

NR 6  
2001

2 listopada 2001

BIULETYN

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

NR 6 (20) 2 listopada 2001 ISSN 1506-090X cena zł 14 (w tym 7% VAT)

w numerze m.in.:

- Zagraniczny gaz dla Polski
- Kierunki zmian regulacji w UE
- Rozliczenia za zamówioną moc cieplną

# Urząd Regulacji Energetyki

00-872 Warszawa, ul. Chłodna 64

<b>Prezes</b>	tel. 66-16-302 fax 66-16-300
<b>Wiceprezes</b>	tel. 66-16-202 fax 66-16-200
<b>Dyrektor Generalny</b>	tel. 66-16-102 fax 66-16-106
<b>Sekretariat Urzędu</b>	tel. 66-16-107 fax 66-16-106
<b>Departament Koncesji</b>	tel. 66-16-306 fax 66-16-319
<b>Departament Promowania Konkurencji</b>	tel. 66-16-232 fax 66-16-225
<b>Departament Taryf</b>	tel. 66-16-210 fax 66-16-219
<b>Departament Planów i Analiz</b>	tel. 66-16-238 fax 66-16-235
<b>Biuro Prawne</b>	tel. 66-16-130 fax 66-16-134
<b>Biuro Współpracy Zagranicznej i Integracji Europejskiej</b>	tel. 66-16-315 fax 66-16-321
<b>Biuro Komunikacji Społecznej i Informacji</b>	tel. 66-16-222 fax 66-16-224
<b>Biuro Kadr, Szkolenia i Organizacji</b>	tel. 66-16-116 fax 66-16-137
<b>Biuro Informatyki</b>	tel. 66-16-163 fax 66-16-177
<b>Biuro Administracyjno-Budżetowe</b>	tel. 66-16-155 fax 66-16-177

**Urząd Regulacji Energetyki**

e-mail: [ure@ure.gov.pl](mailto:ure@ure.gov.pl)

adres internetowy: [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl)

## OD REDAKCJI

Szanowni Czytelnicy!

Ostatnio media poświęcały sporo miejsca problemom związanym z gazem i to w dość zróżnicowanym aspekcie: konieczności dywersyfikacji jego dostaw, wzrostowi poziomu jego cen, nowopodpisanym kontraktom na zakup gazu z Danii i Norwegii, itp. Łamy Biuletynu URE powinny być otwarte dla podobnych problemów, dlatego też w bieżącym numerze publikujemy artykuł M. Kwiecień stanowiący kontynuację dyskusji z poprzedniego numeru Biuletynu na temat urynkwienia sektora gazownictwa. W dziale „Taryf” natomiast zamieściliśmy aktualną informację o ponownej – już drugiej – odmowie zatwierdzenia przez Prezesa URE taryfy dla PGNiG. Taka sytuacja w historii funkcjonowania Regulatora miała miejsce po raz pierwszy. W tym samym dziale znalazła się też informacja o, wcześniej wydanej, odmowie zatwierdzenia taryfy dla innego monopolisty na naszym rynku – Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. PSE S.A. złożyło jednak kolejną taryfę, którą Prezes URE zatwierdził 6 lipca br. Czy jest to tylko przypadek, czy może przygotowanie taryf w takim kształcie to przejaw typowej postawy monopolisty, który dopóki może, próbuje własnymi wysokimi kosztami finansowymi obciążać swoich odbiorców.

Jeśli już wspomnieliśmy o przesyłce energii elektrycznej, to należałoby w tym miejscu zwrócić uwagę Czytelników na trzy teksty o energii elektrycznej. Pierwszy porusza problem zadań Regulatora dotyczących jakości dostaw energii elektrycznej, drugi mówi o monitoringu rynku energii elektrycznej, prowadzonym przez URE. Temu samemu nośnikowi energii poświęcił też swój artykuł T. Wawrzyniak, w którym pisze o wspólnym zadaniu samorządów z jednej strony i zakładów energetycznych z drugiej w zaopatrzeniu w energię elektryczną.

Przed zbliżającą się już do nas wielkimi krokami zimą nie zapomnieliśmy również o sprawach ciepła. W „Planach i analizach” przedstawiamy pierwszą część wniosków opracowanych na podstawie przeprowadzonej niedawno przez URE analizy dotyczącej zakładów ciepłowniczych, a w „Opiniach” kolejną część artykułu W. Cherubina nt. ustalania zamówionej mocy cieplnej i rozliczeń za nią z odbiorcami.

Problemom związanym z energetyką na świecie poświęcamy tym razem materiały: M. Dudy o kierunkach zmian regulacji rynków energii elektrycznej i gazu w krajach Unii Europejskiej oraz M. Nowaczek „Blżej Unii Europejskiej”.

Na koniec chcielibyśmy zwrócić uwagę naszych Czytelników na artykuł przedstawiający procedury koncesyjne Z. Janiszewskiej, w którym autorka radzi wnioskodawcom jak postępować aby sprawnie otrzymać koncesję oraz materiał W. Włodarczyka poświęcony inwestycjom w projektach planów rozwoju spółek dystrybucyjnych.

Biurowo Komunikacji Społecznej i Informacji

## SPIS TREŚCI

Uzasadnione wstrzymanie dostaw	2
Procedury koncesyjne	5
Informacja o decyzji w sprawie odmowy zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej ustalonej przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. z siedzibą w Warszawie	8
Informacja o decyzji w sprawie odmowy zatwierdzenia taryfy dla paliw gazowych ustalonej przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. z siedzibą w Warszawie	11
Inwestycje w projektach planów rozwoju spółek dystrybucyjnych	13
Ciepłownictwo w Polsce – charakterystyka przedsiębiorstw koncesjonowanych – część I	15
Dywersyfikacja a monopol PGNiG S.A. – jeszcze raz o zagranicznym gazie dla Polski	26
Regulator wobec jakości dostaw energii elektrycznej	30
Monitoring rynku energii elektrycznej	34
Blżej Unii Europejskiej	37
Zaopatrzenie w energię elektryczną – wspólne zadanie samorządów lokalnych i przedsiębiorstw energetycznych	40
Ustalanie zamówionej mocy cieplnej i rozliczenia za moc z odbiorcami	44
Kierunki zmian regulacji rynków energii elektrycznej i gazu w krajach Unii Europejskiej	51
Informacje i komunikaty	54

### BIULETYN URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Wydawca: Urząd Regulacji Energetyki

Redaguje: Biuro Komunikacji Społecznej i Informacji URE

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

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

Oddano do druku 30 października 2001 r. Nakład: 3000 egzemplarzy. ISSN 1506-090X Cena zł 14 (w tym 7% VAT)

Materiały fotograficzne wykorzystano za zgodą właścicieli praw autorskich. Informacji o warunkach prenumeraty udzielamy pod numerem tel. (022) 661 62 22  
Numer konta bankowego do wpłat za prenumeratę: NBP O/O Warszawa 10101010-2873-223-1, Urząd Regulacji Energetyki (Biuletyn URE).

# UZASADNIONE WSTRZYMANIE DOSTAW

Małgorzata Szczepańska

Wśród katalogu spraw spornych, rozstrzyganych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, znaczące miejsce zajmują spory w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej, gazu lub ciepła. Wstrzymanie dostaw jest bowiem dla odbiorców swoistą, dotkliwą „karą”, wymierzaną przez przedsiębiorstwa energetyczne. Warto więc poświęcić chwilę uwagi uregulowaniom prawnym, dotyczącym podstaw wstrzymania dostaw, wprowadzonym w życie ustawą z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne<sup>1)</sup>.

Nie sposób dokonać analizy tego tematu pomijając zagadnienie charakteru prawnego umów sprzedaży energii elektrycznej, ciepła lub gazu. Strony takich umów, chociaż mogą kształtować treść tych umów zgodnie ze swoją wolą, to jednak zobowiązane są respektować również przepisy ustawy – Prawo energetyczne<sup>2)</sup> oraz wydanych na podstawie tej ustawy przepisów rozporządzeń wykonawczych. Stosownie bowiem do art. 353<sup>1</sup> ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny<sup>3)</sup>, strony zawierające umowę mogą ułożyć stosunek prawny według swego uznania, byleby jego treść lub cel nie sprzeciwiały się właściwości (naturze) stosunku, **ustawie** ani zasadom współżycia społecznego. Art. 5 ustawy – Prawo energetyczne stanowi, że umowa o dostarczanie paliw i energii powinna uwzględniać zasady określone w ustawie i w koncesjach oraz zawierać co najmniej postanowienia dotyczące ilości, jakości, niezawodności i ciągłości dostarczania i odbioru, cen i stawek opłat oraz warunków wprowadzania w nich zmian, sposobu rozliczeń, odpowiedzialności stron za niedotrzymanie warunków umowy, okresu jej obowiązywania i warunków rozwiązania.

Wstrzymanie dostaw paliw lub energii jest jedną z form odpowiedzialności za niedotrzymanie warunków umowy. Należy jednak podkreślić, iż umowy sprzedaży energii lub paliw w zakresie nie uregulowanym przepisami ustawy – Prawo energetyczne i rozporządzeń wykonawczych do tej ustawy podlegają ocenie według przepisów Kodeksu cywilnego.

