/uchylenia
1	THYSSENKRUPP HISERV Sp. z o.o.	50-106 Wrocław, ul. Rynek 7	11.10.2002	Wcc, Pcc	umorzenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji
2	Stanisław Pawłowski – Import-Export Transport Międzynarodowy „PAWTRANS”	24-320 Poniatowa, ul. Szkolna 19	22.10.2002	Mpc, Opc	umorzenie z powodu likwidacji firmy
3	Stacja Benzynowa „ZET” Spółka Jawna Sławomir Zrobek, Marek Zrobek	41-253 Czeladź, ul. Rzemieślnicza 1	20.11.2002	Opc	umorzenie z powodu zakończenia prowadzenia działalności
4	P.P.H.U. „BEKA” Sp. z o.o.	32-650 Kęty, ul. Mickiewicza 69	25.11.2002	Wee	działalność nie wymaga koncesji

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM WYGASŁY DECYZJE KONCESYJNE

(stan na 6.12.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	SGL Carbon S.A.	33-300 Nowy Sącz, ul. Węgierska 188	20.05.2002	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
2	Miejskie Przedsiębiorstwo Komunikacyjne Sp. z o.o.	33-310 Nowy Sącz, ul. Wyspiańskiego 22	26.09.2002	Wcc	działalność gospodarcza nie wymaga koncesji
3	Krotoszyńskie Przedsiębiorstwo Ceramiki Budowlanej – CERABUD S.A.	63-700 Krotoszyn, ul. Przemysłowa 16	11.10.2002	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
4	Zakłady Tkanin Wełnianych – MAZOVIA S.A.	97-200 Tomaszów Mazowiecki, ul. Barlickiego 23	15.10.2002	Wcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ODMÓWIONO UDZIELENIA KONCESJI LUB ZMIANY WARUNKÓW KONCESJI

(stan na 6.12.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres odmowy, uzasadnienie
1	Koszalińskie Elektrownie Wodne Sp. z o.o.	75-221 Koszalin, ul. Morska 10	9.08.2002	Wee	odmowa stwierdzenia nieważności decyzji koncesyjnej z powodu braku przesłanek prawnych
2	POL-MIEDZ TRANS Sp. z o.o.	59-301 Lubin	1.10.2002	Occ	odmowa cofnięcia koncesji
3	WISKORD S.A.	70-715 Szczecin, ul. Transportowa 1	18.10.2002	Pee	brak środków gwarantujących prawidłowe wykonywanie działalności oraz ogłoszenie upadłości

Legenda:

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYCH WNIOSKI KONCESYJNE POZOSTAŁY BEZ ROZPOZNANIA

(stan na 6.12.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	TABEX S.A.	03-216 Warszawa, ul. Modlińska 15	21.08.2002	Wcc	brak informacji o prowadzonej działalności
2	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowo-Produkcyjne „MIREX” Sp. z o.o.	33-300 Nowy Sącz, ul. Wiśniowieckiego 129	21.10.2002	Wpc	brak informacji o prowadzonej działalności
3	Dominika Kujawska-Rozkosz – DOMINIKA Transport, Eksport, Import	09-410 Płock, ul. Wyszogrodzka 161/115	29.10.2002	Opc	brak informacji o prowadzonej działalności
4	BERDA Sp. z o.o.	05-860 Płochocin, ul. Poznańska 628	29.10.2002	Opc	brak informacji o prowadzonej działalności
5	ECOBUD Sp. z o.o.	41-902 Bytom, ul. Witczaka 66/1	29.10.2002	Opc	brak informacji o prowadzonej działalności
6	„KONSORCJUM NAFTOWE” Sp. z o.o.	85-825 Bydgoszcz, ul. Wojska Polskiego 65 a	13.11.2002	Opc	brak informacji o prowadzonej działalności
7	Nina Matusiak – POLIMAX	43-200 Bielsko-Biała, ul. Komorowicka 110	28.11.2002	Wcc, Pcc, Wee, Pee	brak informacji o prowadzonej działalności
8	P.P.H.U. „KETIW” Sp. z o.o.	03-050 Warszawa, ul. Tapetowa 15	28.11.2002	Oee, Opc	brak informacji o prowadzonej działalności
9	Przedsiębiorstwo Wdrażania Postępu Technicznego „WASKO” Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Barbeckiego 6	29.11.2002	Ppg, Opg	brak informacji o prowadzonej działalności

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

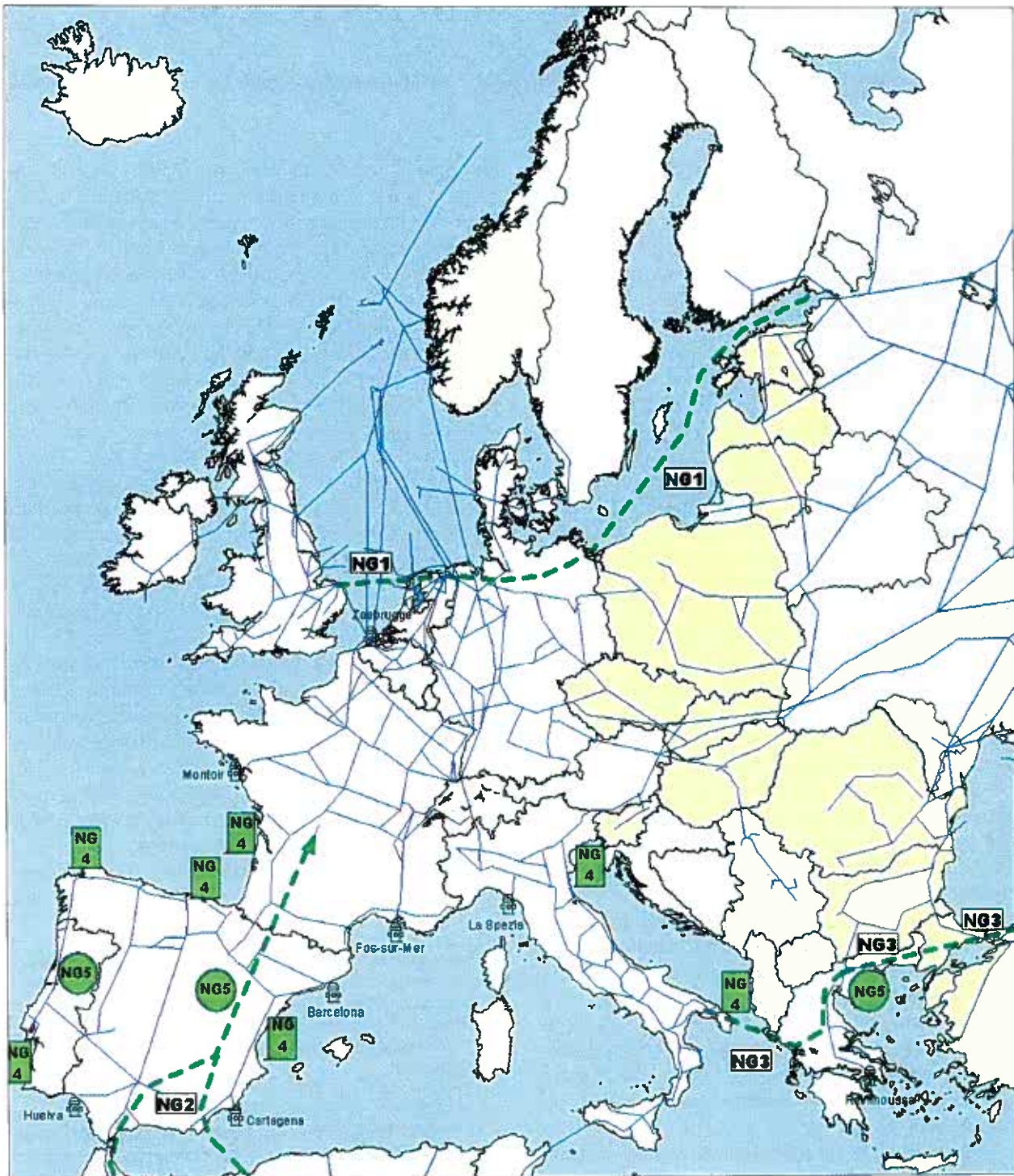
Opc – obrót paliwami ciekłymi

Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

SIECI TRANSEUROPEJSKIE

Projekty priorytetowe: Gaz ziemny



NG 1: Zjednoczone Królestwo – Holandia – Niemcy – Rosja: gazociągi łączące główne źródła gazu dla Europy, poprawa współdziałania sieci, zwiększenie bezpieczeństwa dostaw.

NG 2: Algieria – Hiszpania – Francja: budowa nowego gazociągu z Algierii do Hiszpanii i Francji, zwiększenie zdolności przesyłowych w Hiszpanii i Francji.

NG 3: Kraje basenu Morza Kaspijskiego – Bliski Wschód – Unia Europejska: nowe sieci gazowe do Unii Europejskiej, w tym gazociągi łączące Grecję z Turcją i Włochy z Grecją.

NG 4: Terminale LNG we Francji, Hiszpanii, Portugalii i Grecji: dywersyfikacja źródeł zaopatrzenia i punktów odbioru.

NG 5: Magazyny podziemne w Hiszpanii, Portugalii i Grecji: zwiększenie objętości magazynowych w Hiszpanii i budowa pierwszych instalacji (magazynowych) w Portugalii i Grecji.

----- projekt sieci gazowej
 □ istniejący terminal LNG

PRZESŁANKI I PODSTAWOWE DYLEMATY POLSKIEJ POLITYKI ENERGETYCZNEJ

dr Agnieszka Dobroczyńska, dr Leszek Juchniewicz

Przełom transformacyjny w gospodarce a sytuacja w energetyce

Gospodarka nakazowo-rozdzielcza z jej podstawowymi atrybutami: dominującą własnością państwa i omnipotencją, jest, obok korespondujących z nią cechami sfery politycznej i społecznej, stanem początkowym transformacji ustrojowej realizowanej od 1989 r. w Polsce oraz w innych państwach Europy Środkowej i Wschodniej. Szło o to, by w miejsce administracyjnych sposobów koordynacji rozwoju gospodarki i obowiązujących w niej społeczno-ideologicznych kryteriów tworzenia dochodu narodowego i jego podziału, wprowadzić stosunki rynkowe i rynkowe mechanizmy regulacyjne; w miejsce jednorodnej i anonimowej własności państwowej – właściciela; zamiast bezwolnych, zhierarchizowanych jednostek wytwórczych – autonomiczne przedsiębiorstwa z własną funkcją celu; w miejsce biurokratycznych więzi – szeroką grę konkurujących ze sobą uczestników rynku; w miejsce cen urzędowych oderwanych od kosztów, popytu i podaży – ceny rynkowe, itd. Ma to służyć zbudowaniu twardych fundamentów sprawnej, efektywnej gospodarki. Przesłanki prawne i instytucjonalne mechanizmu ekonomicznego, nawet tak żywiołowego, jak rynek, można dekretować, nie sposób jednak zadekretować samego rynku. Dlatego też proces transformacji trwa ..., i jeszcze wiele przed nim wyzwań, problemów do rozwiązania, i pożądanych zmian do wprowadzenia¹⁾.

Ponadto reformatorzy energetyki muszą uwzględnić również to, że jest to dziedzina z natury rzeczy nie spełniająca wszystkich warunków rynku konkurencyjnego, obciążona cechami monopolu naturalnego. Ten splot uwarunkowań w sposób niezwykle trwały zakorzenił się zarówno w strukturach energetyki, jej zasadach funkcjonowania, a także w zachowaniach przedsiębiorstw energetycznych i nawet w postawach ich pracowników.

Przez wiele lat, także w krajach wysoko rozwiniętych, ta wyjątkowość energii wespół z warunkami wy-

kającymi z technicznej specyfiki jej dostawy, przesądzała o łączeniu monopolistycznego sposobu organizacji zaopatrzenia w dobra i usługi infrastrukturalne z publicznym nadzorem (w niektórych krajach europejskich podejście to jest częściowo kontynuowane). Praktycznie do dziś, niemal wszędzie, nadal chętnie obdarza się ten sektor mianem „monopolu naturalnego”. Usprawiedliwiała to brak konkurencji w energetyce i tym samym rodziło wiele negatywnych konsekwencji. Co najmniej dwie spośród nich należałoby wskazać jako istotne: brak obiektywnej racjonalizacji działań w tym sektorze (czyli brak skutecznego mechanizmu efektywnej alokacji kapitału i pracy) oraz stosowanie, charakterystycznego dla monopolu, arbitralnego stanowienia cen (także w sytuacji funkcjonowania cen urzędowych) obarczającego ostatecznych odbiorców energii skutkami niegospodarności²⁾. Nie były to oczywiście jedyne negatywne zjawiska dotyczące funkcjonowania energetyki.

Ten stan rzeczy zrodził nową doktrynę polityki gospodarczej polegającą, najogólniej mówiąc, na liberalizacji i doprowadzeniu w sektorze energii do **konkurencji**³⁾. Nie ulega wątpliwości, iż działania te mają światowy wymiar, a ich celem jest poprawa efektywności funkcjonowania sektora i względna obniżka cen energii, przy zachowaniu pewności i bezpieczeństwa dostaw energii oraz spełnianiu funkcji dobra publicznego.

Promotorem procesu transformacji rynkowej energetyki – elektroenergetyki, gazu i tzw. ciepła zdalnego – jest

2) Nie stoi to w sprzeczności z sytuacją, często mającą miejsce, nieusprawiedliwionego ekonomicznie subsydiowania pewnych grup odbiorców. To znaczy, że cena energii przez nich płacona jest niższa od kosztów ponoszonych przez dostawcę. Jest to zjawisko tzw. **skrośnego subsydiowania**.

3) Zob. m.in.: P. D. Cameron, *COMPETITION IN ENERGY MARKETS: Law and Regulation in the European Union*, OXFORD University Press, 2002; Z. Hockuba, *Druga do spontanicznego porządku. Transformacja ekonomiczna w świetle problemu regulacji*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 1995, s. 23 i dalsze; T. E. Keeler, *Theories of regulation and the deregulation movement*, „Public Choice”, nr 44, 1984, s. 103-145; G. J. Stigler, *The theory of economic regulation*, „Bell Journal of Economics and Management Science”, nr 2/1, 1971, s. 3-21. Przykładem odzwierciedlenia w praktyce tych opinii jest Stanowisko Światowej Rady Energetycznej przyjęte na zakończenie 16 Kongresu w 1995 r. w Tokio dotyczące liberalizacji i wdrażania zasad rynku konkurencyjnego do sektora paliwowo-energetycznego jako podstawowego sposobu zwiększania efektywności.