Przed nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne, dokonaną cytowaną wyżej ustawą z dnia 26 maja 2000 r., podstawy wstrzymania dostaw energii elektrycznej, gazu lub ciepła, nie tyle wyczerpująco co szczegółowo, określone zostały w przepisach rozporządzeń wykonawczych do

ustawy – Prawo energetyczne. Przepisy nieobowiązujące już rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 21 października 1998 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, pokrywania kosztów przyłączenia, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców<sup>4)</sup> wskazywały, w jakich przypadkach wstrzymanie dostaw energii elektrycznej nastąpi obligatoryjnie, a w jakich jest fakultatywne. Dla przykładu warto przypomnieć, iż wstrzymanie dostaw energii elektrycznej było obligatoryjne w przypadku nielegalnego pobierania energii elektrycznej w tym: samowolnego przyłączenia do sieci, pobierania energii z częściowym lub całkowitym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego, dokonania zmian w tym układzie umożliwiających zafalszowanie odczytu oraz w sytuacji gdy instalacja odbiorcy stwarzała bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia lub środowiska (§ 39 ust. 1). Natomiast fakultatywnie wstrzymanie dostaw mogło nastąpić np. w sytuacji gdy odbiorca nie regulował terminowo należności związanych z dostarczaniem energii elektrycznej lub uniemożliwił upoważnionym przedstawicielom przedsiębiorstwa energetycznego dostęp do elementów sieci i urządzeń, będących własnością tego przedsiębiorstwa w celu przeprowadzenia prac eksploatacyjnych lub usunięcia awarii w sieci lub do układu pomiarowo-rozliczeniowego. W takim przypadku wstrzymanie dostaw mogło nastąpić w terminach określonych w umowie, a jeżeli umowa nie regulowała tych terminów, w terminie 14 dni od określonego przez przedsiębiorstwo energetyczne terminu usunięcia stwierdzonych nieprawidłowości lub terminu uregulowania zaległych należności (§ 40 ust. 1 i 2).

Analogiczne rozwiązania przewidywały przepisy rozporządzeń Ministra Gospodarki:

- 1) z dnia 17 lipca 1998 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci ciepłowniczych, pokrywania kosztów przyłączenia, obrotu ciepłem, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców<sup>5)</sup>,
- 2) z dnia 14 lipca 1998 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci gazowych, pokrywania kosztów przyłączenia, obrotu paliwami gazowymi, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci gazowych oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców<sup>6)</sup>.

W wyniku nowelizacji, dokonanej cytowaną wyżej usta-

1) Dz. U. Nr 48, poz. 555.

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

3) Dz. U. Nr 16, poz. 93 ze zm.

4) Dz. U. Nr 135, poz. 881.

5) Dz. U. Nr 100, poz. 642.

6) Dz. U. Nr 93, poz. 588.



wą z dnia 26 maja 2000 r., do ustawy – Prawo energetyczne wprowadzony został zapis art. 6 ust. 3, zgodnie z którym przedsiębiorstwo energetyczne **może** wstrzymać dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, jeśli w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia lub środowiska albo nastąpił nielegalny pobór paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła.

Obowiązujące **obecnie** rozporządzenia wykonawcze do ustawy – Prawo energetyczne nie regulują tak szczegółowo, jak poprzednie, kwestii wstrzymania dostaw energii lub paliw. Przepis § 34 ust. 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 25 września 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców<sup>7)</sup> stanowi jedynie, że w razie nieuzasadnionej odmowy odbiorcy na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego i pokrycia kosztów jego zakupu i zainstalowania, przedsiębiorstwo energetyczne może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej lub rozwiązać umowę sprzedaży tej energii. Analogiczne rozwiązanie zawiera § 28 ust. 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 24 sierpnia 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci gazowych, obrotu paliwami gazowymi, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci gazowych oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców<sup>8)</sup>.

W tym miejscu warto przytoczyć również pogląd wyrażony przez Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Antymonopolowy, zgodnie z którym, w świetle art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, o **nieuzasadnionym** wstrzymaniu przez przedsiębiorstwo energetyczne dostaw można mówić jedynie wówczas, gdy można temu przedsiębiorstwu przypisać znamiona winy, a w szczególności gdy nie zaszyły przewidziane w tym względzie przesłanki zawarte w obowiązujących przepisach (wyrok z dnia 26 kwietnia 2000 r. sygn. akt. XVII Ame 52/99).

Rodzi się więc pytanie, czy wobec niewystępowania w obecnie obowiązujących rozporządzeniach regulacji odpowiadających treścią przepisom § 39 i 40 nieobowiązującego już rozporządzenia z 21 października 1998 r., odbiorca energii lub paliw może uchylać się od odpowiedzialności na przykład za nieuiszczenie opłat z tytułu dostarczonej energii lub za dokonywanie zmian w układzie pomiarowo-rozliczeniowym i pobieranie energii lub paliw z częściowym lub całkowitym pominięciem licznika? Wyrażam pogląd, że nie wydaje się możliwe sankcjonowanie takiego zachowania odbiorcy, które zmierza do naruszenia bądź wręcz narusza postanowienia umowy.

Wprawdzie prawodawca odstąpił od szczegółowej regulacji w aktach wykonawczych podstaw wstrzymania dostaw energii lub paliw, to jednak obowiązujący obecnie

art. 6 ust. 3 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne pozwala na wstrzymanie dostaw w przypadku nielegalnego pobierania paliw lub energii. Nielegalnym pobieraniem energii lub paliw jest pobieranie paliw lub energii bez zawarcia umowy z przedsiębiorstwem lub niezgodnie z umową (art. 3 pkt 18 ustawy – Prawo energetyczne). Niewątpliwie pobieranie energii z częściowym lub całkowitym pominięciem licznika lub dokonywanie zmian w urządzeniu pomiarowym w sposób powodujący zafalszowanie odczytu świadczy nie tylko o zamiarze naruszenia zasady ekwiwalentności wzajemnych świadczeń, na jakiej opiera się umowa sprzedaży, ale wręcz o wyludzeniu świadczenia od kontrahenta. Takie zachowanie odbiorcy należy uznać za nielegalne. Przypomnieć tu jednak trzeba zasadę określoną w art. 6 Kodeksu cywilnego, że ciężar udowodnienia faktu spoczywa na osobie, która z faktu tego wywodzi skutki prawne, a więc w tym przypadku na przedsiębiorstwie energetycznym. Nadto, należy mieć na uwadze pogląd Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Antymonopolowego wyrażony w wyroku z dnia 14 czerwca 2000 r. (sygn. akt XVII Ame 41/99), zgodnie z którym o nielegalnym poborze można mówić jedynie wówczas, gdy odbiorcy można przypisać winę; w grę wchodzi tutaj wszystkie przejawy winy, a więc wina umyślna, niedbalstwo czy lekkomyślność.

Do rozważenia pozostaje również kwestia wstrzymania dostaw energii lub paliwa jako sankcji za nieregulowanie przez odbiorcę należności z tytułu dostarczonego paliwa lub energii. W obecnym stanie prawnym, przepisy cytowanych wyżej rozporządzeń z dnia 24 sierpnia 2000 r. i z 25 września 2000 r. nakładają wprawdzie na odbiorcę obowiązek terminowego regulowania należności za dostarczone paliwo lub energię, to jednak ani przepisy ustawy – Prawo energetyczne, ani przepisy tych rozporządzeń nie regulują kwestii odpowiedzialności za uchylenie się od tego obowiązku. Najbardziej pożądanym rozwiązaniem jest takie, by strony umowy sprzedaży same ustalały zasady odpowiedzialności za jego niedotrzymanie. Zasadnym bowiem wydaje się, aby w konkretnym przypadku, dokonując oceny zasadności wstrzymania dostaw, przyczyną czego było nieuiszczenie ceny, brać pod uwagę przede wszystkim treść oświadczeń woli złożonych przez strony umowy. W praktyce jednak częściej zdarza się tak, że w umowach sprzedaży brak jest stosownych postanowień regulujących kwestie odpowiedzialności za niepłacenie należności z tytułu dostarczonego paliwa lub energii. Mając jednak na uwadze to, iż umowy sprzedaży należy oceniać również w kontekście przepisów Kodeksu cywilnego, należy zasygnalizować, że w takiej sytuacji wstrzymanie dostaw może zostać uznane za uzasadnione. Jak bowiem wskazano wyżej, umowie sprzedaży przypisana jest zasada ekwiwalentności świadczeń a nieuiszczanie opłat stanowi jej naruszenie. Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Antymonopolowy wyraził pogląd (m.in. w wyroku z dnia 12 kwietnia 2000 r. sygn. akt XVII Ame 56/99), że jeżeli kontrahent nie zamierza regulować należności za pobraną energię bez jakiegokolwiek w tym względzie uzasadnienia i to w sytuacji, gdy nie można przypisać żadnej winy dostawcy, wstrzymanie dostaw jest uzasadnione. Pomocne w ocenie zasadności

7) Dz. U. Nr 85, poz. 957.

8) Dz. U. Nr 77, poz. 877.

wstrzymania dostaw okażą się również przepisy art. 490 § 1 Kodeksu cywilnego, zgodnie z którym „jeżeli jedna ze stron obowiązana jest spełnić świadczenie wzajemne wcześniej, a spełnienie świadczenia przez drugą stronę jest wątpliwe ze względu na jej stan majątkowy, strona zobowiązana do wcześniejszego świadczenia może powstrzymać się z jego spełnieniem, dopóki druga strona nie zaoferuje świadczenia wzajemnego lub nie da zabezpieczenia” oraz art. 491 § 1 Kodeksu cywilnego, w myśl którego: „jeżeli jedna ze stron dopuszcza się zwłoki w wykonaniu zobowiązania z umowy wzajemnej (tu: zapłaty za dostarczoną energię), druga strona może wyznaczyć jej odpowiedni dodatkowy termin do wykonania z zagrożeniem, iż w razie bezskutecznego upływu wyznaczonego terminu będzie uprawniona do odstąpienia od umowy. Może również bądź bez wyznaczenia terminu dodatkowego, bądź też po jego bezskutecznym upływie żądać wykonania zobowiązania i naprawienia szkody wynikłej ze zwłoki”. Podkreślić jednak należy, iż ewentualne wstrzymanie dostaw może być sankcją wynikającą z jednej, **konkretnej** umowy sprzedaży. Nie do zaakceptowania wydaje się sytuacja, co wyraźnie podkreślone zostało w wyroku Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Antymonopolowego

z dnia 12 maja 1999 r. (sygn. akt XVII Ame 1/99), w której przedsiębiorstwo energetyczne wstrzymuje dostawy celem wymuszenia regulowania przez odbiorcę długów wynikających z innych tytułów, niż ta umowa.

Poza przedmiotem niniejszego artykułu pozostaje przesłanka wstrzymania dostaw, określona w art. 6 ust. 3 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, która pozwala na wstrzymanie dostaw energii lub paliw w sytuacji, gdy instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska. Warto podkreślić, że fakt bezpośredniego zagrożenia życia, zdrowia albo środowiska powinien być dostatecznie udowodniony przez przedsiębiorstwo energetyczne.



Autorka jest pracownikiem  
Biura Prawnego URE



Hala maszyn Elektrowni Wodnej Smoldzino



# PROCEDURY KONCESYJNE

Zofia Janiszewska

## Kto może uzyskać koncesję?

Ustawa z dn. 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 z późn. zm.), która stała się podstawą funkcjonowania sektora paliw i energii wprowadziła instytucję koncesji, jako jedno z narzędzi prawnych regulacji. Stosowanie tego narzędzia służyć ma poprawie bezpieczeństwa energetycznego, zapewnieniu prawidłowej gospodarki paliwami i energią oraz ochronie interesów odbiorców, poprzez dopuszczenie do prowadzenia działalności gospodarczej, wymagającej uzyskania koncesji, tych podmiotów, które pomyślnie przejdą procedurę weryfikacji. Przedsiębiorcy oceniani są z punktu widzenia zapisów ustawy – Prawo energetyczne i zgodnie z jej zapisami, zawartymi w art. 33 ust. 1, Prezes URE udziela koncesji wnioskodawcy, który:

- 1) ma siedzibę lub miejsce zamieszkania na terenie Rzeczypospolitej Polskiej,
- 2) dysponuje środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności bądź jest w stanie udokumentować możliwość ich pozyskania,
- 3) ma możliwości techniczne gwarantujące prawidłowe wykonywanie działalności,
- 4) zapewni zatrudnienie osób o właściwych kwalifikacjach zawodowych,
- 5) uzyskał decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu.

Na mocy zapisów art. 33 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne nie może być natomiast udzielona koncesja wnioskodawcy:

- 1) który znajduje się w postępowaniu upadłościowym lub likwidacji,
- 2) któremu w ciągu ostatnich 10 lat cofnięto koncesję na działalność określoną ustawą,
- 3) skazanemu prawomocnym wyrokiem sądu za przestępstwo mające związek z przedmiotem działalności gospodarczej określonej ustawą.

Dodatkowo, zgodnie z art. 33 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, przy podejmowaniu decyzji o wydaniu koncesji bierze się pod uwagę interes społeczny i założenia polityki energetycznej państwa.

Wnioskodawca, który nie spełnia wymaganych przepisami warunków spotka się z odmową udzielenia koncesji, na mocy art. 35 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

## Kiedy jest wymagana koncesja?

Zgodnie z art. 32 ustawy – Prawo energetyczne uzyskania koncesji wymaga prowadzenie działalności gospodarczej (działalności zarobkowej, wykonywanej zawodowo, we własnym imieniu, w sposób zorganizowany i ciągły) w zakresie:

- 1) wytwarzania paliw i energii, z wyłączeniem: wytwarzania paliw stałych, wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o mocy poniżej 5 MW, wytwarzania paliw gazowych z gazu płynnego, wytwarzania ciepła w źródłach o mocy poniżej 1 MW,
- 2) magazynowania paliw gazowych i ciekłych, z wyłączeniem: lokalnego magazynowania gazu płynnego w instalacjach o przepustowości poniżej 1 MJ/s oraz magazynowania paliw ciekłych w obrotach detalicznych,
- 3) przesyłania i dystrybucji paliw i energii, z wyłączeniem: przesyłania i dystrybucji paliw gazowych w sieci o przepustowości poniżej 1 MJ/s oraz przesyłania i dystrybucji ciepła jeżeli moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 1 MW,
- 4) obrotu paliwami i energią, z wyłączeniem obrotu paliwami stałymi, obrotu energią elektryczną za pomocą instalacji o napięciu poniżej 1 kV będącej własnością odbiorcy, obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 000 EURO i obrotu paliwami ciekłymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 500 000 EURO.

Nie wymaga natomiast uzyskania koncesji wytwarzanie ciepła uzyskiwanego w przemysłowych procesach technologicznych oraz gdy wielkość mocy zamówionej przez odbiorców nie przekracza 1 MW.

Zdarza się, że wątpliwości przedsiębiorców budzi interpretacja zapisu art. 32 ust. 1 pkt 1 dotyczącego wymogu uzyskania koncesji w zakresie wytwarzania ciepła. Chodzi tu o to, czy zwolnienie z obowiązku uzyskania koncesji odnosi się do mocy pojedynczych źródeł, czy też do łącznej mocy wszystkich eksploatowanych obiektów. Zastosowane zapisy nie stwarzają podstawy do wyłączenia z obowiązku posiadania koncesji tych przedsiębiorców, którzy prowadzą działalność eksploatując wiele źródeł o łącznej mocy powyżej 1 MW, o ile moc żadnego ze źródeł nie przekracza 1 MW a oznaczają wyłącznie, iż z obowiązku uzyskania koncesji zwolnione są te przedsiębiorstwa energetyczne, które prowadzą działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu ciepła w wymiarze nie przekraczającym 1 MW. Ponieważ koncesjonowaniem objęta jest działalność gospodarcza w rozumieniu ustawy z dnia 23 grudnia 1988 r. o działalności gospodarczej (Dz. U. Nr 41, poz. 324 z późn. zm.), istotna jest więc cała działalność przedsiębiorcy, a nie wielkość poszczególnych stosowanych przez niego urządzeń i ich moc.

## Jak długo trwa postępowanie?

Czas trwania postępowania w sprawie udzielenia koncesji zależy w dużym stopniu od wnioskodawcy – prawidłowo sformułowany wniosek i komplet wymaganych załączników, jest najlepszym środkiem prowadzącym do szybkiego osiągnięcia celu, tj. uzyskania koncesji.

Prezes URE posiada ograniczenie w postaci ustawowego obowiązku (zawartego w art. 23 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne) przedstawiania właściwemu miejscowo zarządowi województwa każdego wniosku w sprawie udzielenia koncesji na wytwarzanie, magazynowanie lub przesyłanie i dystrybucję paliw lub energii. Zarząd województwa wypowiada się w istotnych sprawach mogących mieć wpływ na udzielenie koncesji i wydaje (w formie postanowienia) pozytywną lub negatywną opinię w sprawie jej udzielenia lub też powstrzymuje się od wydania opinii. Zgodnie z art. 23 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne nieprzedstawienie przez Zarząd Województwa opinii w terminie 14 dni od przedłożenia sprawy do zaopiniowania jest równoznaczne z wydaniem opinii pozytywnej. Powyższy obowiązek uzyskiwania opinii nie dotyczy postępowań w sprawie udzielenia koncesji na obrót paliwami lub energią. Około 2 tygodnie potrzebne są też na analizę wniosku o udzielenie koncesji, przygotowanie projektu decyzji i uzyskanie akceptacji, zgodnie z procedurami dotyczącymi przygotowania koncesji. Realny termin załatwienia wniosku o udzielenie koncesji wynosi więc min. 2 tygodnie w przypadku koncesji na obrót paliwami lub energią i min. 1 miesiąc w przypadku pozostałych koncesji, oczywiście jak wspomniano wyżej tylko wtedy, gdy wniosek przygotowany jest z należytą starannością i nie wymaga uzupełnień lub poprawek.

#### **Kiedy należy wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o koncesję?**

Przedsiębiorca planujący prowadzenie działalności gospodarczej objętej wymogiem uzyskania koncesji w myśl art. 32 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne powinien być „uzbrojony” w koncesję w chwili, gdy rozpoczyna tę działalność, lub gdy przekracza granice, powyżej których powstaje obowiązek uzyskania koncesji np. przy obrocie paliwami ciekłymi można prowadzić działalność nie posiadając koncesji, o ile roczny obrót uzyskiwany z tej działalności nie przekracza równowartości kwoty 500 000 EURO, jednak z chwilą przekroczenia tej wartości obrotów przedsiębiorca musi mieć już koncesję, aby nie narazić się na sankcję z art. 60<sup>1</sup> § 1 ustawy z dnia 20 maja 1971 r. Kodeks wykroczeń (Dz. U. Nr 12, poz. 114, z późn. zm.), bowiem kto prowadzi działalność gospodarczą bez wymaganego zgłoszenia do ewidencji działalności gospodarczej lub bez wymaganej koncesji albo zezwolenia podlega karze ograniczenia wolności albo grzywny.