1) Niewątpliwie jednak „punkt krytyczny” transformacji od „planu do rynku” został przekroczony; odwrotu nie ma, nie ma też niestety jeszcze w pełni efektywnej, dynamicznej gospodarki. Uważa się, że jeszcze blisko jedna trzecia gospodarki to gospodarka quasi-rynkowa. Zob. m.in. J. Kleer, *Transformacja a konkurencja, w: Konkurencyjność gospodarki Polski w dobie integracji z Unią Europejską i globalizacji*, red. J. Bossak i W. Bieńkowski, Instytut Gospodarki Światowej SGH, Warszawa 2001.

państwo (lub np. instytucje administracyjne *quasi* rządowe, takie, jak Komisja Europejska), którego aktywność coraz częściej przybiera formę wyspecjalizowanej **regulacji** służącej właśnie tworzeniu warunków sprzyjających pojawieniu się konkurencji w energetyce⁴⁾. Stosuje się różne mechanizmy i narzędzia, powoływane są także, w ramach aparatu władzy lub administracji państwowej, autonomiczne instytucje regulacyjne. Towarzyszy temu często wzmocnienie roli instytucji antymonopolowych i to zarówno w zakresie władzy wykonawczej, jak i sądowniczej.

Program zmian ustrojowo-systemowych w polskiej gospodarce obejmował wszystkie dziedziny, stąd również reforma sektora energetycznego. Reforma wynikała z konieczności modernizacji i rozwoju działalności przedsiębiorstw, które przez wiele lat podlegały centralnemu sterowaniu, oraz podążania za inicjatywami podejmowanymi przez państwa Europy Zachodniej. Ta ostatnia okoliczność stała się szczególnie istotnym powodem, z chwilą opowiedzenia się przez Polskę za integracją ze zjednoczoną Europą i podjęcia stosownych starań⁵⁾.

Zasadniczym kierunkiem transformacyjnym energetyki było wprowadzenie ekonomicznych mechanizmów funkcjonowania, tj. rynku, który rygoryzował by koszty i nowej, zróżnicowanej struktury własności, która mogła by efektywniej służyć gospodarce i społeczeństwu⁶⁾. Sprzyjać temu miała demonopolizacja i prywatyzacja. Rzecz szła, najogólniej mówiąc o to, aby dzięki tym zmianom koszt wytworzenia energii i jej dostawy nie był barierą wzrostu gospodarczego i by ułatwił polskim firmom sprostanie międzynarodowej konkurencji. Jednocześnie chodziło o to, aby dla polskich gospodarstw domowych cena płacona za energię i jej dostawę nie była barierą podnoszenia standardu życia. Celem reform było zatem relatywne obniżenie płatności odbiorcy końcowego i polepszenie jego obsługi. Dlatego, analogicznie do zmian w innych sferach gospodarki, uważano, że

podstawowym środkiem dla realizacji tego celu ma być konkurencyjny rynek energii⁷⁾. Rynkowe podejście do funkcjonowania sektora energetycznego oraz zmiany struktury własnościowej przedsiębiorstw, stwarzać miały szansę na zasadniczą poprawę efektywności jego działania.

Obecny etap, począwszy od wejścia w życie ustawy *Prawo energetyczne*⁸⁾ (UPE), tj. od 4 grudnia 1997 r. – wprowadzającej nową filozofię i nowe mechanizmy działania w sektorze energetycznym – polega na wyraźnym pogłębieniu tych procesów poprzez wdrożenie stosunków umownych – między dostawcami a odbiorcami – w każdy zakres działalności energetycznej, która nie jest jeszcze w pełni koordynowana rynkowo. UPE wprowadza bowiem do energetyki stosunki rynkowe, jednakże ściśle jeszcze reglamentowane. W perspektywie, na skutek ugruntowania dojrzałości do samodzielności przedsiębiorstw energetycznych, ma następować sukcesywne zmniejszanie tych ograniczeń, aż do momentu zaistnienia konkurencyjnego rynku energii.

Dlatego polska energetyka potrzebuje w dalszym ciągu restrukturyzacji, której cele, przebieg i skutki powinny zostać ukształtowane w następującej współzależności: koncepcja długookresowego rozwoju kraju – polityka energetyczna – polityka regulacyjna wobec energetyki⁹⁾.

Polityka energetyczna: przedmiot i cele

Celem rozwoju polskiej gospodarki jest rosnący poziom i jakość życia obywateli osiągany poprzez zrównoważony, efektywny wzrost ekonomiczny – z zachowaniem poszanowania zasad ochrony środowiska – ze szczególnym ukierunkowaniem polityki długookresowej na minimalizację niewykorzystania zasobów pracy. Nieodzowną przesłanką takiej koncepcji są również prognozy zużycia i podaży poszczególnych nośników energii, natomiast strategia ich zbilansowania warunkująca skuteczność rozwoju kraju jest przedmiotem polityki energetycznej.

Istotę i przedmiot polityki energetycznej prezentujemy z pomocą ujęcia tabelarycznego, które pozwala jednocześnie zidentyfikować specyfikę polskich spraw (patrz tabela 1).

4) Od blisko dwudziestu lat termin regulacja jest używany głównie w odniesieniu do transformowania monopolu naturalnych, aby zaczęły podlegać regulom rynku konkurencyjnego. Propozycję klasyfikacji regulacji w Polsce zawarł autorzy w: A. Dobroczyńska, L. Juchniewicz, B. Zaleski, *Regulacja energetyki w Polsce*, Wydawnictwo Adam Marszałek, Warszawa-Toruń 2001, str. 37.

5) Art. 78 *Układu Europejskiego ustanawiającego stowarzyszenie między Rzeczypospolitą Polską, z jednej strony, a Wspólnotami Europejskimi i ich Państwami Członkowskimi, z drugiej strony*, sporządzony w Brukseli dnia 16 grudnia 1991 r., a opublikowany w Dzienniku Ustaw z dnia 27 stycznia 1994 r. dotyczy energetyki i już w jego pkt 1 UE *expressis verbis* przesądza, że podstawą racjonalizacji gospodarki energetycznej mają być zasady gospodarki rynkowej.

6) W Polsce ciągle jest niska efektywność produkcji i zużycia energii. Np. w AGENDZIE 2000 (*Opinia Komisji Europejskiej o wniosku Polski o członkostwo w Unii Europejskiej z 1997 r.*) dystans względem UE jest oceniany w przedziale od 2 do 3 razy.

7) Znaczącym przykładem oficjalnego stanowiska jest dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 17 września 1996 r.: *Demonopolizacja i prywatyzacja elektroenergetyki, w którym jest zawarta dyrektywa o urynkowieniu sektora paliw i energii.*

8) Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – *Prawo energetyczne* (Dz. U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348) podlegała kolejnym nowelizacjom, ostatnia w 2002 r. Obszerny komentarz patrz: B. i R. Taradejna, *Prawo Energetyczne. Zbiór przepisów*, Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, Warszawa 2001.

9) Zob. A. Dobroczyńska, L. Juchniewicz, *Polityka regulacyjna wobec energetyki*, w: *Polityka gospodarcza w procesie akcesji do Unii Europejskiej*, wyd. Akademia Ekonomiczna w Poznaniu (książka w druku).

Tabela 1. POLITYKA ENERGETYCZNA: uwarunkowania, cele, regulacje

	UJĘCIE NORMATYWNE	PRZYPADK POLSKI
UWARUNKOWANIA	1. NATURALNE 2. SPOŁECZNE 3. POLITYCZNE 4. SYSTEMOWE 5. ZEWNĘTRZNE 6. EKONOMICZNE 7. TECHNICZNO-TECHNOLOGICZNE	1. – dominacja węgla – bogate zasoby geotermalne – deficyt gazu 2. – średni poziom cywilizacyjny – brak wiedzy o gospodarce – fobie i mity społeczne – przywiązanie do suwerenności 3. – układ sił: dominacja grup branżowych a brak interesu publicznego – brak wizji (koncepcja) długookresowej – brak świadomości i myślenia (realnego a nie sloganowego) o sytuacji Polski po akcesji 4. – niezakończony proces transformacji: system hybrydowy 5. – termin akcesji do UE – geografia zasobów energetycznych – stosunki Wschód – Zachód we współpracy energetycznej, tranzyt energii z Rosji 6. – poziom rozwoju – struktura PKB – wysokie ceny energii i jej inwestycji – brak prognozy wielowariantowej, długookresowej 7. – generacja rozproszona – atomowa – tempo postępu w zużyciu energii
CELE	TRWAŁY WZROST	– bezpieczeństwo energetyczne – wzrost konsumpcji energii w gosp. dom. – spadek kosztów energii – ekonomicznie uzasadniona ochrona środowiska
REGULACJA	I. INSTYTUCJE I ICH KOMPETENCJE: 1. stanowiące 2. opiniodawcze II. INSTRUMENTY: 1. ADMINISTRACYJNO-PRAWNE 2. EKONOMICZNE 3. PERSWAZYJNE	I. – Parlament: Sejm i Senat – Rząd – Ministerstwo Gospodarki – Ministerstwo Finansów – Prezes URE II.1. – uchwały – ustawy – rozporządzenia – decyzje administracyjne II.2. – programy – podatki i zwolnienia – wskazania lokalizacyjne – pomoc publiczna – gwarancje i poręczenia II.3. – sugestie i rekomendacje – publikacje, opinie, stanowiska, itp.

Źródło: opracowanie autorów

Podstawowe cele polskiej polityki energetycznej – można właściwie sprowadzić do dwóch zagadnień, bowiem inne dotyczą sposobu ich osiągnięcia:

1. pewność dostaw i bezpieczeństwo¹⁰⁾, najważniejszym problemem do rozstrzygnięcia jest sformułowanie adekwatnej strategii: m.in. wybór struktury paliw pierwotnych, pożądaných technologii wytworzenia, właściwych relacji między rezerwami a bieżącym i przyszłym bilansem popytu i podaży na energię, zróżnicowanie kierunków przepływów paliw i energii,
2. racjonalne ceny energii – *dualnej kategorii* jako elementarnego dobra cywilizacyjnego i w interesie postępu cywilizacyjnego również towaru – tj. uwzględniające jednocześnie imperatyw pewności zaopatrzenia oraz możliwości dochodowe społeczeństwa i potrzebę wzrostu konkurencyjności sektora przedsiębiorstw.

Świadomość a przy tym szeroki konsens społeczny powyższych celów nie przesądza jednoznacznie rozwiązań wszystkich problemów, których polityka energetyczna dotyczy, w tym głównie tempa i sposobów regulowania sektora energetycznego – jego struktury i warunków funkcjonowania – rodzajów narzędzi, sekwencji ich stosowania. Ten stan rzeczy wynika zarówno ze stopnia skomplikowania wzajemnych uwarunkowań, jak i specyficznych okoliczności związanych z transformacją ustrojową i społeczną. Stąd pewna zmienność strategii a na pewno poważne problemy temu towarzyszące.

Polska praktyka: czy i jaka polityka energetyczna jest prowadzona?

Wymaganą cechą dokumentów o strategicznym charakterze jest zwięzłość, klarowność i przejrzystość politycznych intencji rządu oraz sposobów ich realizacji, dobrze udokumentowanych rzetelnymi analizami i studiami.

Powstaje pytanie, czy polskie dokumenty rządowe dotyczące polityki energetycznej spełniają właściwie ten postulat, szczególnie w zakresie hierarchii celów oraz sposobów i narzędzi realizacji.

Do marca 2002 roku obowiązywał dokument pn. „Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 ro-

ku”¹¹⁾, w którym główne cele państwa w zakresie polityki energetycznej były następujące:

- 1) bezpieczeństwo energetyczne – stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię,
- 2) poprawa konkurencyjności krajowych podmiotów gospodarczych oraz produktów i usług oferowanych na rynkach międzynarodowych, jak też na rynku wewnętrznym,
- 3) ochrona środowiska przed negatywnymi skutkami oddziaływania procesów energetycznych.

Jednocześnie sformułowane zostały zasadnicze strategie działania: zintegrowanego zarządzania energią i środowiskiem; decentralizacji organizacyjno-technicznej systemów energetycznych; liberalizacji sieciowych rynków energetycznych; poprawy efektywności energetycznej oraz okresu przejściowego. Dla ich realizacji zamieszczono w „Założeniach ...” również program działania państwa, który został zrealizowany w niewielkim zakresie.

„Założenia ...” miały poważne mankamenty, m.in. błędne przesłanki i prognozy energetyczne, złe koncepcje dywersyfikacji tzw. źródeł energii pierwotnej i zupełnie śladowe koncepcje przekształceń i wizji docelowej struktury własnościowej oraz funkcjonalnej sektora energii. Poważnym błędem było przyjęcie konwencji ekstensywnej jako podstawy budowy strategii rozwoju. Większość tekstu i cały materiał liczbowy dotyczył strony podaźowej i bez wątpienia służył udowodnieniu z góry przyjętych tez, zapewniających energetykom zachowanie uprzywilejowanej i dominującej pozycji w gospodarce. Okolicznością dodatkową były nadmiernie optymistyczne założenia makroekonomiczne przyjęte w pracach nad powstaniem tego dokumentu.

Polityka gospodarcza jest obszarem, na którym państwo określa swoje ekonomiczne priorytety. Obecnie obowiązującym programem polityki gospodarczej rządu – o horyzoncie średniookresowym – jest „PRZEDSIĘBIORCZOŚĆ – ROZWÓJ – PRACA, Strategia gospodarcza rządu”¹²⁾, której warunkiem skutecznej realizacji jest

10) Reformowanie sektorów energetycznych w krajach europejskich, postępująca ich integracja, zarówno krajów, jak i systemów sieciowych, najprawdopodobniej zmieni, i to w miarę szybko, treść kategorii bezpieczeństwa energetycznego. Z dużą dozą pewności można stwierdzić, iż będzie ono pochodną konkurencji w skali rynku europejskiego (a nie wyłącznie lokalnego, krajowego), pod kontrolą narodowych regulatorów. Np. w zakresie energii elektrycznej bezpieczeństwo dostaw jest m.in. pochodną przynależności do ogólnoeuropejskich i subregionalnych systemów przesyłowych a w coraz mniejszym stopniu rodzimych rezerw mocy. Wynika to z logiki postępu na europejskim rynku i z logiki poszukiwania sposobów wyhamowujących wzrost ceny energii elektrycznej w kraju.

11) Przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 22.02.2000 r. Pierwszym i zarazem poprzedzającym dokumentem (przygotowanym w Ministerstwie Przemysłu i Handlu), w którym sformułowano cele i zadania polityki energetycznej w warunkach transformacji ustrojowej były: „Założenia polityki energetycznej Polski do 2010 roku” (przyjęte przez RM RP w październiku 1995 r.) Zarówno jeden, jak i drugi dokument – dotyczy to również obecnej polityki energetycznej – w warstwie teleologicznej były i są zbieżne z ideami wspólnotowej polityki energetycznej, w szczególności sformułowanymi w *White Paper, An energy policy for the European Union*. COM(95)682.