Występując z wnioskiem o udzielenie koncesji przedsiębiorca musi wykazać się m.in. możliwościami technicznymi prowadzenia działalności, a więc musi mieć tytuł prawny do eksploatacji majątku służącego wykonywaniu działalności objętej wnioskiem, musi też udowodnić, że ma możliwości finansowe jej prawidłowego prowadzenia.

Tak więc, równoważąc własne potrzeby i plany oraz możliwości techniczne i finansowe, przedsiębiorca powinien wystąpić o udzielenie koncesji w czasie, który umożliwi zakończenie postępowania i wydanie decyzji o udzieleniu koncesji nim zacznie prowadzić wymagającą koncesji działalność.

W tym miejscu warto wspomnieć dodatkowo o przewidzianej ustawą – Prawo energetyczne instytucji promesy. Zgodnie z art. 43 ustawy – kto zamierza prowadzić działalność podlegającą koncesjonowaniu może ubiegać się o wydanie promesy koncesji, okres ważności promesy nie może być krótszy niż 6 miesięcy, w okresie jej ważności nie można odmówić udzielenia koncesji na działalność, której promesa dotyczy. Do wniosku o wydanie promesy stosuje się takie same wymogi jak do wniosku o udzielenie koncesji. Szczególne zastosowanie ma więc promesa wówczas, gdy uruchomienie działalności koncesjonowanej poprzedzone jest długotrwałym procesem inwestycyjnym i przedsiębiorca chce uzyskać pewność, że po zakończeniu inwestycji (w okresie ważności promesy) otrzyma koncesję.

#### **Jak przygotować wniosek?**

Wnioskodawca, przygotowując wniosek o udzielenie koncesji powinien mieć świadomość, że to właśnie na nim spoczywa ciężar dowiedzenia, że spełnia on wymagane warunki uzyskania koncesji oraz, że nie zachodzą wobec niego okoliczności uzasadniające odmowę udzielenia koncesji. Przystępując z tą świadomością do formułowania wniosku i gromadzenia załączników trzeba wziąć jeszcze pod uwagę, że margines swobody ograniczony jest wymaganiami przepisów prawa.

W art. 35 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne wskazane są następujące elementy, które zawierać powinien wniosek o udzielenie koncesji:

- 1) oznaczenie wnioskodawcy i jego siedziby,
- 2) określenie przedmiotu oraz zakresu prowadzonej działalności, na którą ma być wydana koncesja (zgodnie z art. 31 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne) oraz w przypadku wniosku o udzielenie koncesji na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła – plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa lub energię, sporządzone zgodnie z zasadami określonymi w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne,
- 3) informacje o dotychczasowej działalności wnioskodawcy wraz ze sprawozdaniami finansowymi za ostatnie 3 lata,
- 4) określenie czasu na jaki udzielona ma być koncesja (zgodnie z art. 36 ustawy – Prawo energetyczne, zamyka się w przedziale od 10 do 50 lat, przy czym wnioski o udzielenie koncesji na okres dłuższy niż 10 lat rozpatrzone zostaną pozytywnie, pod warunkiem przedstawienia przez wnioskodawcę analizy efektywności prowadzonych inwestycji, z których wynikać będzie dłuższy niż 10 lat okres zwrotu),
- 5) określenie środków jakimi dysponuje wnioskodawca w celu zapewnienia prawidłowego wykonywania działalności objętej wnioskiem,
- 6) numer REGON wnioskodawcy.

Najpełniejszy wykaz załączników, które należy złożyć wraz z wnioskiem o udzielenie koncesji, znajduje się w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 13 czerwca 2001 r. w sprawie określenia dokumentów wymaganych przy składaniu wniosku o udzielenie koncesji na wykonywanie dzia-



lności gospodarczej w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami i energią (Dz. U. Nr 66, poz. 666), wydane na podstawie art. 17 ust. 3 ustawy – Prawo działalności gospodarczej (Dz. U. Nr 101, poz. 1178 z późn. zm.). Tekst rozporządzenia opublikowany został w Biuletynie URE Nr 5, z 3 września 2001 r.

### Jakie wymogi formalne dotyczą wniosku o udzielenie koncesji?

Wielu wnioskodawców lekceważąco podchodzi do formalnej strony wniosku, a jednak istnienie braków formalnych, nieusuniętych pomimo wezwania, stanowi przesłankę pozostawienia wniosku bez rozpoznania, na mocy art. 64 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2000 r. Nr 98, poz. 1071 z późn. zm.). Skutkuje to co najmniej opóźnieniem wydania koncesji.

Do wniosku o wydanie koncesji (podobnie jak do wniosków o ich uchylenie, zmianę, cofnięcie czy o stwierdzenie wygaśnięcia) stosuje się postanowienia ustawy z dnia 9 września 2000 r. o opłacie skarbowej (Dz. U. Nr 86, poz. 960), zgodnie z którymi złożenie wniosku wymaga uiszczenia opłaty skarbowej, w formie znaków opłaty skarbowej w wysokości 5,00 zł za wniosek oraz 0,50 zł za każdy z załączników. Brak znaków skarbowych, pomimo wezwania, do ich uzupełnienia, jest wystarczającą przesłanką zwrotu wniosku, na mocy art. 261 Kpa, co także co najmniej opóźni dzień wydania koncesji.

Wszystkie strony przedkładanej dokumentacji muszą być podpisane przez osoby upoważnione do reprezentowania przedsiębiorcy.

Kopie dokumentów winny być poświadczone za zgodność z oryginałem przez notariusza. Dopuszcza się poświadczenie zgodności z oryginałem przez osobę działającą w imieniu przedsiębiorcy, która podpisała również wniosek o wydanie koncesji. Urzędowego potwierdzenie zgodności kopii z oryginałem może także dokonać prowadzący sprawę pracownik URE, w takim przypadku opłata skarbo-

wa (wnoszona w formie znaków opłaty skarbowej) wynosi 3,00 zł za 1 stronę, zgodnie z postanowieniami ustawy o opłacie skarbowej.

### Jakie opłaty wiążą się z uzyskaniem koncesji?

Za dopuszczenie do prowadzenia działalności w segmencie rynku, do którego dostęp ogranicza wymóg posiadania koncesji, przedsiębiorca wnosić będzie corocznie opłatę, o której mowa w art. 34 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, na zasadach określonych w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 5 maja 1998 r. w sprawie wysokości i sposobu pobierania przez Prezesa URE corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja (Dz. U. Nr 60, poz. 387, z późn. zm.). Zgodnie z tymi zasadami, koncesjonariusz zobowiązany jest wnosić opłatę w wysokości stanowiącej iloczyn przychodów uzyskanych z działalności objętej koncesją oraz współczynnika opłat (0,0006 dla energii elektrycznej, ciepła i paliw gazowych oraz 0,0004 dla pozostałych paliw), przy czym opłata ta nie może być mniejsza niż 200 zł i nie większa niż 1.000.000 zł. Wysokość opłat rocznych ustalona została w taki sposób, aby ich łączna wysokość nie przekraczała kosztów regulacji.

Ponadto, stosownie do przepisów ustawy o opłacie skarbowej przedsiębiorca uiszcza jednorazowo opłatę skarbową w wysokości 833 zł od każdej z uzyskanych koncesji.

(Wykaz kolejnych Koncesji opublikowano na stronie 9 wkładki)



*Autorka jest naczelnikiem wydziału w Departamencie Koncesji URE*

**Przypominamy o prenumeracie  
Biuletynu Urzędu Regulacji Energetyki  
– informacja na str. 55**

## INFORMACJA

**o decyzji w sprawie odmowy zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej  
ustalonej przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. z siedzibą w Warszawie**

W dniu 31 sierpnia 2001 r. wpłynął do URE wniosek Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. z siedzibą w Warszawie, zwanych dalej „Przedsiębiorstwem”, o zatwierdzenie IV taryfy dla energii elektrycznej na okres od 1 stycznia 2002 r. do 30 czerwca 2002 r.

Po rozpatrzeniu przedmiotowego wniosku decyzją nr DTA-821/2661-D/2/2001/JP z dnia 2 października 2001 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmówił zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej ustalonej przez Przedsiębiorstwo z następującym uzasadnieniem.

„W latach 1993–1998 Przedsiębiorstwo zawarło z przedsiębiorstwami wytwórczymi kontrakty długoterminowe (KDT) na odbiór określonych ilości energii elektrycznej. Celem zawarcia tych kontraktów było stworzenie gwarancji finansowych, niezbędnych dla umożliwienia (koniecznej z uwagi na międzynarodowe zobowiązania w zakresie ekologii) modernizacji źródeł wytwórczych. Konsekwencją powyższego są tzw. Minimalne Ilości Energii (MIE) przypadające na 33 spółki dystrybucyjne. Przed 1 lipca 2001 r. MIE pokrywały około 68% całkowitego zapotrzebowania spółek dystrybucyjnych na energię elektryczną sprzedawaną ostatecznie odbiorcom końcowym, co w powiązaniu z przepisami art. 9 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne i rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. (Dz. U. Nr 122, poz. 1336) wprowadzającymi obowiązek zakupu energii elektrycznej ze źródeł pracujących w skojarzeniu z ciepłem spowodowało znaczne ograniczenie ilości energii pozostającej w obszarze konkurencyjnego rynku energii, stwarzając groźbę całkowitego zahamowania rozwoju tego rynku. Z tego względu w roku taryfowym 2001/2002 rozpocząłem proces obniżania udziału MIE w pokrywaniu zapotrzebowania odbiorców, który ma na celu powiększenie wolumenów energii podlegających wolnorynkowym, bilateralnym transakcjom realizowanym na warunkach konkurencyjnych, a ponadto jest spójny z koncepcją stopniowego wdrażania Systemu Opłat Kompensacyjnych (SOK).