12) Zatwierdzony przez Radę Ministrów 29 stycznia 2002 r., będący propozycją zintegrowanych działań interdyscyplinarnych na rzecz rozwiązania najdotkliwiej dziś odczuwanych problemów polskiej gospodarki: stagnacji gospodarczej wraz z towarzyszącym jej powiększaniem się dystansu cywilizacyjnego w stosunku do przyszłych partnerów unijnych oraz rosnącego bezrobocia. Dlatego cele są następujące: w ciągu dwóch lat powrót na ścieżkę 5% wzrostu PKB, aktywizacja zawodowa społeczeństwa i zwiększenie zatrudnienia, skuteczna absorpcja funduszy unijnych dla rozwoju kraju.

m.in. polityka sprzyjania wzrostowi gospodarczemu i terminowe przeprowadzenie negocjacji akcesyjnych, zakończonych przyjęciem Polski do Unii Europejskiej w 2004 r. W obu tych filarach nowej strategii istotne znaczenie przypada polityce energetycznej, zarówno działaniom koncepcyjnym, jak i aplikacyjnym dotyczącym przede wszystkim dostępności poszczególnych nośników energii i ich cen¹³⁾.

Krytyczne uwagi w zakresie jakościowej analizy „Założeń polityki energetycznej” oraz dewaluacja założeń makroekonomicznych przyjętych w pracach nad powstaniem tego dokumentu, a także jego odniesienie do nowej strategii w polityce gospodarczej przesądziły o potrzebie jego zasadniczych zmian. Dlatego uprzednio obowiązujący dokument rządowy poddano krytycznej analizie i dokonano jego aktualizacji¹⁴⁾.

W dniu 2 kwietnia 2002 r. Rada Ministrów przyjęła nowy, pt. „Ocena realizacji i korekta Założeń polityki energetycznej Polski do 2002 r. wraz z załącznikami”¹⁵⁾.

W tym dokumencie potwierdzono, że generalnym celem polityki energetycznej Polski jest bezpieczeństwo energetyczne, przy czym uprzednie (z 2000 r.) jego zdefiniowanie jako stan umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię zrygoryzowano, że musi się to odbywać w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony przy przestrzeganiu wymagań ochrony środowiska. Po raz pierwszy zadeklarowano, że długookresowa strategia jego zapewnienia opierała się będzie przede wszystkim na zwiększonym udziale w międzynarodowym podziale pracy, wykorzystując do tego postępujące procesy integracyjne na europejskim rynku energii.

Podstawowa korekta polityki energetycznej polega na tym, że za cel strategiczny krótko- i średnioterminowy uznano redukcję kosztów funkcjonowania energetyki przy poprawie stanu bezpieczeństwa energetycznego¹⁶⁾. Środkiem realizacji ma być kontynuowanie trans-

formacji systemowej. Rząd zadeklarował, że będzie prowadził politykę konsekwentnej budowy konkurencyjnych rynków energii, wyznaczonego ustawą Prawo Energetyczne i Dyrektywami Unii Europejskiej oraz ostatnimi decyzjami, podjętymi na szczycie krajów 15-ki w Barcelonie.

W dokumencie „Ocena realizacji i korekta ...” oraz w jego załączniku nr 3: „Obywatel, rynek, konkurencja – Przekształcenia organizacyjne, strukturalne i własnościowe sektora paliwowo-energetycznego” wymieniono szereg działań, głównie w obszarze polityki regulacyjnej i właścicielskiej, które powinny doprowadzić do wzrostu efektywności polskiej energetyki. Do najważniejszych, zdaniem autorów, można zaliczyć:

1. ukierunkowanie procesu przekształceń organizacyjnych, funkcjonalnych i własnościowych na jakość obsługi i oferowanych usług, na osiągnięcie racjonalnych cen energii – korzystnych dla gospodarki krajowej i konkurencyjnych dla cen energii wytwarzanej za granicą – uwzględniających również potrzebę zwrotu kapitału zainwestowanego w sektor energetyczny,
 2. wspomaganie przedsiębiorstw energetycznych będących własnością Skarbu Państwa w procesach restrukturyzacji, wzmacniając ich siłę ekonomiczną i zdolności adaptacyjne do sytuacji i działań na otwartym rynku europejskim,
 3. wyrobienie poczucia odpowiedzialności przedsiębiorców za stan ekonomiczno-finansowy przedsiębiorstw energetycznych i poprawę efektywności gospodarowania,
 4. upowszechnianie informacji o warunkach i tendencjach rozwojowych w energetyce dla potencjalnych inwestorów krajowych i zagranicznych,
- a przede wszystkim szybkie uruchomienie mechanizmów rynkowych w energetyce, co jest pewnym celem pośrednim, w istocie zaś instrumentem realizacji podstawowych celów polityki energetycznej.

A zatem dalsza, głębsza restrukturyzacja sektora energii, która ma jednak jeszcze wiele conceptualnych obszarów do wypełnienia.

W ocenie autorów ten najważniejszy dokument w zakresie polityki energetycznej nie spełnia jeszcze wszystkich istotnych postulatów metodologicznych¹⁷⁾ i merytorycznych, szczególnie w zakresie strategii dostosowania struktury funkcjonalnej i własnościowej sprzyjającej tworzeniu konkurencyjnego rynku energii w kraju i do wymagań liberalizującego się rynku Unii Europejskiej.

gospodarczego i uwzględnieniu wyników analizy wieloletnich zobowiązań płatniczych oraz stopnia zrównoważenia bilansu płatniczego. Pozwoli to na właściwe zdyskontowanie wysiłku inwestycyjnego (32 mld zł) na rozbudowę potencjału oraz instalacji służących ochronie środowiska w elektrowniach i elektrociepłowniach.

- 17) Przykładem są poważne zastrzeżenia autorów do poprawności sporządzenia krótkoterminowej prognozy rozwoju sektora energetycznego kraju (wspomniany wcześniej Zał. nr 1).

13) Społeczno-polityczne oczekiwania w zakresie priorytetów polityki energetycznej potwierdziła sejmowa debata, która odbyła się 25.01.2002 r., poświęcona „Informacji o stanie bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz działaniach podejmowanych przez rząd w tym zakresie”, rozpatrzonej przez Radę Ministrów 22 stycznia 2002 r.

14) Świadomość możliwości dużej zmienności uwarunkowań wewnętrznych i zewnętrznych polityki skłoniła polski parlament do sformułowania (w ustawie – Prawo energetyczne: art. 14 i 15) obowiązku dla okresowej, co dwa lata, weryfikacji „Założeń ...”.

15) Zał. nr 1: Krótkoterminowa prognoza rozwoju sektora energetycznego kraju, Zał. nr 2: Sektor energii – członkostwo w Unii Europejskiej, Zał. nr 3: Obywatel, rynek, konkurencja – Przekształcenia organizacyjne, strukturalne i własnościowe sektora paliwowo-energetycznego, Zał. nr 4: Informacja o stanie bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz działaniach podejmowanych przez rząd w tym zakresie.

16) Dlatego w dokumencie przyjęto, że w okresie najbliższych kilkunastu lat nie nastąpią żadne istotne zmiany w strukturze zużycia paliw pierwotnych przez energetykę systemową. Pozostanie ona energetyką opartą na węglu. Zwiększenie zużycia gazu jako paliwa podstawowego może nastąpić po utrwaleniu się tendencji szybkiego wzrostu

Ten stan rzeczy ma wiele obiektywnych uwarunkowań, które powodują poważne trudności w dokonywaniu programowych i strategicznych wyborów przy formułowaniu konkretnych treści polityki energetycznej. Wiele z nich jest przedmiotem uwagi autorów w dalszej części artykułu.

Podstawowe problemy polskiej polityki energetycznej

W praktyce polityki energetycznej pojawiają się zagadnienia, które stwarzają szczególne kłopoty przy wyborze właściwych rozwiązań. Dla formułujących tę politykę urastają do rangi bardzo trudnych problemów. Są to problemy zarówno o charakterze uniwersalnym, z którymi borykają się politycy rozwiniętych ekonomicznie i cywilizacyjnie krajów, ale przede wszystkim swoiste, powstające w warunkach krajów podlegających transformacji ustrojowej.

Polska jest jednym z krajów, które podjęły gigantyczny trud przekształcenia gospodarki w efektywną, gwarantującą dobrobyt jej obywatelom. Jest także krajem o szczególnych uwarunkowaniach psychospołecznych, nieobojętnych w stosunku do tak poważnego przedsięwzięcia strukturalnego, jak transformacja sektora działającego dotychczas w innych systemowych warunkach i obciążonego dodatkowo cechami monopolu naturalnego.¹⁸⁾ Z tego m.in. wynika w dużej mierze „nieporadność” suwerena wobec branżowych (zarówno menedżerskich, jak i „społecznych” tj. związków zawodowych) grup interesu, co powoduje brak satysfakcjonującego postępu w dziele reformowania polskiej energetyki.

Na szczególną uwagę – bez uporządkowania hierarchii ich ważności, ale z podziałem na określone grupy, będące w istocie odzwierciedleniem różnego charakteru poszczególnych rodzajów uwarunkowań, które zostały wymienione w tabeli 1 – jak się wydaje, zasługują następujące problemy:

w zakresie tzw. naturalnych uwarunkowań

- *wyбір struktury docelowej pierwotnych nośników energii* – dylemat tej sytuacji polega przede wszystkim na zharmonizowaniu wykorzystania naturalnej przewagi w zakresie zasobów węgla kamiennego i brunatnego z koniecznością zmniejszania obciążenia środowiska przyrodniczego, uzupełnionego np. o taki aspekt, jak skala oraz tempo włączania w gospodarcze zużycie zasobów geotermalnych, wykorzystania energii wiatrowej, biopaliw, itp;

w zakresie tzw. społecznych uwarunkowań

- *konsens społeczny dla nowego, rynkowego „modelu” rynku energii* – jest to nieodzowne, bowiem w społecznym odbiorze „rynek energii” jest postrzegany nie tyle jako wielka niewiadoma, co raczej – wielkie zagrożenie. Należałoby zatem zainicjować wielką

kampanię informacyjną (np. w odniesieniu do energii elektrycznej adresowaną do ponad 15 mln odbiorców) pokazując zarówno potencjalne korzyści, jak i zagrożenia wynikające z wprowadzenia mechanizmów rynkowych do energetyki. Zapewne podstawową kwestią, która powinna zostać wyjaśniona w pierwszej kolejności – to przelamanie stereotypów myślowych o obowiązywaniu po wsze czasy dotychczasowego modelu funkcjonowania energetyki i obsługi odbiorców, wpojenie ludziom przekonania, że zmiany nie tylko wynikają z logiki transformacji, ale przede wszystkim, że przyniosą im one wymierne korzyści ekonomiczne;

w zakresie tzw. politycznych uwarunkowań

- *określenie interesu publicznego w energetyce* – za nie wystarczające trzeba uznać utożsamianie interesu publicznego w energetyce jedynie z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego i dostaw energii po niskich cenach. Potrzebny jest tu szerszy kontekst i wielorakie działania, potwierdzające służebną rolę energetyki wobec jej odbiorców. W odniesieniu zaś do samych polityków – odstąpienie od spektakularnych zachowań wzmacniających branżowy monopol energetyki, rezygnacja z kokietowania i klientelizmu wobec energetyki, zaniechanie i odstąpienie od promowania lokalnych partykularyzmów na rzecz umacniania państwa i występowania w imię interesów 15 mln odbiorców zamiast 100 tys. energetyków;
- *racjonalne ceny* – jeden z najistotniejszych dylematów, związany z ukształtowanym przez lata społeczno-politycznym przekonaniem o energii traktowanej wyłącznie jako dobro a nie towar, któremu towarzyszyło egalitarne podejście do cen, najlepiej jednakowych dla wszystkich, niezmiennych w czasie i w przestrzeni. Odejście od cen urzędowych i nowe zasady cenotwórstwa nie znajdują zrozumienia wśród szerokich rzesz odbiorców. Tak więc racjonalność cen energii postrzegać trzeba dwójako: poprzez pryzmat działań związanych z kształtowaniem wiedzy o zasadach cenotwórstwa i poprzez wyjaśnianie przesłanek poziomu i tempa wzrostu – na razie nieuniknionej – cen;

w zakresie tzw. systemowych uwarunkowań

- *„model” rynku energii* – poszukiwanie kształtu struktury organizacyjno-funkcjonalnej sektora, aby w jego obrębie były przedsiębiorstwa energetyczne zdolne do skutecznego prowadzenia działalności na rynku konkurencyjnym, gwarantujące jednocześnie długookresowe utrzymanie stanu bezpieczeństwa energetycznego;
- *strategii przekształceń ustrojowych i systemowo-funkcjonalnych* w podziale na poszczególne dziedziny (nośniki energii i paliw) sektora energii. Istotą dylematu jest fundamentalna kwestia: ile władztwa państwa (regulacja wertykalna), ile rynkowego mechanizmu konkurencyjnego (regulacja horyzontalna);

18) Przykładem tego jest wysoce negatywna reakcja społeczna wobec prywatyzacji warszawskiego przedsiębiorstwa dystrybucji energii elektrycznej „STOEN”.

w zakresie tzw. zewnętrznych uwarunkowań

- *wyбір tempa wyrównywania cen, głównie energii elektrycznej i gazu, do poziomu Unii Europejskiej* – z racji powierzenia kompetencji w zakresie cenotwórstwa samym zainteresowanym, tj. przedsiębiorstwom energetycznym (zarówno tym taryfowanym, jak i działającym na rynku konkurencyjnym), problem stał się zupełnie nie dostrzeganym przez struktury państwowe, a przede wszystkim, przez Ministra Gospodarki. Brak aplikacyjnej koncepcji w tym zakresie, nie ujętej ani w programach gospodarczych, ani też w przepisach prawa, zapowiada ogromne perturbacje i to w niedalekiej przyszłości. Nie pozostanie nic innego, jak poprzez perswazje i jednostkowe decyzje administracyjne zatwierdzające taryfy, czyli poprzez „sztukę regulacji” rygorystycznie i racjonalizować proces wyrównywania się cen, każdorazowo badając „ekonomiczną wytrzymałość” krajowego odbiorcy;
- *określenie stopnia i tempa włączania energetyki krajowej w zewnętrzną* – problem polegał, do niedawna, na określeniu, w jakim tempie przygotowywać ją do sprostania zewnętrznej konkurencji. Obecnie, w sytuacji konieczności implementacji prawa unijnego i jego wdrożenia, czyli otwarcia polskiego rynku na konkurencję, co najwyżej pozostaje możliwość nawiązania współpracy energetycznej z innymi częściami Europy i dzięki temu, być może, uchronić wytwarzanie energii elektrycznej przed likwidacją. Innymi słowy, stawiamy tu poważny zarzut, że uwikłani w wewnątrz sektorowe spory o model rynku energii, zaabsorbowani rozwiązywaniem „pseudodylematów”, a przede wszystkim ulegający presji energetyków – chcących za wszelką cenę utrzymać *status quo* – bezpowrotnie straciliśmy szansę na dorównanie Europie i dostosowanie się do twardej walki na konkurencyjnym rynku energii. Pozostaje bronić wytwórców przed wymazaniem z gospodarczej mapy Europy, jednak w granicach ekonomicznego rozsądku;

w zakresie tzw. techniczno-technologicznych uwarunkowań

- *model i wdrażanie tzw. generacji rozproszonej versus system elektroenergetyczny scentralizowany*, oparty na systemowych źródłach wytwarzania energii i sieciach przesyłowych najwyższych i wysokich napięć. Układ komplementarny w tym zakresie, czyli różnicowanie elektroenergetyki w ramach polskiej gospodarki wydaje się być oczywistym i pożądanym rozwiązaniem, choć zapewne proporcje takiego różnicowania wzbudzać będą i emocje, jak i niekończące się dyskusje. Abstrahując od argumentów pojawiających się w takich sporach (głównie o korzyściach i ich alokacji z preferowania jednego lub drugiego modelu) warto zwrócić uwagę na dwie istotne okoliczności. Po pierwsze – w sytuacji braku jednoznaczności w zakresie wyboru docelowej struktury pierwotnych nośników energii – trudno budować

aplikacyjny model generacji rozproszonej. Po drugie, generacja rozproszona to w dużej mierze *quasi* autarkia, kłócąca się nieco z aktualnie preferowanym modelem rozwoju gospodarczego opartym na daleko posuniętej specjalizacji. Chyba że, zdamy się na pełną automatyzację i nie będzie problemem odsprzedaży energii wyprodukowanej ponad własne potrzeby;

- *modernizowanie energetyki a postęp w energooszczędności* – ewidentnie brak korelacji w tym zakresie, choć różni analitycy zastrzegają się, iż w swoich np. prognozach zawsze uwzględniają zjawiska energooszczędności. Z pewnością nie dostrzegają tego energetycy postulujący i zabiegający o rozwój własnego sektora i stabilność warunków jego funkcjonowania. Musi to trochę dziwić, bowiem, zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, energetycy mogą uwzględniać w swoich kosztach uzasadnionych współudział w finansowaniu przedsięwzięć ukierunkowanych na oszczędności energii. Prawo sobie, praktyka sobie, na zasadzie „bliższa koszula ciału”. Typowy przykład branżowego partykularyzmu i walki wyłącznie o swoje interesy. Łatwiej, jak się wydaje, funkcjonować z pozycji zleceniodawcy na rzecz samego siebie niż współrealizatora na rzecz choćby własnego, ale odbiorcy.