W przedłożonej do zatwierdzenia taryfie dla energii elektrycznej Przedsiębiorstwo przyjęło na okres obowiązywania taryfy MIE w wysokości 30,2 TWh, co daje łączną roczną ich wysokość równą 60,2 TWh. Nie następuje więc realne obniżenie poziomu MIE. Zważywszy na okoliczność wynikającą z postanowień § 3 ust. 1 pkt 4 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz. U. Nr 107, poz. 671), zgodnie z którym z dniem 1 stycznia 2002 r. prawo do korzystania z usług przesyłowych uzyskuje kolejna, liczna grupa odbiorców, może nastąpić potencjalnie duży wzrost podmiotów chcących uczestniczyć w konkurencyjnym rynku energii elektrycznej. Z analiz rynku energii prowadzonych przez URE wynika, że znaczny udział

MIE w pokrywaniu zapotrzebowania na energię elektryczną jest główną przeszkodą w rozwoju konkurencji na tym rynku. Problem ten nasila się w obliczu obserwowanego w ostatnich latach braku wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną przez odbiorców końcowych.

Mając na uwadze przepis art. 21 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym **do zadań Prezesa URE należy promowanie konkurencji**, nie mogą zaakceptować wysokości MIE zaproponowanych przez Przedsiębiorstwo w przedłożonej do zatwierdzenia taryfie.

W przedłożonej przez Przedsiębiorstwo do zatwierdzenia taryfie dla energii elektrycznej obserwuje się wzrost cen energii elektrycznej o ponad 5%, przy czym wzrost ceny energii w strefie czasowej „pozostałe godziny doby” jest relatywnie wyższy. Tendencja ta pojawia się nie pierwszy raz. Dokonywana przez Przedsiębiorstwo od pewnego czasu przebudowa struktury taryfy w zakresie obrotu energią elektryczną nie jest jednak oparta o rzetelną analizę kształtowania się tych cen w oparciu o koszty krańcowe, a powoduje w efekcie skutek w postaci wyższej dynamiki wzrostu opłat za energię elektryczną dla odbiorców zużywających stosunkowo duże ilości w okresach niskiego obciążenia systemu elektroenergetycznego. Niepokojące sygnały w tym zakresie napływają do URE, co wobec braku wystarczających sygnałów o cenie krańcowej emitowanych przez niedoskonałe jeszcze w kraju rynki dobowo-godzinowe (rynek bilansujący i giełdowy) powinno skłonić Przedsiębiorstwo do głębszego przeanalizowania zagadnienia.

W ceny i stawki opłat zawarte w przedłożonej do zatwierdzenia taryfie Przedsiębiorstwo w kalkulowało tzw. „koszty utraconych korzyści”, które zdaniem Przedsiębiorstwa wynikają z faktu, iż III taryfa (zatwierdzona 6 lipca 2001 r.) weszła w życie dopiero w dniu 21 lipca 2001 r., a nie jak to zakładało Przedsiębiorstwo w dniu 1 lipca 2001 r. Stanowisko w przedmiotowej sprawie wraz ze stosownymi wyjaśnieniami zostało wyartykułowane w moim piśmie z dnia 1 sierpnia 2001 r., znak: DTA- E/610/2858/2001/ToK skierowanym m.in. do Prezesa Zarządu PSE S.A.

W moim przekonaniu „koszty utraconych korzyści” nie tylko nie mieszczą się w kategorii kosztów uzasadnionych, o których mowa w art. 45 ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzeniu taryfowym, co więcej dopuszczenie przeze mnie do precedensu zatwierdzenia skalkulowanych w przedstawiony sposób cen i stawek opłat w taryfie mogłoby spowodować w przyszłości sytuację, w której przedsiębiorstwa energetyczne ubiegające się o zatwierdzenie taryfy, w świadomości, że upływ czasu nie stanowi dla nich zagrożenia nie uzyskania założonego poziomu przychodów, będą w sposób nieskrępowany prowadzić w nieskończoność spory i negocjacje z Prezesem URE odnośnie kształtu taryf.

We wniosku o zatwierdzenie taryfy Przedsiębiorstwo przedstawiło kalkulację stawki systemowej opłaty przesy-

lowej. Zgodnie z § 17 ust. 2 rozporządzenia taryfowego stawkę systemową kalkuluje się z uwzględnieniem podziału na składniki:

- 1) jakościowy,
- 2) rekompensujący,
- 3) wyrównawczy.

Na podstawie § 20 ust. 1 rozporządzenia taryfowego składnik jakościowy stawki systemowej kalkuluje się na podstawie kosztów utrzymania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii. Z kolei w oparciu o przepisy § 20 ust. 2 tego rozporządzenia koszty powyższe obejmują:

- 1) koszty zakupionych, przez operatora systemu przesyłowego, niezbędnych rezerw mocy i usług systemowych, na podstawie cen ustalonych w taryfach lub na rynku konkurencyjnym, o którym mowa w art. 49 ustawy – Prawo energetyczne, albo cen negocjowanych,
- 2) koszty zakupionej, przez operatora systemu przesyłowego, niezbędnej ilości energii elektrycznej wytwarzanej w celu zapewnienia odpowiedniej jakości dostaw, określonych jako różnica między płatnościami za energię elektryczną a przychodami ze sprzedaży tej energii na rynku bilansującym, zwane dalej „kosztami ograniczeń”.

Przedsiębiorstwo, pełniące funkcję operatora systemu przesyłowego, jako strona KDT zaangażowane jest jednocześnie w działalność obrotu energią elektryczną, a w celu prowadzenia tej działalności utworzyło nawet spółkę zależną o nazwie „PSE-Electra” Sp. z o.o., w której posiada 100% udziałów. Do zadań operatora systemu przesyłowego należy m.in. dysponowanie mocą jednostek wytwórczych. W zaistniałej sytuacji, w której Przedsiębiorstwo realizuje jednocześnie umowy zakupu energii elektrycznej, których jest stroną, koszty ograniczeń, podobnie jak koszty usług systemowych i rezerw mocy są kosztami w części zależnymi od Przedsiębiorstwa i przez nie kontrolowanymi.

W związku z tym koszty te nie mogą zostać uznane w całości za uzasadnione. Przenoszenie całości tych kosztów na odbiorców nie stwarza bowiem żadnych bodźców dla Przedsiębiorstwa do ich obniżania. Trzeba także dodać, że koszty zakupu usług systemowych i rezerw mocy, zgodnie z przytoczoną wcześniej treścią § 20 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia taryfowego, mogą być ustalane na podstawie cen ustalonych na rynku konkurencyjnym, albo cen **negocjowanych**. Zważywszy, że na mocy uprawnienia wynikającego z art. 49 ustawy – Prawo energetyczne z dniem 1 lipca 2001 r. uznałem przedsiębiorstwa posiadające koncesję na wytwarzanie lub obrót energią elektryczną za działające na rynku konkurencyjnym i zwolniłem je z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej, kompetencje w zakresie zorganizowania stosownych procedur, a także negocjacje prowadzone z dostawcami w sprawie zakupu usług systemowych i rezerw mocy, **spoczywają na Przedsiębiorstwie**. Dalsze doskonalenie tych procedur zmierzające do optymalizacji i obniżania kosztów usług systemowych i rezerw mocy, pozostaje zatem w gestii Przedsiębiorstwa. Zważywszy ponadto na postanowienia:

- art. 1 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym celem tej ustawy jest m.in. tworzenie warunków do rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, ochrony interesów odbiorców i minimalizacji kosztów,
- art. 45 ust. 1 ww. ustawy, zgodnie z którym taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła powinny zapewniać:
  - 1) pokrycie **uzasadnionych** kosztów działalności przedsiębiorstw energetycznych w zakresie: wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu paliwami gazowymi i energią, kosztów modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska,
  - 2) ochronę interesów odbiorców przed **nieuzasadnionym** poziomem cen,

uznałem, że tylko część kosztów ograniczeń oraz usług systemowych i rezerw mocy przedstawionych przez Przedsiębiorstwo może zostać uznana za koszty uzasadnione, co będzie w moim przekonaniu stanowić wystarczający bodziec dla Przedsiębiorstwa do minimalizacji tych kosztów w przyszłości.

Zgodnie z § 20 ust. 5 rozporządzenia taryfowego składnik wyrównawczy stawki systemowej kalkuluje się w oparciu o koszty wynikające z nakładów inwestycyjnych, ponoszonych na przedsięwzięcia inwestycyjne, o których mowa w art. 45 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne, określone jako suma różnic między zweryfikowanymi planowanymi płatnościami wynikającymi z umów sprzedaży mocy i energii, zawartych **między wytwórcami** i przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się obrotem oraz przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej **za pomocą sieci przesyłowej**, a planowanymi przychodami ze sprzedaży tych mocy i energii na rynku konkurencyjnym, o którym mowa w art. 49 ustawy – Prawo energetyczne.