Nie jest bynajmniej przeoczeniem autorów brak dylematów pochodnych uwarunkowaniom ekonomicznym. **Wszystkie bowiem wymienione powyżej problemy polityki energetycznej, w istocie, sprowadzają się do ekonomicznej oceny skutków poszczególnych wyborów.** Jest to szczególnie ważne dla kraju, którego PKB *per capita* wynosi 40% średniego poziomu unijnej piętnastki¹⁹⁾.

Zarówno struktura bilansu paliwowego, jak i niezbędny import paliw oraz jego struktura rzeczowa i geograficzna powinny wynikać z regularnie aktualizowanej oceny chłonności rynku i być w zgodzie z wymaganiami ekologicznymi przy zachowaniu zasady minimalizacji kosztów dostaw.

Istotne są też prace rozwojowe w zakresie energetyki odnawialnej jako alternatywnego źródła zasilania gospodarki w dalszej perspektywie, ze szczególnym jednak uwzględnieniem rachunku efektywności, zarówno bezpośredniego, jak i ciągnionego. Dlatego w perspektywie kilkuletniej o gospodarczym wykorzystaniu OZE można mówić w odniesieniu do biopaliw.

W coraz większym stopniu tzw. bezpieczeństwo energetyczne będzie miało ekonomiczny, a nie tak jak dziś, techniczny wymiar. Postępujące urynkwienie polskiej gospodarki, dostęp do nowoczesnej techniki i technologii w zakresie szeroko rozumianej energetyki, możliwość prowadzenia różnej działalności gospodarczej na różnych rynkach towarowych i finansowych

19) Eurostat, Yearbook 2002, str. 405. Tablica ta potwierdza jeszcze, że wyżej od nas jest 6 „aspirantów”!

umożliwia realizację niemal wszystkich zamierzeń rozwojowych, w tym także zakupu dóbr inwestycyjnych i niezbędnego dlań zaopatrzenia materiałowego oraz zaspokojenia popytu finalnego odbiorców paliw i energii. W tym kontekście szczególnego znaczenia nabierają aspekty ekonomiczno-finansowe, związane z poziomem i tempem wzrostu cen oraz kondycją zarówno przedsiębiorstw energetycznych, jak i ich odbiorców²⁰⁾. Sprawy te muszą być postrzegane w immanentnej więzi przyczynowo-skutkowej, i tym samym – zawsze rozpatrywane łącznie.

Wybór tempa urealniania cen energii – urealnianie cen to dylemat pomiędzy koniecznym urealnianiem cen nośników energii, które do końca 1998 r. były cenami urzędowymi a tempem urealniania płatności za energię. Dotyczy to w szczególności gospodarstw domowych, wydających na energię kilkanaście procent swoich dochodów (analogicznie w krajach Unii Europejskiej to kilka procent). Nie bez znaczenia dla gospodarki i jej konkurencyjności jest istotny aspekt urealniania cen energii, związany z tempem usuwania tzw. subsydiowania skrótnego i rozwiązania dylematu: koszty ekonomicznie uzasadnione a koszty społecznie akceptowane, którego immanentną częścią jest sposób wynagrodzenia zastosowanego kapitału. Dotyczy to zatem również zasadności podejmowania inwestycji, praktyczną tego implikacją może być zmiana wyceny aktywów przedsiębiorstwa energetycznego, zasadnicza dla oczekiwanych prywatyzacji w sektorze²¹⁾. Wybór tempa urealniania cen energii jest jednym z poważniejszych problemów o rozległych implikacjach społeczno-gospodarczych, dlatego praktyczne jego rozwiązanie może być przedmiotem tylko decyzji politycznej.

Z litery prawa mechanizm cenotwórstwa ma służyć umocnieniu bezpieczeństwa energetycznego²²⁾, w praktyce zaś często bywa nadużywany i służy umacnianiu monopolistycznej pozycji poszczególnych podsektorów

energetyki, a w konsekwencji pogorszeniu sytuacji ekonomicznej odbiorców, tak przemysłowych, jak i gospodarstw domowych.

Poprawy sytuacji w tym zakresie należy upatrywać nie w permanentnym wzroście cen paliw i energii, ale przede wszystkim w poprawie efektywności wytwarzania energii, a następnie w jej dystrybucji i przesyłce oraz wypracowaniu przez same przedsiębiorstwa programów wewnętrznej sanacji kosztowo-finansowej²³⁾. Znaczące bardzo dla kondycji ekonomiczno-finansowej firm sektora elektroenergetycznego i gazowego pozostaje tempo i zakres wdrażania zasad rynku konkurencyjnego a także realizacja programu restrukturyzacji i prywatyzacji polskiego sektora energetycznego.

Problemy polityki energetycznej, w wielkim skrócie tutaj zasygnalizowane, są ściśle powiązane ze sobą i dlatego również tak trudne do rozstrzygnięcia.

Restrukturyzacja w sektorze polskiej elektroenergetyki

Nie podlega dyskusji, że restrukturyzacja szeroko rozumianej polskiej energetyki jest i koniecznością i wyzwaniem. Najistotniejszą i zarazem najbardziej zaawansowaną koncepcyjnie wydaje się być restrukturyzacja elektroenergetyki. Zapewne i ona też wzbudza najwięcej kontrowersji. Warto zatem poświęcić jej nieco uwagi.

Przypomnijmy, iż wspomniane wcześniej dokumenty rządowe, oprócz dwóch podstawowych celów dotyczących bezpieczeństwa energetycznego i racjonalnych cen energii, postawiły przed energetyką i instytucjami ją nadzorującymi kluczowe zadanie: szybkie uruchomienie mechanizmów rynkowych w energetyce, m.in. poprzez wdrożenie konkurencji w podsektorze wytwarzania energii, głównie w trybie likwidacji bądź restrukturyzacji kontraktów długoterminowych oraz poprzez wyodrębnienie z przedsiębiorstw dystrybucji energii elektrycznej lub gazu tzw. spółek obrotu.

Jak zatem w świetle powyższych celów powinien przebiegać proces restrukturyzacji elektroenergetyki? Sprawa jest poważna, bowiem w sporze o jej kształcie, zamienionej w praktyce na dyskusję o potrzebie konsolidacji pionowej w polskiej elektroenergetyce, zainteresowani, tj. energetycy dostrzegli swą wielką szansę na

20) Kondycja ekonomiczna sektora energii np. pogorszenie się stanu jego finansów, może stać się przyczyną perturbacji w realizacji dostaw paliw i energii. Z drugiej zaś strony, obciążanie odbiorców wysokimi płatnościami za energię i jej dostawy może spowodować wzrost należności, zatory płatnicze, upadłość odbiorców i w konsekwencji – zmniejszenie odbioru energii. Sytuacje tego rodzaju mogą znacząco wpływać na stan bezpieczeństwa energetycznego.

21) Potencjalni inwestorzy wielokrotnie zwracali uwagę na brak jednoznacznych rozwiązań w tym zakresie, zarówno w Prawie energetycznym, jak i w towarzyszących mu rozporządzeniach i „Założeniach polityki energetycznej”. Jest to jedno z najtrudniejszych i najbardziej kontrowersyjnych zagadnień procesu regulacyjnego w prywatyzowanych sektorach infrastrukturalnych, o czym przekonują doświadczenia krajów o znacznie dłuższej niż nasza tradycji gospodarki rynkowej.

22) Zob. A. Dobroczyńska, L. Juchniewicz, *O racjonalną cenę energii elektrycznej...*, w: *Transformacja systemowa w Polsce – Oceny i perspektywy*, Materiały z konferencji naukowej, red. Z. Szymła, Akademia Ekonomiczna w Krakowie, Kraków 2002.

23) Nie należy ulegać presji sektora energetycznego na wzrost cen. W przypadku np. energii elektrycznej wiadomo, iż jest ona używana do produkcji niemal wszystkiego, a jej koszty wytworzenia i ceny są jednym z czynników determinujących międzynarodową konkurencyjność polskiej gospodarki. Powinno więc bezwzględnie zmierzać do wykorzystania wszelkich możliwych sposobów obniżenia kosztów zaopatrzenia gospodarki w energię. Już obecnie narastającym problemem jest utrata konkurencyjności wyrobów o dużym udziale energii w kosztach ich wytwarzania (np. żelazostopy, metale kolorowe), wzrost należności w spółkach dystrybucyjnych, związane z coraz bardziej zauważalnymi problemami płatniczymi odbiorców indywidualnych. Nie ulega wątpliwości, iż niemal każdy wzrost cen energii i jej dostaw może problemy te pogłębić.

utrzymanie *status quo* (a jeszcze ściślej rzecz ujmując – na reaktywowanie utraconych monopolistycznych pozycji i otrzymanie na zawsze przywileju bycia nieefektywną gałęzią gospodarki narodowej). Zamiast bowiem zastanawiać się, jak postępować, by sprostać ekonomicznym celom i społecznym oczekiwaniom, energetycy podjęli się dowieść, iż jedynym słusznym kierunkiem restrukturyzacji (czytaj – rozwoju) jest konsolidacja pionowa sektora, polegająca przede wszystkim na ponownym zintegrowaniu wytwórców energii z sieciami dystrybucyjnymi. Przy czym, pominięto milczeniem, iż zarówno obowiązujące unijne regulacje w tym zakresie, jak i przewidywane i rekomendowane kierunki ich zmian, zawierają odmienne rozwiązania. Zagrożenia z tej dyskusji i prób jej urzeczywistnienia nie sposób zatem bagatelizować, zarówno z punktu widzenia każdego odbiorcy energii, jak i państwa aspirującego do ugrupowania efektywnej, rynkowej gospodarki, jakim jest Unia Europejska. Potrzebne jest pragmatyczne rozwiązanie, z jednej strony chroniące nieco krajowy potencjał wytwórczy, z drugiej zaś odbiorców, zagrożonych remonopolizacją sektora. Szansą jest konsolidacja pozioma i restrukturyzacja organizacyjno-funkcjonalna w obrębie poszczególnych podsektorów elektroenergetyki: wytwarzania, przesyłu, dystrybucji oraz obrotu. Na czym, zdaniem autorów, powinna ona polegać, jakie cele eksponować, przy jakich założeniach i jak ją organizować, pokazują poniższe rozważania.

1. Cele i podstawowe założenia

- Celem szeroko rozumianej restrukturyzacji (organizacyjnej, funkcjonalnej, przestrzennej i własnościowej) w elektroenergetyce, będącej w zasobie Skarbu Państwa, jest dokonanie takich zmian, by elektroenergetyka w większym niż dotąd stopniu i zakresie służyła gospodarce oraz odbiorcom finalnym, nie obciążając ich nadmiernymi kosztami funkcjonowania i rozwoju, generowanymi przez struktury korzystające z monopolistycznej pozycji rynkowej. Będzie to miało miejsce, jeżeli powstaną przedsiębiorstwa energetyczne zdolne do skutecznego prowadzenia działalności na rynku konkurencyjnym, gwarantujące jednocześnie długookresowe utrzymanie stanu bezpieczeństwa energetycznego.
- Proces restrukturyzacji sektora powinien być zbieżny z realizacją rządowych programów: „Przedsiębiorczość – Rozwój – Praca” oraz „Ocena i korekta założeń polityki energetycznej Polski do roku 2020”.
- Podstawowym aksjomatem restrukturyzacji jest podporządkowanie tego procesu budowie konkurencyjnego rynku energii elektrycznej, czyli osiągnięcie przejrzystości działania, adekwatność ceny do kosztów w każdym elemencie relacji: energia elektryczna, jej dostarczanie oraz handlowa obsługa.
- Proces restrukturyzacji i docelowy kształt organizacyjno-funkcjonalny sektora elektroenergetyki musi

uwzględniać obowiązującą dziś Dyrektywę 96/92/EC oraz zapowiadane kierunki jej zmian, a także rekomendacje (przynajmniej – częściowo) światowych instytucji opiniotwórczych, takich jak m.in. World Bank, OECD.

2. Podstawowe bariery wdrożenia konkurencyjnego rynku energii elektrycznej

- a) kontrakty długoterminowe (KDT),
- b) nadmierna ilość energii elektrycznej objęta obowiązkiem zakupu,
- c) uwarunkowania techniczne elektroenergetyki a także dodatkowe utrudnienia wynikające z obecnie obowiązujących zasad i mechanizmów zarówno tzw. rynku bilansującego, jak i giełdowego (wymagania sprzętowe, konieczność zatrudnienia wysokokwalifikowanych kadr, praca ciągła, itp.),
- d) niedoskonałości przepisów prawa, nie jednoznacznych i nie zapewniających jednakowego traktowania uczestników rynku,
- e) bariery psychologiczne związane z ponoszeniem ryzyka funkcjonowania na rynku konkurencyjnym.