W istocie chodzi tu o koszty wynikające z konieczności dokonywania spłat rat i odsetek od kredytów długoterminowych zaciągniętych przez przedsiębiorstwa wytwórcze dla sfinansowania, wspomnianego już wcześniej, programu inwestycyjnego w zakresie modernizacji źródeł wytwórczych. Według szacunków Przedsiębiorstwa, zawartych we wniosku z dnia 18 maja 2001 r. o zatwierdzenie III taryfy, w roku taryfowym 2001/2002 poziom tych kosztów waha się w przedziale od 2,7 mld do 3,2 mld zł. Rozbieżność w przedstawianych danych liczbowych wskazuje na pewien subiektywizm w prognozowaniu ww. kosztów, co zważywszy na ich skalę (stanowią one ponad 12% przychodów całego sektora elektroenergetycznego zaplanowanych na okres od 1 lipca 2001 r. do 30 czerwca 2002 r.) nie może nie zostać poddane wnikliwej ocenie.

Z przytoczonej wcześniej treści przepisu § 20 ust. 5 rozporządzenia taryfowego wynika, że koszty, o których mowa w art. 45 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne określone są jako suma różnic między **zweryfikowanymi** planowanymi płatnościami wynikającymi z umów sprzedaży mocy i energii, zawartych między wytwórcami i przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się obrotem oraz przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej za pomocą sieci przesyłowej. Przepis ten nie precyzuje co prawda, kto



miałby dokonywać weryfikacji owych planowanych płatności, tym niemniej należy przytoczyć w tym miejscu przepisy art. 23 ust. 2 pkt 2 lit. b) ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym do kompetencji Prezesa URE należy **analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione** do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach, a także przepisy art. 45 ust. 1a tej ustawy, na mocy którego z kolei w kosztach uzasadnionych działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej uwzględnia się koszty, które wynikają z nakładów ponoszonych na przedsięwzięcia inwestycyjne podjęte przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w latach 1993–1998, służące poprawie ochrony środowiska i efektywności wytwarzania energii elektrycznej, **w części jaką zatwierdzi Prezes URE**, z uwzględnieniem przychodów uzyskanych ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o którym mowa w art. 49 ust. 1.

Z przytoczonych powyżej przepisów ustawy wynika więc, że to Prezes URE jest uprawniony do dokonania weryfikacji planowanych płatności, o których mowa w § 20 ust. 5 rozporządzenia taryfowego.

Z syntezy opracowania pt. „Kontrakty długoterminowe na dostawę energii elektrycznej jako determinanta poziomu cen dla odbiorców oraz wzrostu efektywności przedsiębiorstw sektora energetycznego” (Kraków, lipiec 1999), wykonanego na zlecenie Urzędu Regulacji Energetyki przez pracowników Centrum Badań nad Sektorem Finansowym Akademii Ekonomicznej w Krakowie wynika, że kontrakty długoterminowe były zawierane niejednokrotnie z naruszeniem zasad rachunku ekonomicznego, a projekcje finansowe w nich zawarte były niespójne i opracowane niekiedy w oparciu o błędne założenia. Opracowanie to wskazuje na nieprawidłowości, które wystąpiły przy zawieraniu ww. kontraktów. W dokumencie tym m.in. stwierdzono, że „(...) kontrakty długoterminowe determinują poziom cen mocy i energii, natomiast nie można ich traktować jako czynnik wzrostu efektywności przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego. Kontrakty stały się determinantą poziomu cen energii elektrycznej za sprawą arbitralnie przyjętych założeń dotyczących niektórych wielkości ekonomicznych (np. cen węgla) oraz uproszczeń i błędów w zastosowanych metodach rachunku efektywności przedsięwzięć modernizacyjnych, projektowanych i realizowanych zgodnie z postanowieniami umów zawartych pomiędzy PSE i przedsiębiorstwami elektroenergetycznymi. Wiele spośród tych założeń, a także przyjętych wielkości, odgrywających rolę parametrów w rachunku efektywności inwestycji oraz w analizie i ocenie ekonomiczno-finansowej, pozbawionych jest realizmu i racjonalności ekonomicznej, co stawia pod znakiem zapytania przydatność uzyskanych wyników jako podstawy wyznaczania poziomu cen energii elektrycznej. Również sposób przeprowadzenia rachunku oraz dokonana na jego podstawie ocena efektywności przedsięwzięć inwestycyjnych budzą liczne zastrzeżenia natury formalnej i merytorycznej” (str. 5). (...) „Reasumując wyniki analiz i ocen (...) stwierdzamy, że cząstkowe i końcowe wy-

niki projekcji finansowej przedsięwzięć modernizacyjnych zostały w znacznie większym stopniu ukształtowane przez przyjęte założenia i „kryteria” wyrażające intencje podpisanych umów, niż przewidywane, rzeczywiste efekty i nakłady związane z projektowanymi przedsięwzięciami inwestycyjnymi i w ich ramach realizowanymi kierunkami i rodzajami postępu technicznego” (str. 14). (...) „kontrakty długoterminowe zawierane przez PSE S.A. z wytwórcami energii były oparte na rachunku ekonomicznym, który nie spełniał elementarnych zasad poprawności metodologicznej; zamiast weryfikować efektywność podejmowanych inwestycji stanowił narzędzie uzasadnienia przyjętego w kontraktach poziomu cen na energię elektryczną” (str. 32).

Biorąc powyższe pod uwagę, można wnioskować, iż zawieranie kontraktów w taki sposób – jak to wskazano w opracowaniu – przyczyniło się do wygenerowania wysokich cen zakupu energii i wynikających stąd zobowiązań Przedsiębiorstwa. Natomiast skutki takiego działania próbuje się obecnie przenieść w taryfach bezpośrednio na finalnych odbiorców energii, czego nie można uznać za uzasadnione i społecznie akceptowalne.

W tej sytuacji zdecydowałem nie uznać części kosztów wynikających z KDT, przedstawionych przez Przedsiębiorstwo we wniosku o zatwierdzenie taryfy, za koszty uzasadnione.

We wniosku o zatwierdzenie taryfy Przedsiębiorstwo przedstawiło kalkulację m.in. składnika stałego stawki sieciowej. Kalkulacja tego składnika została przeprowadzona przez Przedsiębiorstwo m.in. w oparciu o koszty wynikające z nakładów na budowę połączenia stałoprądowego Polska-Szwecja oraz z zawartego w związku z tym kontraktu długoterminowego. Moje wątpliwości odnośnie ww. inwestycji pojawiły się już na etapie zatwierdzania III taryfy Przedsiębiorstwa i były poruszone w trakcie spotkania z Ministrem Gospodarki, na którym to spotkaniu przedstawiciel PSE S.A. jednoznacznie stwierdził, iż wybudowanie owego kabla było realizacją umowy rządowej.

Mając wątpliwości odnośnie tej sprawy, w piśmie z dnia 26 czerwca 2001 r. znak: DTA-610/2500/2001/JB, skierowanym do Szefa Kancelarii Prezesa Rady Ministrów, Ministra Gospodarki oraz do Ministra Spraw Zagranicznych, zwróciłem się z zapytaniem, czy istnieje rządowa umowa między Polską i Szwecją, dotycząca budowy kabla prądu stałego. Zarówno Szef Kancelarii Prezesa Rady Ministrów jak i Minister Spraw Zagranicznych nie potwierdzili faktu zawarcia takiej umowy. Również w piśmie Przedsiębiorstwa z dnia 27 czerwca 2001 r. znak: NZ/1142/2001 stwierdzono, że „formalnej umowy rządowej związanej z realizacją połączenia Polska Szwecja za pomocą kabla prądu stałego nie ma”. Nie jest zatem do końca jasne czy umowę taką mogło samodzielnie zawrzeć przedsiębiorstwo energetyczne jakim są PSE S.A. – szczególnie w kontekście przepisów art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym obowiązek świadczenia usług polegających na przesyłaniu paliw i energii ograniczony został do paliw i energii wydobywanych i wytwarzanych **w kraju**, z uwzględnieniem warunków technicznych i **ekonomicznych**.

Biorąc pod uwagę powyższe wątpliwości, a także argumenty i wątki sprawy, które zrodziły się w trakcie dysku-

sji na etapie zatwierdzania III taryfy zdecydowałem wówczas nie uznać części kosztów wynikających z nakładów na budowę ww. kabla za koszty uzasadnione. Nie ma więc powodów, aby zatwierdzając IV taryfę, moje stanowisko w przedmiotowej sprawie uległo zmianie. Tymczasem Przedsiębiorstwo skalkulowało składnik stały stawki sieciowej w oparciu o całkowitą kwotę kosztów związanych z kablem Polska-Szwecja. W zaistniałej sytuacji nie mogę uznać tych kosztów za uzasadnione.

Należy także dodać, że powyższe koszty nie mogą zostać zakwalifikowane do kategorii kosztów uzasadnionych, o których mowa w zacytowanym wcześniej art. 45 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne, gdyż przedmiotowa inwestycja polegająca na budowie połączenia stałoprądowego Polska-Szwecja z całą pewnością nie jest inwestycją podjętą przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się **wytwarzaniem energii elektrycznej**, ani także nie służy poprawie efektywności **wytwarzania** tej energii.