Większość z w/w barier może być całkowicie wyeliminowana lub istotnie zminimalizowana poprzez zmiany przepisów prawa, zarówno ustawy – Prawo energetyczne, jak i rozporządzeń wykonawczych. Dotyczy to także KDT, choć w tym przypadku koszty takiej operacji obciążłyby głównie odbiorców energii i przez to byłyby społecznie niezwykle dotkliwe. Istnieje zatem obiektywna potrzeba, by w procesie likwidowania bariery KDT wykorzystać proces restrukturyzacji elektroenergetyki.

3. Koncepcje likwidacji KDT

Likwidację KDT projektuje się dwutorowo, poprzez:

- a) częściową, wewnątrz sektorową kompensatę najdroższych kontraktów (Elektrownia Opole i Elektrownia Turów) tzw. ujemnym kontraktem Elektrowni Bełchatów,
- b) sekurytyzację pozostałych KDT.

ad. a) Utworzenie BOT

Grupa skonsolidowanych przedsiębiorstw (Elektrownia Bełchatów, Elektrownia Opole oraz Elektrownia Turów) stanowiłaby strategiczny zasób Skarbu Państwa, będący gwarantem bezpieczeństwa energetycznego i prawidłowego funkcjonowania rynku. Dwa podmioty mające wejść w skład grupy BOT (Ei. Opole i Ei. Turów) należą do najnowocześniejszych w kraju, jednak skutkiem poczynionych inwestycji elektrownie te są obciążone wysokimi kosztami finansowymi, które (obok poziomu kosztów wynikających z nadmiernego zakresu zrealizowanych inwestycji) uniemożliwiają im efektywne funkcjonowanie na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej. Dodatkowo należy pamiętać, iż obie te inwestycje są

gwarantowane przez Skarb Państwa – kwota potencjalnych zobowiązań wynosi:

- w przypadku Elektrowni Opole – 6 181 794 251 zł,
- w przypadku Elektrowni Turów – 932 199 813 zł.

Efektywna rekompensata zobowiązań EI. Opole i EI. Turów wymagałaby czasowego (do 2005 r., a więc do dnia wyekspirowania kontraktu EI. Bełchatów) zawieszenia procesu inwestycyjnego EI. Bełchatów II²⁴⁾. Proces ten pozostaje nadal w stadium planowania, co ułatwia ewentualną decyzję o jego zatrzymaniu. Do tej pory nie uruchomiono procedury przetargowej dotyczącej wyboru generalnego wykonawcy inwestycji. Dezaktualizacji uległy warunki przyłączenia bloku do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, jak również warunki zabudowy i zagospodarowania terenu pod tę inwestycję.

Postulowany okres zawieszania realizacji nowej inwestycji EI. Bełchatów II daje niepowtarzalną szansę na:

- okrzepnięcie nowoutworzonej struktury BOT,
- efektywne przeprowadzenie sekurytyzacji pozostałych KDT,
- wycofanie się Skarbu Państwa z udzielonych elektrowniom gwarancji na łączną kwotę 7 113 994 064 zł (tj. stanowiącej ponad 47% dopuszczonej ustawą budżetową kwoty poręczeń i gwarancji Skarbu Państwa) i przeznaczenie jej na wspieranie innych przedsięwzięć rozwojowych polskiej gospodarki.

Dla zapewnienia poprawności programowania restrukturyzacji, należałoby, w pierwszej kolejności, przeprowadzić analizę koncepcji utworzenia grupy BOT, co pozwoli na określenie pozostałej części KDT, która poddana ma być procesowi sekurytyzacji. Utworzenie grupy BOT + (zakładającej realizację inwestycji Bełchatów II) można byłoby ewentualnie rozpatrzyć, ale jednak w drugiej kolejności.

Dla stworzenia zarówno BOT, jak i jeszcze w większym stopniu BOT +, należy brać pod uwagę ewentualne dokapitalizowanie tych spółek przez Skarb Państwa, co mogłoby ułatwić tzw. finansowe domknięcie tych projektów.

ad. b) Sekurytyzacja

Pozostałą część kontraktów długoterminowych można zlikwidować poprzez wykorzystanie sekurytyzacji. Realizacja tej idei musi być jednak uzależniona od wyniku rachunku opłacalności zamiany zobowiązań kredytowych na papiery dłużne o dłuższym okresie wykupu. To zaś w dużej mierze zależy od sytuacji na rynkach finansowych i ratingu dla emitenta papierów dłużnych (PSE S.A. lub jej podmiot zależny). W przypadku wysokich kosztów finansowych sekurytyzacji i braku korzyści

dla ostatecznych odbiorców energii elektrycznej – należałoby zaniechać sekurytyzacji i kontynuować dotychczasowy sposób przenoszenia skutków KDT na odbiorców lub podjąć próbę innego, ustawowego odzyskania tzw. *stranded costs*.

4. Operator Systemu Przesyłowego

W ramach ogólnych kierunków modyfikacji Dyrektywy 96/92/EC przewiduje się, że narodowi Operatorzy Systemów Przesyłowych będą musieli spełniać m.in. następujące kryteria:

- prawna i finansowa niezależność od innych uczestników rynku,
 - całkowita kontrola nad majątkiem sieciowym,
 - posiadanie programów zapewnienia niedyskryminacji podmiotów w systemie.
- Nie ulega zatem wątpliwości, iż restrukturyzacja polskiego operatora systemu przesyłowego – PSE S.A.²⁵⁾ jest konieczna. W tym celu niezbędnym staje się:
- restrukturyzacja kontraktów długoterminowych,
 - rzeczywiste wyodrębnienie operatora systemu przesyłowego,
 - rozdzielenie działalności energetycznej od innych rodzajów działalności (które powinny być eliminowane) oraz od działalności w zakresie obrotu energią z zagranicą (który powinien bilansować się oddzielnie),
 - oddzielenie działalności przesyłowej od handlowej (obrotu energią).

Realizacja powyższych działań powinna być ściśle ze sobą skorelowana i prowadzona jednocześnie. Zaś dla potwierdzenia intencji restrukturyzacji – w pierwszej kolejności powinno mieć miejsce prawne i ekonomiczne wyodrębnienie operatora systemu przesyłowego. Najlepiej – pod firmą PSE S.A. lub zbliżoną.

5. Przebieg procesu restrukturyzacji

Proces restrukturyzacji, ukierunkowany zgodnie z zaleceniami m.in. OECD na tzw. integrację poziomą, należy prowadzić w trzech zasadniczych sferach:

- a) podsektor wytwarzania energii elektrycznej – powinien mieć miejsce szeroki zakres konsolidacji – praktycznie bez żadnych przeciwwskazań, by łączyć ze sobą elektrownie i elektrociepłownie – pozwalający budować organizmy silne ekonomicznie, zdolne do konkurowania z podmiotami funkcjonującymi na otwartym europejskim rynku energii.

25) Przy czym konieczne będzie niestety, w trakcie restrukturyzacji PSE S.A. (*de facto* – grupy kapitałowej powstałej w imię z reguły partykularnych interesów kolejnych układów politycznych i grup zarządzających), uwzględnienie wszelkich dotychczasowych zobowiązań. Największe spośród nich to zobowiązania z tytułu KDT (ok. 15 mld zł) oraz inne zobowiązania (głównie kredytowe) w kwocie ok. 2,2 mld zł. Z tych ostatnich – 578 669 810 zł jest gwarantowane przez Skarb Państwa.

24) Koronnym argumentem za budową EI. Bełchatów II ze strony lokalnych władz i grup nacisku jest zaplanowane, sukcesywne odstawianie kolejnych dwóch bloków EL. Bełchatów i ich remontowanie. Dziwna to zaiste praktyka, by zamiast cykl remontowy skrócić, buduje się całkiem nową fabrykę. Czy aby po zakończeniu remontu wszystkich bloków EI. Bełchatów I zostanie ona zburzona?

Przy czym jeszcze raz to mocno trzeba zastrzec: w okresie najbliższych 2-3 lat nie powinien mieć miejsca proces integracji pionowej, polegający na dołączaniu spółek dystrybucyjnych do źródeł wytwórczych, ani w formie kapitałowej ani też w formie przedsiębiorstwa wielozakładowego. Rozstrzygnięcie tej kwestii, będącej z jednej strony swoistym „kołem ratunkowym” dla podsektora wytwarzania, z drugiej zaś – przyzwoleniem dla bycia nieefektywnym, powinno nastąpić po wejściu Polski do UE i dokonaniu oceny funkcjonowania i stopnia konkurencyjności zintegrowanego rynku europejskiego;

- b) podsektor dystrybucji – zgodnie z celami wynikającymi z dokumentu „Ocena i korekta założeń polityki energetycznej Polski do roku 2020”, zakładającymi przede wszystkim podniesienie jakości usług i obsługi klientów oraz wzrost efektywności funkcjonowania podmiotów elektroenergetyki, a tym samym ich wartości, należy przeprowadzić restrukturyzację grupy pilotażowej P-5, a następnie konsolidować inne grupy, eliminując dotychczasowe nadmierne rozdrobnienie spółek dystrybucyjnych.

Proces konsolidacji spółek dystrybucyjnych musi zakładać wprowadzenie pomiędzy odbiorcę (z regulu o słabszej sile przetargowej) a przedsiębiorstwo sieciowe (występujące z pozycji monopolu naturalnego) silnego ekonomicznie, agresywnego, dążącego do maksymalizacji sprzedaży i podlegającego mechanizmom rynkowej konkurencji pośrednika. Takim pośrednikiem mogłaby być spółka obrotu, wydzielona ze struktur spółki dystrybucyjnej, jako spółka zależna. Działając w imieniu i na rzecz odbiorcy, będzie mogła zadbać o odpowiednią zawartość umowy przesyłowej, warunki przyłączenia do sieci, standard jakościowy obsługi itp. W przyszłości, na obszarze działania spółki infrastrukturalnej, dojdzie zapewne do konkurencji, pomiędzy jej spółką obrotu a innymi spółkami obrotu, konkurencji, której beneficjentem powinni być odbiorcy.

W procesie restrukturyzacji podsektora dystrybucji należy mieć na uwadze ostatnio przyjętą modyfikację tempa liberalizacji europejskiego rynku energii²⁶⁾ oraz projektowaną nowelizację Dyrektywy 96/92/EC, w której m.in. przewiduje się:

- wprowadzenie jednolitego wymagania prawnego wydzielenia podmiotów zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją dostarczających energię elektryczną do powyżej 100 000 podmiotów,
- wprowadzenie jednolitego zakresu obowiązku świadczenia usług publicznych dla wszystkich przedsiębiorstw;

- c) podsektor przesyłu – należy niezwłocznie finalizować prace koncepcyjne i przygotowawcze, związane m.in. z wyborem doradców lub innych instytucji mających prowadzić działania restrukturyzacyjne, które powinny rozpocząć się w pierwszej kolejności od restrukturyzacji KDT i wyodrębnienia operatora systemu przesyłowego, zgodnie z w/w rekomendacjami.

Powszechnym niemal zjawiskiem w procesach konsolidacji jest skłonność do eksponowania jedynie korzyści. Zapomina się zwykle o immanentnych zagrożeniach, zarówno w odniesieniu do samego przebiegu konsolidacji, jak i ich konsekwencji dla otoczenia. Wśród zagrożeń warto zwrócić uwagę na:

- stosowanie przez skonsolidowane przedsiębiorstwa praktyk podziału rynku, co skutecznie blokuje dostęp do rynku nowym przedsiębiorcom, a przez to pozbawia funkcjonujące podmioty bodźca do podnoszenia konkurencyjności,
- utrudnienie dla sprawowania skutecznej regulacji na skutek zwiększenia stopnia asymetrii informacji oraz ograniczenia możliwości stosowania regulacji porównawczej,
- znaczne umocnienie siły sektora wobec rządu i regulatora, w konsekwencji utrudniające zakładane urynkowanie sektora,
- spadek zyskowności i wartości nowopowstałych podmiotów, co może utrudnić i zmniejszyć korzyści z prywatyzacji elektroenergetyki dla samego sektora, odbiorców i budżetu,
- trudności w prawidłowym przeprowadzeniu procesu integracji różnych działalności w ramach jednego przedsiębiorstwa, co często wiąże się z zaniedbaniem bieżącej działalności (np. obsługi odbiorców).

Wnioski

Polityka energetyczna państwa jest niezbędna. Muszą być formułowane cel i zakres ukierunkowania rozwoju energetyki. Założenia tej polityki, uwzględniające długookresowe prognozy możliwości zrównoważenia popytu i podaży energii, określają obszary, wobec których państwo z pomocą instrumentów instytucjonalno-prawnych, fiskalnych, finansowo-kredytowych, perswazyjnych wpływa na popyt, podaż, ceny i struktury podmiotowe rynku energii dążąc do realizacji celów polityki energetycznej.

Racjonalny rozwój energetyki jest potrzebny i „Założenia polityki energetycznej” jednoznacznie muszą to potwierdzić – w oparciu o rzetelny rachunek nie tyle kosztów uzasadnionych, co kosztów rzetelnie ekonomicznie uzasadnionych – każdorazowo mając na uwadze zasobność polskiego państwa i kontekst konkurencyjnego, unijnego rynku energii. Wśród koniecznych przedsięwzięć w tym zakresie szczególnego znaczenia nabierają działania:

- systemowe, związane z postępującą liberalizacją rynku energii elektrycznej i gazu oraz upowszechnie-

26) Patrz materiał zamieszczony w tym samym numerze Biuletynu w dziale: Integracja Europejska.

niem zasad rynkowych zarówno w energetyce, jak i wśród jej odbiorców, w tym urealnienie stosowania zasady TPA,

- *techniczne*, związane m.in. z przewidywanym do uruchomienia programem reelektryfikacji polskiej wsi i odwróceniem spadkowej tendencji spożycia energii elektrycznej na wsi, modernizacji potencjału wytwórczego, dystrybucyjnego i magazynowego,
- *ekonomiczne*, związane z poprawą efektywności gospodarowania przedsiębiorstw energetycznych, praktycznym urzeczywistnieniem polityki cenowej, przeciwdziałaniem przenoszeniu wszystkich wydatków na odbiorców końcowych,
- *legislacyjne* związane z doskonaleniem regulacji prawnych dla energetyki, przede wszystkim zasad funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych, zmian umocowania prawnego dla operatorów systemów przesyłowych a także zasad cenotwórstwa.

Dla zrealizowania strategicznego celu – jakim jest redukcja kosztów funkcjonowania energetyki i osiągnięcie racjonalnego poziomu cen, przy poprawie stanu bezpieczeństwa energetycznego, zwłaszcza w jego aspektach ekonomiczno-finansowych – nieodzowne jest kontynuowanie transformacji systemowej. Zdecydowanie należy podkreślać, że w tym procesie, szczególną funkcją państwa jest tworzenie dogodnych warunków do zaistnienia i działania rynku, także w dziedzinach, które dotychczas nie były poddane gruntownym reformom rynkowym.