Pozytywne rozpatrzenie wniosku o zmianę taryfy spowodowałoby wzrost kalkulacyjnych przychodów Przedsiębiorstwa w roku taryfowym 2001/2002 o ponad 300 mln zł w porównaniu z przychodami jakie Przedsiębiorstwo uży-

skaloby przy obecnie obowiązujących cenach i stawkach opłat. Powyższy wzrost odpowiadałby konieczności dodatkowego podwyższenia taryf dla odbiorców końcowych o około 1,4%, przy czym pamiętać należy, że zgodnie z zatwierdzonymi w czerwcu 2001 r. taryfami dla energii elektrycznej średni wzrost opłat za energię elektryczną w okresie 1 lipca 2001 r. – 30 czerwca 2002 r. w stosunku do opłat z roku 2000 już ukształtował się na poziomie 16,4%.

Zatem biorąc pod uwagę powyższe nie mogę wyrazić zgody na dodatkowe podwyższanie taryf dla energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom finalnym, w tym zarówno gospodarstwom domowym jak i odbiorcom przemysłowym."

Przedmiotowa decyzja została przekazana stronie.

Z upoważnienia  
Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki

*Tomasz Kowalak*  
p.o. Dyrektor Departamentu Taryf

Warszawa, dnia 3 października 2001 r.

## INFORMACJA

### **o decyzji w sprawie odmowy zatwierdzenia taryfy dla paliw gazowych ustalonej przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. z siedzibą w Warszawie**

W dniu 30 sierpnia 2001 r. wpłynął wniosek (pismo z dnia 29 sierpnia 2001 r. znak: DH/HS/HA/318/2001) Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie, zwanego dalej „Przedsiębiorstwem” o zatwierdzenie taryfy dla paliw gazowych.

Po rozpatrzeniu przedmiotowego wniosku, o zatwierdzenie taryfy dla paliw gazowych, uzupełnionego pismem znak: DH/HS/HA-354/2001 z dnia 26 września 2001 r., decyzją z dnia 12 października znak: DTA-822/652-B/4/2001/AK, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmówił zatwierdzenia taryfy z uwagi na następujące zastrzeżenia:

1) Przedsiębiorstwo nie przedstawiło kalkulacji stawek opłat dystansowych i nie zawarło ich w przedłożonej do zatwierdzenia taryfie, tym samym więc nie wypełniło postanowień § 19 pkt 2 lit. a) rozporządzenia taryfowego. Podkreślenia wymaga fakt, iż obowiązująca w Polsce, zgodnie z Prawem energetycznym, zasada TPA (dostępu strony trzeciej) ma charakter regulowany, a nie negocjacyjny. Oznacza to, że odbiorca uprawniony do korzystania z tej zasady zna a priori warunki dostępu do sieci i opłaty związane z tym dostępem. Co więcej, stawki opłat za korzystanie z sieci powinny być oparte o koszty uzasadnione, zweryfikowane przez Prezesa URE i zamieszczone w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego. Jest oczywiste, iż propozycja przedsiębiorstwa w formie klauzuli w taryfie nie czyni zadość obowiązującemu prawu. Brak stawek dystansowych, w świetle roz-

porządzenia taryfowego, uniemożliwia odbiorcom praktyczne skorzystanie z przysługującego im prawa dostępu do sieci i wyboru dostawcy paliwa gazowego z uwagi na brak możliwości oszacowania kosztu usługi przesyłowej. Wskazać należy, że w 2001 roku już 25 odbiorców zużywających rocznie więcej niż 25 mln m<sup>3</sup> paliwa gazowego nabyło prawo do korzystania z usługi przesyłowej, przy czym jeden z nich, tj. Zakłady Azotowe Puławy S.A., wystąpiły pismem znak: ZMP/230/2001 z dnia 17 lipca 2001 r. do PGNiG S.A., z prośbą o określenie wstępnych warunków świadczenia usługi przesyłowej. Brak stawek dystansowych, w świetle rozporządzenia taryfowego, uniemożliwia praktyczne stosowanie zasady TPA, a tym samym również określenie wstępnych warunków świadczenia usługi przesyłowej.

2) Ustalone w taryfie ceny i stawki opłat nie zapewniają ochrony odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen.

Analiza skutków wprowadzenia proponowanych cen i stawek opłat w grupach taryfowych, do których zakwalifikowani są odbiorcy domowi, pozwala stwierdzić, iż np. w przypadku odbiorców pobierających gaz wysokometanowy do celów przygotowania posiłków (grupa taryfowa W-1) średni wzrost opłat wyniósłby 19,7%, natomiast w przypadku odbiorców pobierających gaz zaazotowany do tych samych celów (grupa taryfowa Z-1) wzrost ten wyniósłby 19,8%, – co w opinii Prezesa

URE jest sprzeczne z przyjętą w § 29 ust. 3 rozporządzenia taryfowego zasadą stopniowej eliminacji subsydiowania skrośnego i rozłożenia w czasie dochodzenia do cen ekonomicznych. Jest to również sprzeczne z przyjętymi przez Radę Ministrów – na podstawie art. 13 ust. 1 Prawa energetycznego – „Założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r.” Powyższy dokument dopuszcza „wzrost cen o kilka pkt procentowych ponad inflację dla tych odbiorców, którzy byli dotąd beneficjentami skrośnego subsydiowania, kosztem innych grup odbiorców” i którego postanowienia, w myśl art. 23 ust. 1 Prawa energetycznego, Prezes URE musi uwzględnić regulując działalność przedsiębiorstw energetycznych.

Tym bardziej, że zmiana taryfy 1/2000 ustalona przez PGNiG S.A. i wprowadzona w życie 15 marca 2001 r. skutkowałą już ok. 16% wzrostem średniej ceny dla tych 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.

Ponadto, analiza skutków wzrostu opłat dla odbiorców przemysłowych wskazuje, 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. w dalszym ciągu przekroczyłby 30%. Należy przy tym wskazać, iż omawiany wysoki wzrost odnosi się do odbiorców o wysokim współczynniku wykorzystania mocy, tj. małe huty szkła, zakłady ceramiczne, oraz niektóre zakłady ciepłownicze, dla których koszt pozyskania gazu istotnie wpływa na wynik prowadzonej działalności gospodarczej.

Ponadto z uwagi na planowany wynik finansowy Przed-

siębiorstwa, w okresie obowiązywania taryfy, proponowana zmiana cen tym bardziej nie mogła uzyskać aprobaty Prezesa URE.

Podsumowując zastrzeżenia odnośnie nieuzasadnionego poziomu cen, należy stwierdzić, że o ile eliminacja subsydiowania odbiorców domowych przez odbiorców przemysłowych 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) **jest nie do zaakceptowania, zarówno z uwagi na fakt, że nie znajduje uzasadnienia w kosztach Przedsiębiorstwa jak i ze względu na skutki finansowe dla odbiorców.**

Biorąc powyższe pod uwagę Prezes URE uznał, że taryfa ustalona przez Przedsiębiorstwo nie spełnia wymogów określonych w art. 45 ustawy i w przepisach rozporządzenia taryfowego i postanowił odmówić jej zatwierdzenia.

Przedmiotowa decyzja została przekazana stronie.

Jednocześnie zauważyć należy, że PGNiG S.A. nie wycofało w pełni wniosków z decyzji Prezesa URE z dnia 17 sierpnia 2001 r. znak: DTA-822/652-B/3/2001/AK odmawiającej zatwierdzenia taryfy, gdyż ww. przesłanki odmowy powtórnie stanowiły podstawę odmowy zatwierdzenia taryfy ustalonej przez Przedsiębiorstwo.

Z upoważnienia  
Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki

*Tomasz Kowalak*  
p.o. Dyrektor Departamentu Taryf

Warszawa, dnia 15 października 2001 r.

## Zmiana adresu Oddziału Terenowego URE

**Południowo-Wschodni Oddział Terenowy URE**

**ul. Rynek Dębnicki 10, 30-319 Kraków**

**tel.: (012) 269 46 81 (82, 83), faks: (012) 269 46 80**

**e-mail: [krakow@ure.gov.pl](mailto:krakow@ure.gov.pl)**



# INWESTYCJE W PROJEKTACH PLANÓW ROZWOJU SPÓŁEK DYSTRYBUCYJNYCH

dr Witold Włodarczyk

Analizy projektów planów rozwoju zakładów energetycznych, dokonane w trakcie drugiego cyklu uzgadniania tych planów z Prezesem URE<sup>1)</sup>, pozwalają na sformułowanie generalnego wniosku o zasadniczej zmianie podejścia do prac planistycznych w przedsiębiorstwach i w rezultacie jakościowo nowej zawartości przedkładanych projektów planów.

- Spśród przyczyn, które to spowodowały wymienić należy:
- kierunkowe zasady i elementy składowe planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych zawarte w ustawie *Prawo Energetyczne*;
  - szczegółowy scenariusz zaproponowany przez Prezesa URE i uzgodniony z przedsiębiorstwami;
  - metodyczne i merytoryczne zalecenia Prezesa URE przekazane w pierwszym cyklu uzgadniania projektów planów;
  - proces reformowania i regulacji sektora elektroenergetycznego, wymuszający orientację proefektywnościową;
  - ścisłą korelację projektów planów rozwoju z procesami konstruowania i zatwierdzania taryf.

Najważniejszą cechą aktualnie konstruowanych planów rozwoju jest odejście od sektorowej, techniczno- optymalizującej filozofii planowania działalności sieciowej na rzecz planowania

na szczeblu podmiotu gospodarczego uwzględniającego kryteria efektywności podejmowanych przedsięwzięć inwestycyjnych oraz związaną z tym strategią finansową.