W odniesieniu do sektora energetyki oznacza to, że rząd polski prowadził będzie politykę konsekwentnej realizacji priorytetu budowy konkurencyjnych rynków zgodnie z polityką energetyczną Unii Europejskiej i jej Dyrektywami oraz krajowym prawem energetycznym. Celem tej rynkowej reformy energetyki jest wzrost efektywności funkcjonujących w tym sektorze podmiotów a w ślad za tym konkurencyjności całej gospodarki. Nie ma więc innego sposobu, jak pobudzenie mechanizmu

konkurencji, a tam gdzie jego wdrożenie jest obiektywnie niemożliwe (działalność sieciowa) – zastępowanie przez działalność regulacyjną.

Kierunki polityki energetycznej, w tym szczególnie polityki właścicielskiej, muszą być czytelne także dla nie energetyków, w tym szczególnie dla inwestorów, aby w oparciu o taki dokument rządowy mogli kształtować perspektywę swojego rozwoju, dokonywać niezbędnych wyborów inwestycyjnych i zawierać korzystne dla nich umowy.

W dokumencie rządowym należy unikać wszelkich dwuznaczności, mogących dawać różnym grupom zawodowym możliwość formułowania roszczeń pod adresem rządu i Skarbu Państwa.

Tak, zdaniem autorów, brzmią zasadnicze rekomendacje dla polskiej polityki energetycznej.



*Agnieszka Dobroczyńska
p.o. zastępcy dyrektora
Departamentu Integracji
Europejskiej i Studiów
Porównawczych URE*



*Leszek Juchniewicz
Prezes URE*

Zapraszamy na stronę internetową URE:

www.ure.gov.pl

oraz podajemy adres e-mail:

ure@ure.gov.pl

AKTUALNE PROBLEMY ROZWOJU JEDNOLITEGO RYNKU KONKURENCYJNEGO ENERGII ELEKTRYCZNEJ W EUROPIE

dr Mirosław Duda

W dniach 17-18 października 2002 r. w Rzymie odbyło się IX Europejskie Forum Regulacji Elektroenergetyki (European Electricity Regulatory Forum), na którym dyskutowano bieżące problemy rozwoju jednolitego rynku energii elektrycznej w Europie. Uczestniczyli w nim przedstawiciele Komisji Europejskiej, reprezentanci rządów i organów regulacji energetyki krajów europejskich, stowarzyszeń przedsiębiorstw energetycznych i organizacji konsumenckich. Po raz drugi w Forum uczestniczyli przedstawiciele organów regulacji energetyki krajów kandydujących do Unii Europejskiej. Po raz pierwszy uczestniczyli w obradach przedstawiciele energetyki Rosji, którzy wygłosili informację o przekształceniach rynkowych w elektroenergetyce tego kraju. Zaproszenie przedstawicieli energetyki rosyjskiej jest symptomem nawiązanego dialogu pomiędzy Unią Europejską a Rosją w dziedzinie współpracy energetycznej. W trakcie Forum dyskutowano o problemach istotnych dla rozwoju jednolitego rynku energii elektrycznej w Europie. Wiele z nich ma istotne znaczenie dla Polski w perspektywie akcesji naszego kraju do Unii Europejskiej.

Kompensacja kosztów transportu energii elektrycznej w wymianie międzynarodowej

Jednym z podstawowych problemów warunkujących poprawne działanie, a przede wszystkim rozwój handlu energią elektryczną w skali Europy, jest kompensacja kosztów transportu sieciowego energii elektrycznej wynikającego z wymiany transgranicznej między narodowymi systemami przesyłowymi. Koszty te są ponoszone przez Operatorów Systemów Przesyłowych (OSP) w poszczególnych krajach Europy. Obejmują one zarówno koszty amortyzacji, eksploatacji i remontów sieci wykorzystywanej w wymianie transgranicznej, jak i koszt kapitału zaangażowanego do budowy i rozbudowy połączeń międzysystemowych. W 2002 r. w Europie działał uproszczony system przejściowy polegający na pobieraniu przez każdego OSP opłat transgranicznych w wysokości 1 Euro/MWh stosownie do deklarowanego *ex ante* wolumenu eksportu, korygowanych *ex post* w oparciu o rzeczywisty bilans przepływów międzysystemowych eksport/import. OSP pobierały te opłaty od przedsiębiorstw eksportujących energię (wytwórców lub przedsiębiorstw zajmujących się obrotem z zagranicą). Wysokość opłat była ustalona na podstawie sumarycznego kosztu tranzytu energii w wymianie transgranicznej, ponoszonego przez OSP w systemie europejskim, który oszacowano na 200 mln Euro.

Koszt ten został uznany za uzasadniony przez regulatorów europejskich.

Obecnie działający system kompensacji jest uważany za zbyt uproszczony, gdyż nie odzwierciedla w pełni różnic w kosztach ponoszonych przez poszczególnych OSP. Europejskie Stowarzyszenie Operatorów Systemów Przesyłowych (ETSO – European Transmission System Operators) przedstawiło podczas obrad Forum zmodyfikowany system kompensacji kosztów transportu energii w wymianie transgranicznej, który bazuje na ustaleniu standardowych kosztów tranzytu¹⁾ tej energii w oparciu o zidentyfikowane układy tzw. sieci horyzontalnych, zaangażowanych do realizacji tego tranzytu. W proponowanym systemie koszty tranzytu energii w wymianie międzysystemowej wylicza się dla zidentyfikowanych układów tranzytowych na podstawie kosztów, które stanowią bazę dla taryf sieciowych poszczególnych OSP. Koszty te stanowią podstawę do wyliczenia stawki opłaty eksportowej. Ze wstępnych wyliczeń wynika, że opłaty eksportowe mogą być zmniejszone do 0.5 Euro/MWh. Koszty transportu mają być uzupełniane opłatami taryfowymi pobieranymi od odbiorców energii w wymianie transgranicznej (od importerów).

Propozycja ETSO znalazła poparcie uczestników Forum tylko w odniesieniu do idei, zwłaszcza zmierzającej do obniżenia opłat eksportowych. Niektórzy uczestnicy (np. regulator szwedzki) wyrażali opinię, aby całkowicie odejść od opłat eksportowych. Przedstawiciele Rady Europejskich Regulatorów Energetyki (CEER – Council of European Energy Regulators) uzależnili poparcie dla tego zmodyfikowanego systemu od wyników szczegółowych obliczeń kosztów tranzytu w oparciu o narodowe wskaźniki taryfowe. Jednocześnie przedstawili wstępną wersję własnego systemu opłat, która wkrótce ma być przedstawiona jako alternatywna do propozycji ETSO. Uczestnicy Forum wskazali na negatywną cechę jednakowych opłat eksportowych, niezależnie od miejsca realizacji eksportu, które nie generują właściwych sygnałów lokalizacyjnych dla rozbudowy systemów przesyłowych.

1) W terminologii UE rozróżnia się pojęcia „transport” i „tranzyt” energii w systemach energetycznych. Pod pojęciem transportu rozumie się przesyłanie energii od dostawcy wewnątrz wewnętrznego lub zewnętrznego do odbiorcy wewnątrz systemu, natomiast pod pojęciem tranzytu rozumie się przesyłanie energii przez dany system od dostawcy zewnętrznego do odbiorcy zewnętrznego.

Złożoność systemu rozliczeń proponowanego przez ETSO została poddana krytyce przez europejskie stowarzyszenia głównych użytkowników systemów przesyłowych: Europejskie Zgrupowanie Przedsiębiorstw i Organizacji Dystrybucji Energii (GEODE – Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d' Energie) oraz Europejską Federację Handlowców Energią (EFET – European Federation of Energy Traders).

Dla polskiego systemu przesyłowego działającego w ramach systemu CENTREL nowa propozycja wprowadza pewne elementy, które wymagają szczegółowych analiz. CENTREL, jak i również inne tzw. systemy peryferyjne (NORDEL, system brytyjski i marokański) mają mieć w nowej propozycji zachowane opłaty transgraniczne w wysokości 1 Euro/MWh dopóki nie podejmą decyzji o uzyskaniu pozostałej części opłat w ramach lokalnych taryf dla swoich odbiorców. Wymaga to jednak zgody regulatorów, co nie zawsze jest możliwe, gdyż nie przewidują tego rodzaju opłat obowiązujące struktury taryfowe. CENTREL w tym zakresie ma podjąć decyzję w ciągu 2003 r.

Harmonizacja taryf narodowych i wprowadzenie sygnałów lokalizacyjnych

Obok potrzeby usprawnienia systemu kompensacji kosztów wymiany międzysystemowej uczestnicy Forum wskazali na konieczność harmonizacji sieciowych taryf narodowych w celu zapewnienia ich przejrzystości i niedyskryminacyjnego charakteru oraz uzyskania możliwości generacji sygnałów lokalizacyjnych dla rozbudowy systemów w perspektywie długoterminowej. Sygnały lokalizacyjne w perspektywie krótkoterminowej są już generowane w taryfach poprzez tzw. opłaty „ograniczeniowe” (congestion charges) i przyłączeniowe. Proponowany przez ETSO nowy system opłat kompensacyjnych zawiera pewne sygnały lokalizacyjne wynikające z opłat pobieranych przez odbiorców energii importowanej lecz został on uznany jako niewystarczająco silnie oddziaływujący.

Forum uznało za potrzebne uwzględnienie w procesie harmonizacji taryf narodowych za dostęp do sieci (za usługi przesyłania wg terminologii polskiego prawa energetycznego) zróżnicowanych opłat płaconych zarówno przez odbiorców (opłaty L od angielskiego wyrazu „load”), jak i wytwórców (opłaty G od angielskiego wyrazu „generation”). Terytorialne zróżnicowanie tych opłat ma generować sygnały lokalizacyjne dla nowych odbiorców i nowych wytwórców oraz dla kierunków i struktury rozbudowy systemu przesyłowego, co jest istotne zwłaszcza w rejonach, gdzie występuje deficyt lub nadmiar mocy wytwórczej.

Należy podkreślić, że sygnały lokalizacyjne zawarte w taryfach sieciowych są tylko jednym z rodzajów kryteriów, które będą brane pod uwagę w lokalizacji inwestycji. W USA, i również w Polsce, znacznie większą wagę przykładają się do obowiązku sporządzania przez wszystkie koncesjonowane przedsiębiorstwa sieciowe długo-

terminowych planów rozwoju, które są zatwierdzane lub uzgadniane przez organy regulacji. Są one potem podstawą do uwzględniania w taryfach kosztów wynikających z planowanych inwestycji. Przypadek Kalifornii potwierdził, że sygnały rynkowe, w tym również taryfy sieciowe, nie są w stanie wygenerować odpowiednio silnych bodźców inwestycyjnych w perspektywie długoterminowej²⁾. Być może w większym stopniu należałoby wykorzystać w tym celu istniejące w niektórych krajach Unii zróżnicowanie opłat przyłączeniowych zarówno dla wytwórców, jak i odbiorców.

Dyskusja zakończyła się zaleceniami Forum, aby do prac na rozwoju mechanizmów kompensacji kosztów sieciowych wymiany międzynarodowej oraz harmonizacji taryf zaangażować przedstawicieli przemysłu energetycznego i organizacji zajmujących się rynkiem energii elektrycznej. Forum zaleciło także, aby w celu generacji sygnałów lokalizacyjnych w odniesieniu do przyszłych inwestycji zbadać możliwości wykorzystania lokalnej polityki podatkowej.

Zarządzanie ograniczeniami w wymianie międzynarodowej

Podczas dyskusji odnotowano pewien postęp w zarządzaniu ograniczeniami w połączeniach międzysystemowych. Tym niemniej przedstawiciele EFET i EURELECTRIC zgłosili konieczność pilnej poprawy sytuacji w tym zakresie, zwłaszcza w dziedzinie wprowadzania niedyskryminacyjnych mechanizmów rynkowych do zarządzania ograniczeniami. Forum pozytywnie oceniło propozycję zasad zarządzania ograniczeniami przygotowaną przez CEER. Są to następujące zasady:

1. Zarządzanie ograniczeniami powinno odbywać się w sposób ekonomiczny prowadzący do ekonomicznego dysponowania istniejącymi jednostkami wytwórczymi i przepływami energii w systemie a także do ekonomicznie uzasadnionego inwestowania.
2. Metoda zarządzania ograniczeniami powinna promować efektywną konkurencję, nie powinna pozwalać na wykorzystywanie siły rynkowej i powinna zapewniać niedyskryminację podmiotów na rynku.
3. Cała informacja dotycząca wymiany transgranicznej powinna być publikowana w przejrzysty sposób.
4. OSP powinny zapewniać maksymalne wykorzystanie mocy połączeń międzysystemowych i sieci przesyłowej przy zachowaniu akceptowalnego poziomu bezpieczeństwa dostaw.
5. Procedury zarządzania ograniczeniami powinny pozwalać na przychody tylko uwarunkowane rzeczywistymi ograniczeniami, nie powinny faworyzować żadnego podmiotu ubiegającego się o moc połączeniową ani nie powinny zachęcać OSP do ograniczania mocy połączeniowej.

2) Wydaje się, że w Europie istnieją zbyt duże oczekiwania, zwłaszcza Komisji Europejskiej, jeśli chodzi o skuteczność bodźców rynkowych w prawidłowym kształtowaniu inwestycji.

W oparciu o powyższe zasady CEER we współpracy z Komisją Europejską przygotowuje nowelizację obecnych wytycznych w tym zakresie.

Standardy niezawodności i bezpieczeństwa dostaw

Forum odnotowało potrzebę opracowania wspólnych dla wszystkich OSP standardów niezawodności i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do stosowania przez OSP i również użytkowników sieci przesyłowych. Podczas obrad Forum propozycja standardów została przedstawiona przez przedstawicieli Unii Koordynacyjnej Przesyłu Energii Elektrycznej (UCTE – Union for the Coordination of Transmission of Electricity). Forum zaleciło kontynuację pracy w celu ustanowienia pełnego zakresu standardów i nadania im formy obowiązujących przepisów z wykorzystaniem współpracy ze specjalistami CEER, NORDELU i Komisji Europejskiej. Podkreślono celowość udziału w tych pracach przedstawicieli użytkowników systemów przesyłowych. UCTE ma przedstawić postęp prac na następnych obradach Forum.

Przedstawiciel CEER zaprezentował stanowisko regulatorów europejskich o ich roli w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw w warunkach działania jednolitego rynku energii elektrycznej w Europie. W tym zakresie zostało podjęte zobowiązanie, że CEER we współpracy z ETSO i UCTE będzie monitorować działanie rynku z punktu widzenia spełniania kryteriów bezpieczeństwa dostaw w poszczególnych krajach europejskich. Będzie położony nacisk na identyfikowanie przypadków, w których bezpieczeństwo dostaw w jednym kraju będzie zależne od sytuacji w innych krajach. Z tym należy się liczyć w miarę rozwoju rynku zintegrowanego. W wyniku

tego monitoringu powstaną kryteria oceny bezpieczeństwa dostaw w warunkach działania rynku jednolitego.

Obrót energią elektryczną z krajami trzecimi

Forum odnotowało, że obrót energią elektryczną z krajami nie będącymi członkami Unii Europejskiej powinien bazować na wzajemnych korzyściach przy zachowaniu przejrzystości transakcji oraz zasad niedyskryminacji. Komisja Europejska zaprezentowała pogląd, że w obrocie z krajami trzecimi powinna być przestrzegana zasada ekwiwalentności struktur rynkowych i porównywalnych standardów ekologicznych. Stanowisko to zapowiada dość restrykcyjne wymogi dla tych krajów, zwłaszcza w dziedzinie ochrony środowiska i bezpieczeństwa jądrowego. Może ono wpłynąć na zakres ewentualnej współpracy Unii Europejskiej i Rosji w dziedzinie obrotu energią elektryczną, jeśli doszłoby do skutku synchroniczne połączenie obu systemów. Rosyjska energetyka ma współpracować z EURELECTRIC w celu zbadania realnych możliwości technicznych współpracy synchronicznej tak dużych systemów. Nie ma dotychczas w świecie doświadczeń w zakresie technicznej współpracy synchronicznej tak dużych systemów elektroenergetycznych. Rosja jest zainteresowana takim połączeniem w celu otwarcia możliwości technicznych eksportu swojej taniej energii elektrycznej do krajów europejskich.



Autor pełni obowiązki dyrektora Departamentu Promowania Konkurencji URE

VI EUROPEJSKIE FORUM REGULACJI GAZU MADRYT 30-31.X.2002

dr Marian Ślifierz

Madryckie forum regulacji gazu jest bez wątpienia najbardziej reprezentatywnym, najważniejszym miejscem wymiany poglądów, kształtowania się opinii i przygotowywania rekomendacji dla reformy sektora gazowego w Unii Europejskiej. W obradach forum, zbierającym się cyklicznie w Madrycie, uczestniczą delegaci instytucji regulacyjnych państw UE wraz z przewodniczącym Rady Europejskich Regulatorów Energii (Council of European Energy Regulators) p. Antonio Jorge Viegas de Vasconcelosem, przedstawiciele aktualnej prezydencji unijnej, reprezentanci sektora gazowego (głównie na szczeblu organizacji sektora), jak również przedstawiciele Dyrekcji Generalnej Transportu i Energetyki Unii Europejskiej (DG TREN).

Ze względu na coraz bardziej intensywny dialog energetyczny Unia Europejska – Rosja po raz pierwszy zaproszono do udziału w konferencji przedstawicieli Gazpromu.

Zważywszy na fakt, iż rozszerzona do około 30 krajów UE zużywać będzie według aktualnych prognoz circa 800 mld m³ gazu w 2020 r., z czego zaledwie 300 mld m³ pochodzić będzie ze źródeł wewnątrzunijnych, znaczenie rozwoju sektora gazowego dla dynamiki gospodarki europejskiej nie może być kwestionowane, a konieczność reformy jest oczywiste.

Według powszechnej opinii uczestników forum dotychczasowe doświadczenia reformy sektora gazowe-

go wskazują na znaczne opóźnienia wobec sektora energii elektrycznej. Pogląd powyższy potwierdzony został przez przygotowany na zlecenie Komisji Europejskiej raport firmy doradczej The Brattle Group, zatytułowany „Konwergencja niedyskryminacyjnych systemów taryfowych i sposobów postępowania wobec ograniczeń przesyłowych w europejskim sektorze gazowym” („Convergence of non-discriminatory tariff and congestion management systems in the European gas sector”)¹⁾.

Tematykę obrad można pogrupować w kilka bloków tematycznych, a mianowicie:

Struktura taryf

Według autorów raportu CEER „Przygotowanie preferowanej metodologii taryfowej dla międzynarodowych, transgranicznych i tranzytowych przepływów na europejskim rynku gazowym” („Establishing the preferred tariff methodology for intrastate, cross-border and transit flows in the European gas markets”)²⁾, systemy taryfowe poszczególnych państw członkowskich winny upodabniać się do siebie, stwarzając pole dla konkurencji, a jednocześnie zapobiegając nakładaniu się taryf na siebie i subsydiowaniu skrośnemu przy zapewnieniu pełnego odzwierciedlenia kosztów.

Pomimo iż powszechnie przyjęto, że najlepszym rozwiązaniem byłoby wprowadzenie taryf typu „wejście – wyjście” uznano równocześnie, iż w wypadku gdy nie odpowiadają one lokalnym warunkom, odpowiednie instytucje winny mieć prawo wprowadzenia innego systemu taryfowania z uwzględnieniem zachowania zasad pełnej konkurencji. W takich przypadkach zaleca się, aby strona wprowadzająca odmienne rozwiązania publikowała przyczyny ich wprowadzania.

Wymagania dotyczące przejrzystości w dostępie do zdolności przesyłowych

Forum jednoznacznie opowiedziało się za zapewnieniem równego dostępu zainteresowanych stron do informacji dotyczących zdolności przesyłowych. Przypomniano, iż GTE (Gas Transmission Europe – organizacja skupiająca operatorów sieci przesyłowych) zobowiązała się do publikowania danych dotyczących powyższego zobowiązania do 1.01.2003 r. zdolności przesyłowych, przynajmniej w odniesieniu do połączeń transgranicznych.

Powyzsza kwestia wzbudzała istotne kontrowersje ze względu na konieczność zachowania zasady poufności. W przypadku, gdy z sieci korzysta tylko jeden lub dwóch użytkowników, publikacja danych o wolnych mocach przesyłowych pozwalałaby na stosunkowo łatwe ustalenie wielkości ich kontraktów. W takiej sytuacji właściwy regulator winien być powiadomiony o konieczności

wprowadzenia ograniczenia, a w wypadku jego akceptacji informacja o ograniczeniu dostępu do sieci winna być opublikowana również w terminie do 1.01.2003 r.

Alokacja mocy przesyłowych i postępowanie wobec jej ograniczeń

Zdaniem forum istnieje pilna potrzeba przygotowania odpowiedniej metodologii działań w dziedzinie udostępniania zdolności przesyłowych w jak największych rozmiarach. Mechanizm ten winien promować ekonomiczną efektywność, tworząc korzystne warunki dla inwestycji infrastrukturalnych, a jednocześnie nie powinien ułatwiać praktyk monopolistycznych. Należy wypracować mechanizmy pozwalające na pełne ujawnienie przerywalnych mocy przesyłowych, nawet w wypadku występowania nadwyżki stałych mocy przesyłowych. Według GTE realizacja powyższych założeń nie powinna zakłócać zobowiązań kontraktowych oraz obowiązku świadczenia usług.

„Wytyczne właściwego postępowania”

W trakcie poprzedniego, na V Forum, przyjęto i zaakceptowano dokument określony mianem „Wytycznych właściwego postępowania”, zawierającym wskazówki dla uczestników rynku określające standardy postępowania w ramach tworzącej się jednolitej europejskiej struktury gazowej. Oceniając poziom realizacji postulatów zawartych w „Wytycznych”, obecne forum stwierdziło, iż w kilkunastu przypadkach operatorzy systemów przesyłowych w niedostateczny sposób wywiązali się z obowiązku przestrzegania wytycznych, zwłaszcza w odniesieniu do poziomu otwarcia dostępu do sieci.

Zalecono jednocześnie przygotowanie uaktualnionej wersji „Wytycznych” wraz z harmonogramem wprowadzania ich w życie na obrady następnego forum.

Techniczna zdolność systemów do współpracy

Oczywistym jest, iż tworzenie europejskiego rynku gazu wymaga całkowitej interoperacyjności niezależnych dotąd systemów krajowych. W ramach forum kwestiami tymi zajęły się dwie organizacje: GTE oraz EASEE-Gas. Ta druga, powstała zaledwie w marcu 2002 r. skupia kilkudziesięciu najważniejszych uczestników europejskiego rynku gazowego. Wprowadzenie pełnej interoperacyjności wymagało przygotowania przez wymienione wyżej organizacje następujących dokumentów:

- specyfikacja jakości gazu,
- „Zasady Prowadzenia Działalności” („Business Rules”),
- „Protokół Wymiany Informacji” („Communication Protocols” – rekomendowany standard Edigas),
- „Sieciowo – Operacyjne Zasady Bilansowe” („Network and Operational Balancing Agreements”).

Zalecono również wprowadzenie powszechnie obowiązujących jednostek pomiaru:

- ciśnienie – atmosfera,

1) W posiadaniu URE.

2) W posiadaniu URE.

- objętość – m³ (0 °C, ciśnienie 1,01325 atmosfery),
- wartość kaloryczna – kWh/m³, przy temperaturze spalania 25 °C.

Zdecydowano o rozpoczęciu przyjmowania powyższej specyfikacji w terminie do 1.04.2003 r. z jednoczesnym wprowadzeniem zmian w kontraktach i obowiązującej legislacji. Założono przy tym konieczność wypracowania wspólnego stanowiska w kwestii ujednoczenia składu gazu i stosowania dodatkowych komponentów.

Europejskie platformy handlu gazem

Według powszechnie oznajmianej opinii wobec szybkiego wzrostu popytu na gaz w UE należy się liczyć z dalszą koniecznością rozwoju centrów handlu gazem. Przewiduje się, że w europejskich warunkach winno istnieć około 10-15 wiodących ośrodków tego typu przy istnieniu pewnej grupy ośrodków peryferyjnych. Przedstawiciele Europejskiej Federacji Handlu Energią (European Federation of Energy Traders – EFET) oraz operatorzy poszczególnych systemów, a także wszystkie inne pozostałe zainteresowane strony, zostali poproszeni o przygotowanie na następne forum rekomendacji dotyczących dalszego rozwoju europejskich platform handlu gazem ze szczególnym uwzględnieniem kwestii finansowych (zwiększenia płynności i bezpieczeństwa obrotu, wprowadzania na szerszą skalę nowych instrumentów takich jak transakcje swapowe, rozwiązania kwestii opłat za usługi towarzyszące itd.).

Bezpieczeństwo dostaw w powiększonej Unii Europejskiej

Przewidywany znaczny wzrost popytu na gaz w najbliższych 15-20 latach oraz przyjęcie do Unii nowych państw, w większości pozbawionych znaczących złóż tego surowca, prowadzi do konieczności zwiększenia importu gazu spoza obszaru unii.

Według analizy sporządzonej przez Międzynarodowe Stowarzyszenie Producentów Ropy Naftowej i Gazu (International Association of Oil and Gas Producers – OGP) nie należy spodziewać się zakłóceń w dostawach gazu do Europy, gdyż złoża znajdujące się w odległości zapewniającej opłacalną dostawę są w stanie dostarczyć ilości gazu sięgające 500 mld m³ rocznie około roku 2020, co w połączeniu z dostawami z obszaru Unii szacowanymi na około 300 mld m³ w 2020 r., jest w stanie zaspokoić przewidywalny popyt.

Raport OGP zakłada, że Europa będzie w stanie importować gaz z czterech podstawowych kierunków:

- kraje WNP w tym przede wszystkim Rosja,
- Algieria,
- Bliski Wschód,
- Karaiby, ewentualnie Ameryka Południowa.

Według OGP należy zdecydowanie wprowadzać dywersyfikację dostaw i jednocześnie liberalizować rynek, co w połączeniu z mechanizmami konkurencji pozwoli na lepsze wykorzystanie zarówno wewnątrz-europejskich jak i importowanych zasobów gazu.

Oferta Gazpromu

Według wszelkich dostępnych obecnie prognoz Rosja pozostanie najważniejszą dostawcą gazu do Europy w dającej się przewidzieć przyszłości (sięgając ok. 40% dostaw w 2020 r.). Konieczność współpracy obu stron wydaje się oczywista, stąd też coraz częściej pojawia w UE określenie „dialog energetyczny Unia – Rosja”. Rosja ze swej strony zapewnia o woli współpracy podkreślając jednocześnie swoją przewidywalność i stabilizację polityczną, domagając się w zamian szerszego udziału Unii w ponoszeniu kosztów rozwoju nowych źródeł i budowania niezbędnej infrastruktury. Zważywszy na odległość źródeł od rynków zbytu, często przekraczającą 5 tys. kilometrów, a także bardzo niekorzystne warunki klimatyczne, Gazprom domaga się nie tylko udziału Unii w pokryciu części niezbędnych inwestycji, ale również ułatwienia dostępu do międzynarodowych źródeł finansowania.

Biorąc pod uwagę wysokość kosztów inwestycji w infrastrukturę i źródła a także stosunkowo długi czas zwrotu, przedstawiciele rosyjscy zdecydowanie preferują kontrakty długoterminowe w obrocie gazem.

Konkluzje

Madryckie spotkania są obecnie i będą w przyszłości najważniejszym forum wypracowywania założeń reformy europejskiego rynku gazowego. Zasadniczą rolę w tworzeniu rekomendacji dla instytucji unijnych odgrywają przedstawiciele **instytucji i organizacji ogólnoeuropejskich** a nie poszczególnych państw. Zważywszy na rolę, jaką w tworzeniu się i funkcjonowaniu ogólnoeuropejskiego rynku gazowego mają odegrać instytucje regulacyjne, nie dziwi znacząca rola Rady Europejskich Regulatorów Energii (CEER). Wymusza to na instytucjach regulacyjnych krajów akcesyjnych obowiązek monitorowania procesów zachodzących w ramach forum madryckiego, tym bardziej, że są one zapraszane do udziału w forum.

Kraje akcesyjne, w tym także Polska, są **natomiast reprezentowane w zbyt małej skali w instytucjach i organizacjach sektora**, tam, gdzie ścierają się interesy i powstają założenia funkcjonowania unijnego rynku gazowego. Wypada mieć nadzieję, że z chwilą pojawienia się możliwości szerszego udziału przedstawicieli sektora naszej części Europy w wymienionych wyżej ciablach szansa ta zostanie wykorzystana.



Autor jest doradcą Prezesa URE

ANGIELSKO-POLSKI SŁOWNIK WYRAŻEŃ UŻYWANYCH W REGULACJI

(pod redakcją dr. Mariana Ślifierza)

W niniejszej edycji słownika chcielibyśmy zapoznać Czytelników naszego Biuletynu z niektórymi wyrażeniami z zakresu regulacji sektora gazu. Z wieloma z nich można się było zetknąć na VI Europejskim Forum Regulacji Gazu, jakie miało miejsce w Madrycie w końcu października br.

Available capacity	– dostępna moc przesyłowa, zdolność przesyłowa
Capacity allocation	– alokacja mocy, zdolności przesyłowej
Capacity hoarding	– nagromadzenie się nadmiernej mocy, zdolności przesyłowej
Capacity release	– zwolnienie dostępnej mocy przesyłowej (zdolności przesyłowej)
Contractual congestion	– ograniczenie zdolności przesyłowej związane z nadmierną zdolnością przesyłową zakontraktowaną (nie zawsze występuje realnie)
Cost neutral balancing	– bilansowanie „neutralne kosztowo”
Distance tariff	– taryfa dystansowa
Firm capacity	– moc, zdolność przesyłowa w kontraktach stałych
Fixed capacity	– moc, zdolność przesyłowa w kontraktach stałych
Fixed contract	– kontrakty stałe (nieprzerywalne)
Interconnection point	– miejsce połączenia dwóch różnych systemów przesyłowych
Interruptible capacity	– moc, zdolność przesyłowa w kontraktach przerywalnych
Interruptible contracts	– kontrakty przerywalne
Interoperability	– zdolność systemów do współpracy
Guidelines for Good Practise (GGP)	– wytyczne właściwego postępowania (zbiór zasad działania przyjętych przez uczestników rynku gazowego Unii Europejskiej, obecnie modyfikowanych przez zainteresowane instytucje)
Long Term Take or Pay Contracts (LT ToP)	– kontrakty długoterminowe typu bierz lub płać
Non-firm capacity	– moc, zdolność przesyłowa w kontraktach przerywalnych
Non-Used Contract Capacity Release (NUCCR)	– wolnienie przez operatora sieci przesyłowej niewykorzystanych mocy kontraktowych
Pancaking	– nakładanie się opłat
Penal fees	– opłaty karne
Postage-stamp tariff	– taryfa zryczałtowana, taryfa „znaczka pocztowego”
Public Service Obligation (PSO)	– zobowiązanie do świadczenia usług
Real congestion	– rzeczywiste występowanie ograniczeń przesyłowych
Reference temperature	– temperatura odniesienia, temperatura, w jakiej określa się właściwości spalane go gazu (proponuje się 25 °C, zamiast obecnych 15 °C)
Shipper	– dostawca
Storage facilities	– magazyny, magazynowanie

Biblioteka Regulatora

Z końcem roku oddajemy w Państwa ręce jednocześnie dwa kolejne tomy wydawanej przez Urząd Regulacji Energetyki serii **Biblioteka Regulatora**, powołanej w celu popularyzowania teorii i praktyki regulacyjnej i cieszącej się ogromnym zainteresowaniem ze strony przedsiębiorstw energetycznych, odbiorców paliw i energii oraz decydentów politycznych.

Pierwsza z książek – „Handel energią. Zasady WTO a Traktat Karty Energetycznej” jest tłumaczeniem (podjętym przez pracowników urzędu) z oryginalnej wersji wydanej przez Sekretariat Karty Energetycznej, stanowiący techniczne wsparcie dla kandydujących do Światowej Organizacji Handlu Sygnatariuszy. Głównym celem powstania tej pozycji było wyjaśnienie i popularyzacja kwestii stosowania reguł WTO w obrocie towarowym w zakresie materiałów i produktów energetycznych. Można w niej znaleźć odpowiedzi na m.in. pytania: jakie są zasady handlu międzynarodowego, jaki jest ich charakter (uniwersalny czy sektorowy), kiedy stosuje się ograniczenia eksportu energii, jaka jest możliwa rola przedsiębiorstw handlu państwowego w sektorze i inne.

Autorzy polskiego wydania postawili sobie za cel przybliżenie podstawowych zasad WTO dla handlu energią. Obok ogólnych reguł WTO omawiają także postanowienia, które mogą mieć bezpośrednie zastosowanie w handlu energią, a także interpretują wybrane niejednoznaczne pojęcia występujące w tekście GATT/WTO, mające potencjalne znaczenie w wymianie energią.

Drugą z wydanych pozycji jest „Ciepłownictwo – stan, taryfowanie, problemy” – wynik wspólnej pracy, jaka podejmowana jest codziennie w urzędzie. Książka ta była przygotowywana przez znaczny okres czasu, ponieważ – jak pisze w przedmowie dr Leszek Juchniewicz – „... przygotowując publikację, stanęliśmy wobec dość licznych problemów metodologicznych, którym do tej pory nie mieliśmy okazji przyjrzeć się z bliska lub nie poświęciliśmy im dostatecznej uwagi i nie dołożyliśmy należytej staranności dla ich identyfikacji. Być może zabrakło odrobiny wyobraźni, a może jednak wiedzy, być może badawczej rzetelności i konsekwencji, ale również chyba zabrakło po prostu pokory wobec trudnej materii”.

W publikacji tej zaprezentowane zostały dane charakteryzujące polskie ciepłownictwo, w tym m.in.: zbiór danych statystycznych dotyczących tego sektora, opis postępujących zmian we wprowadzaniu procesu regulacji i stosowanych metod regulacji cen ciepła, a także opis napotykaných problemów, doświadczenia i przemyślenia oddziałów terenowych Urzędu Regulacji Energetyki.

Obie pozycje, podobnie jak i tomy wcześniej opublikowane w serii **Biblioteka Regulatora**, dostępne są na stronie internetowej pod adresem: <http://www.ure.gov.pl>.



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

Tytułem:
Opłata za Biuletyn URE

.....
(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

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

Tytułem:
Opłata za Biuletyn URE

.....
(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

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

Tytułem:
Opłata za Biuletyn URE

.....
(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

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

Tytułem:
Opłata za Biuletyn URE

.....
(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

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

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

„Biuletyn

Urzędu Regulacji Energetyki”

zawiera m.in.:

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

Biuletyn ukazuje się jako dwumiesięcznik.

* * * * *

Warunki prenumeraty w roku 2003**dwumiesięcznika:****„Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki”**

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

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

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

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

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

Biuletyn ukazuje się od 15 lipca 1998 r.

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

SŁOWNIK REGULACJI I REGULATORA

Leasing – szczególna forma finansowania inwestycji, umożliwiająca inwestorowi dostęp do dóbr inwestycyjnych bez konieczności ich zakupu. Leasing oznacza upoważnienie, udzielone podmiotowi gospodarczemu przez właściciela składników majątkowych, do użytkowania tych składników w ustalonym okresie w zamian za uzgodnione płatności. Leasingobiorca, tj. osoba (firma) wynajmująca rzeczowe składniki majątkowe, jest ich użytkownikiem bez przejęcia praw własności, zachowywanych przez leasingodawcę (prawnego właściciela nabywanego lub wytwarzanego majątku). Niekiedy przy operacjach leasingowych występuje dodatkowo partner finansujący działalność leasingodawcy jako pożyczkodawca.

Cechy charakterystyczne tej formy finansowania można ująć następująco:

- najemca (leasingobiorca) dokonuje wyboru obiektu i dostawcy;
- przedmiot leasingu jest nabywany przez leasingodawcę;
- podstawą transakcji jest zawarcie umowy leasingu;
- leasingodawca jest właścicielem obiektu przez czas trwania umowy leasingu;
- ryzyko związane z obiektem i jego wykorzystaniem ponosi w normalnym trybie najemca;
- leasingobiorca może zaliczyć raty leasingowe do kosztów uzyskania przychodów i tym samym zmniejszyć podstawę opodatkowania swoich dochodów;
- podstawowym świadczeniem leasingobiorcy jest uiszczenie uzgodnionych w umowie opłat za korzystanie z przedmiotu.

Z ekonomicznego punktu widzenia leasing jest rodzajem kredytu rzeczowego polegającego na okresowym umożliwieniu korzystania „z dobra gospodarczego” za stosowną opłatą.

W praktyce obrotu gospodarczego różnych krajów doszło do wykształcenia się wielu rodzajów leasingu.

Zależnie od drogi przedmiotu leasingu pomiędzy producentem a użytkownikiem można wyróżnić dwie formy leasingu:

- 1) bezpośrednią – leasingodawcą jest sam producent bądź pierwotny, prawny właściciel rzeczy; alternatywna forma kupna wyrobu;
- 2) pośrednią – w transakcji pomiędzy producentem a użytkownikiem rzeczy uczestniczy wyspecjalizowana firma leasingowa, która finansuje tę transakcję.

Ze względu na okres i sposób egzekwowania prawa własności po zakończeniu umowy leasingowej i możliwości jej wypowiedzenia można wyróżnić:

- 1) leasing finansowy (kapitałowy) polegający na przekazaniu leasingobiorcy prawie wszystkich przypadków ryzyka i korzyści związanych z prawem własności do dzierżawionego obiektu; leasingobiorca korzysta z oddanego mu w leasing przedmiotu przez czas zbliżony do okresu jego gospodarczej używalności; leasing finansowy można podzielić na:
 - bezpośredni leasing finansowy;
 - leasing sprzedaży (ang. sale and lease back);
 - leasing lewarowy (ang. leveraged lease);
- 2) leasing operacyjny (ang. operating lease), odpowiadający sytuacji, gdy okres amortyzacji przedmiotu leasingu jest na tyle długi, aby było możliwe wydzierżawienie tej rzeczy kolejnym użytkownikom, którzy z założenia nie nabywają praw własności do niego, nawet po zakończeniu okresu leasingu.

(K. J.)

Leasing bezpośredni – szczególna forma finansowania inwestycji występująca w sytuacji, gdy leasingodawcą jest sam producent bądź pierwotny, prawny właściciel rzeczy. Formę tę należy więc traktować jako alternatywę w stosunku do kupna wyrobu. Pozytywną cechą leasingu bezpośredniego jest zazwyczaj obniżka kosztów usługi leasingowej (w stosunku do kosztów, po których świadczą swoje usługi wyspecjalizowane firmy bądź towarzystwa leasingowe), negatywną natomiast to, że producent-dostawca ponosi określone koszty wynikające z posiadania wyspecjalizowanych komórek obsługujących tego typu transakcje; producent musi również czekać określony czas na swoje płatności od leasingobiorcy, co niekiedy może wpływać negatywnie na jego kondycję finansową.

Liczba stron umowy leasingowej w leasingu bezpośrednim została ograniczona do dwóch podmiotów, tj. leasingodawcy-producenta i leasingobiorcy-użytkownika określonego dobra inwestycyjnego (środka trwałego).

(K. J.)

Leasing pośredni – szczególny sposób finansowania inwestycji, gdy w transakcji pomiędzy producentem a użytkownikiem rzeczy występuje wyspecjalizowana firma leasingowa, która tę transakcję finansuje. Leasing pośredni polega więc na tym, że firmy nie będące producentami danych wyrobów (zazwyczaj są to banki, firmy ubezpieczeniowe, leasingowe i inne obracające dużymi kapitałami) finan-

sują tylko ich przekazanie użytkownikowi; producent zawiera umowę kupna-sprzedaży z firmą leasingową, która następnie zawiera umowę o użytkowanie dobra inwestycyjnego z leasingobiorcą na zasadach leasingu.

W przypadku tego typu leasingu występują minimum trzy podmioty gospodarcze: producent określonego dobra, pośredniczące przedsiębiorstwo leasingowe (leasingodawca) oraz użytkownik tego dobra (leasingobiorca); ewentualnym czwartym partnerem w tej transakcji może być bank (instytucja kredytowa) refinansująca firmę leasingową.

(K. J.)

Leasing finansowy (kapitałowy) – forma finansowania przedsięwzięcia inwestycyjnego polegająca na przekazaniu przez leasingodawcę określonego środka trwałego użytkownikowi-leasingobiorcy na z góry określonych warunkach; zakłada się, iż okres trwania umowy leasingowej powinien odpowiadać okresowi amortyzacji przedmiotu leasingu, jednocześnie zaś leasingobiorca nabywa prawa własności do niego po zakończeniu okresu obowiązywania umowy (tzw. opcja zakupu). Uwarunkowania leasingu finansowego prowadzą więc do sytuacji, w której leasingobiorca korzysta z oddanego mu w leasing przedmiotu przez czas zbliżony do okresu jego gospodarczej używalności, tj. przez taki czas, w którym według wszelkiego prawdopodobieństwa będzie istniała techniczna i gospodarcza możliwość korzystania z niego, w celu osiągnięcia zysku. Leasing finansowy opiera się na umowie nie podlegającej w zasadzie rozwiązaniu przed upływem czasu, na jaki została zawarta. W okresie trwania tego leasingu jego przedmiot powinien ulec całkowitej amortyzacji, dlatego też umowy są zawierane na okres od 3 do 10 lat, a niekiedy dłużej. W leasingu finansowym nie przewiduje się zazwyczaj żadnych dodatkowych zobowiązań ze strony leasingodawcy. Na leasingobiorcy spoczywa obowiązek właściwej konserwacji, ubezpieczenia, jak również przerzucone zostaje na niego wszelkie ryzyko związane z użytkowaniem przedmiotu leasingu oraz scedowane wszelkie uprawnienia z tytułu gwarancji, umowy ubezpieczenia, rękojmi itp.

Płatności leasingowe ustalane są z góry na cały czas trwania leasingu i obejmują:

- 1) wartość środka trwałego (raty kapitałowe);
- 2) oprocentowanie udzielonego kredytu, czyli pokrycie kosztów i zysku leasingodawcy.

Leasing finansowy można podzielić na:

- bezpośredni leasing finansowy;
- leasing sprzedaży (ang. open and lease), gdy wydzierżawiający (leasingodawca) jest zarazem handlowcem lub wytwórcą przedmiotu leasingu (środka trwałego);
- leasing zwrotny (ang. sale and lease back);
- leasing lewarowy (ang. leveraged lease).

Przedmiotem umowy leasingu finansowego może być różnego rodzaju wyposażenie, nowe i używane. W przypadku nowo wytworzonych niżej warunków:

- w treści umowy powinien znaleźć się zapis o przeniesieniu własności przedmiotu umowy na leasingobiorcę po zakończeniu trwania umowy;
- w umowie należy zastrzec prawo leasingobiorcy do zakupu przedmiotu umowy po jej zakończeniu;
- okres obowiązywania umowy, który stanowi co najmniej 75% przewidywanego czasu użytkowania wyposażenia;
- suma wartości bieżącej i minimalnych opłat leasingowych, które stanowią co najmniej 90% rynkowej wartości przedmiotu umowy.

(K. J.)

Leasing operacyjny – szczególna forma finansowania inwestycji polegająca na przekazaniu przez leasingodawcę określonego środka trwałego użytkownikowi-leasingobiorcy na określonych z góry warunkach i odpowiadającej sytuacji, gdy okres amortyzacji przedmiotu leasingu jest na tyle długi, aby było możliwe jego wydzierżawienie kolejnym użytkownikom, którzy z założenia nie nabywają praw własności do niego, nawet po zakończeniu okresu leasingu. Forma ta teoretycznie odpowiada przede wszystkim umowom krótko- i średnioterminowym (zazwyczaj do 3 lat). Opłaty leasingowe są tak skalkulowane, aby nie pokrywały pełnych kosztów inwestycji. Nakłady poniesione przez leasingodawcę zwracają się dopiero po zawarciu kilku lub nawet kilkunastu umów, z których każda przynosi częściowe wycofanie kapitału, pewien procent zwrotu kosztów i zysku. Przedmiot leasingu wraca zawsze do leasingodawcy jako prawnego właściciela. Leasingodawca nalicza amortyzację środka trwałego i często jest zobowiązany do jego obsługi i konserwacji. Leasingobiorca ma prawo odstąpić od umowy, jeżeli dalsze użytkowanie przedmiotu okaże się zbędne.

(K. J.)



URE
URZĄD REGULACJI ENERGETYKI