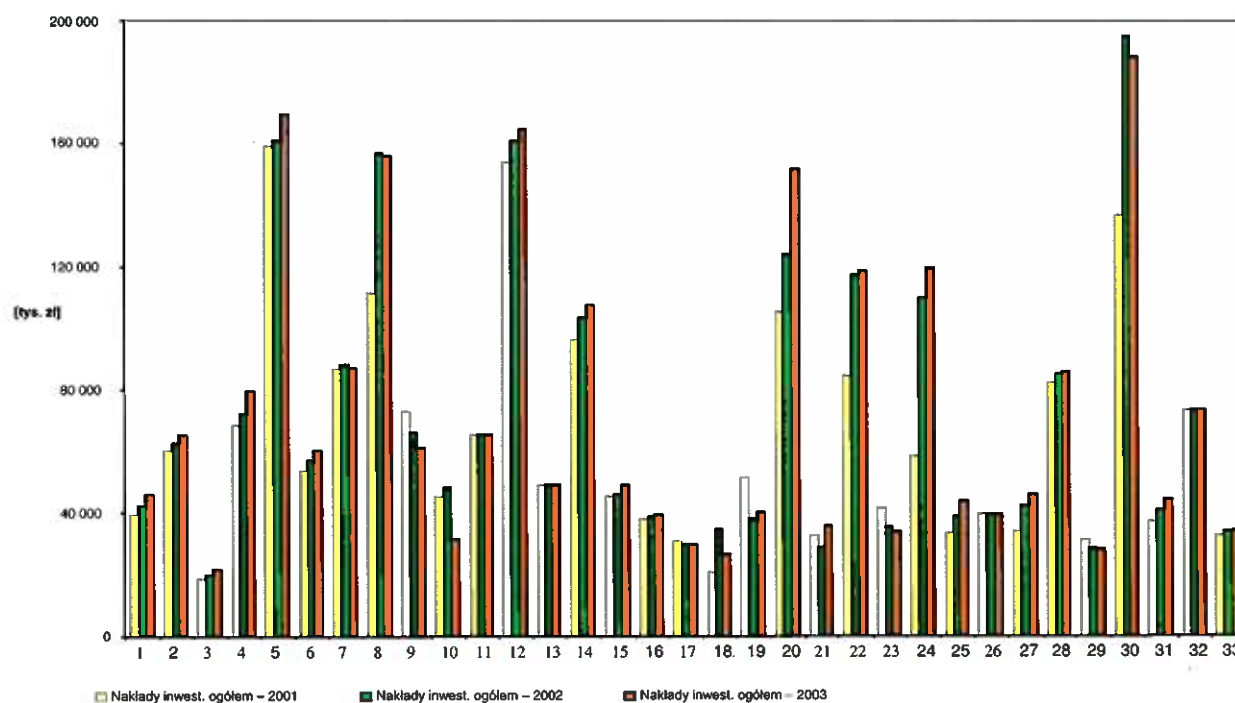
Z punktu widzenia procesu regulacji działalności przedsiębiorstw sieciowych, najważniejszym elementem ich projektów planów rozwoju są zamierzenia inwestycyjne w zakresie modernizacji i rozwoju oraz przewidywany sposób ich finansowania. Wyznaczenie uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych jest w praktyce jednym z trudniejszych zadań w toku dokonywania tzw. przeglądu regulacyjnego. Poziom nakładów inwestycyjnych wpływa bowiem na koszty wynikające z tych nakładów, tj. amortyzację i zwrot z kapitału i w efekcie determinuje poziom cen usług sieciowych w dłuższym horyzoncie czasowym.

W okresie planistycznym 2001–2003 część zakładów energetycznych założyła znaczne wzrosty nakładów inwestycyjnych w porównaniu do nakładów wykonanych w roku 2000 (ogółem dla 33 spółek dystrybucyjnych – 1,86 mld zł, przy planowanych – 1,92 mld zł). Na kolejne lata inwestycyjne plany sektora dystrybucji przedstawiają się następująco:

2001 rok – 2,09 mld zł, 2002 – 2,33 mld, 2003 – 2,39 mld.

Planowane nakłady inwestycyjne zakładów energetycznych w cenach stałych roku 2000 przedstawiono na rys. 1.

Rys. 1. Nakłady inwestycyjne spółek dystrybucyjnych w latach 2001–2003 (ceny stałe 2000 r.)



1) Projekty planów rozwoju zakładów energetycznych przedłożone zostały w maju i czerwcu 2001 r. i obejmowały lata 2001–2003.

Dynamika planowanych inwestycji w poszczególnych przedsiębiorstwach jest dość zróżnicowana (np. dla roku 2002 w porównaniu z rokiem 2001 – max.: 188%, min.: 85,0%). Największy wzrost nakładów inwestycyjnych w tym okresie przewidują: ZE Plock S.A., ZE Jelenia Góra S.A., ZE Warszawa–Teren S.A., Górnośląski Zakład Energetyczny S.A. oraz ZE Łódź–Teren S.A. Mając na uwadze fakt, że w przypadku wcześniejszych projektów planów 16 zakładów energetycznych przeszacowało swoje nakłady inwestycyjne w stosunku do wykonania, uzasadnione jest traktowanie projekcji na lata 2001–2003 z pewną rezerwą.

Oceniając plany rozwojowe przedsiębiorstw sieciowych regulator musi brać także pod uwagę strukturę planowanych przedsięwzięć inwestycyjnych. Najogólniej nakłady inwestycyjne w przedsiębiorstwach sieciowych można podzielić na nakłady odtworzeniowe (reprodukcja majątku) oraz nakłady rozwojowe, niezbędne dla pokrycia

wzrastającego zapotrzebowania na moc i energię. Do pierwszej grupy można zaliczyć nakłady związane z:

- koniecznością zapewnienia odpowiedniej niezawodności i jakości dostaw energii elektrycznej,
- wymogami ochrony środowiska,
- zapewnieniem bezpiecznej pracy sieci elektroenergetycznej.

W drugiej grupie natomiast wyróżnić należy nakłady spowodowane wzrostem liczby odbiorców energii i zdolności przesyłowej sieci wynikające ze zwiększającego się zapotrzebowania na energię.

Zważywszy na obserwowane w ostatnich i planowane na najbliższe lata ustabilizowane zapotrzebowanie na energię elektryczną (patrz tabl. 1), większość nakładów w spółkach dystrybucyjnych powinna mieć charakter odtworzeniowy, chociaż w każdym przypadku wymaga to dogłębnej analizy, m.in. z uwagi na zmianę struktury zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w kierunku odbiorców na niższych napięciach.

Tabl. 1. Wybrane dane planistyczne 33 spółek dystrybucyjnych ogółem w okresie 2001–2003

wyszczególnienie	lata	2001	Dynamika 2002/2001	2002	Dynamika 2003/2002	2003
Planowane nakłady inwestycyjne	tys. zł	2 086 940	111,72%	2 331 554	102,48%	2 389 401
Uzasadnione nakłady inwestycyjne*	tys. zł			1 847 606	99,24%	1 833 626
Liczba odbiorców	szt.	15 387 565	100,57%	15 475 585	100,68%	15 580 250
Zatrudnienie	szt.	46 179	99,50%	45 943	99,00%	45 499
Zmiany wielkości dostaw energii elektr.	MWh	99 506 815	100,23%	99 730 801	100,88%	100 610 003
Udział odbiorców uprawnionych	%	31,22	123,82%	38,66	102,29%	39,55
Zapotrzebowanie odbiorców uprawnionych	MWh	31 069 940	124,10%	38 556 794	103,20%	39 789 063
Koszty własne ogółem działalności energetycznej	tys. zł	5 836 902	102,10%	5 957 203	100,90%	6 008 407
Koszty przesyłania i dystrybucji	tys. zł	10 993 835	105,20%	11 570 560	105,10%	12 162 824
Koszty obrotu	tys. zł	11 445 522	99,70%	11 409 336	100,70%	11 487 500
Koszty przeniesione	tys. zł	16 495 636	102,90%	16 979 067	101,00%	17 143 981
Przychody ogółem	tys. zł	22 404 294	103,20%	23 132 181	101,50%	23 469 991
Przychody z przesyłania i dystrybucji	tys. zł	10 339 348	108,00%	11 164 193	102,30%	11 422 005
Przychody z tytułu opłat przesyłowych	tys. zł	9 921 730	108,50%	10 769 659	102,30%	11 020 910
Przychody z obrotu	tys. zł	11 660 729	98,80%	11 522 077	100,70%	11 604 038

W cenach stałych 2000 r.

Źródło: Projekty planów 33 zakładów energetycznych

\* sposób określania „uzasadnionych nakładów inwestycyjnych” wraz z opisem wykorzystywanych przy tym narzędzi analitycznych będzie przedmiotem odrębnego artykułu.

Wskazane jest zatem prowadzenie tego typu analiz w dwóch ujęciach: statycznym – analiza nakładów na odtworzenie sieci i dynamicznym – analiza nakładów rozwojowych.<sup>2)</sup>

Innym przekrojem analizowanych nakładów inwestycyjnych jest: budownictwo inwestycyjne, przygotowanie inwestycji, zakup gotowych dóbr inwestycyjnych. Z analizy struktury inwestycji wynika, że zdecydowana większość inwestycji w latach objętych planem dotyczy budownictwa inwestycyjnego. Dla przykładu w 2001 roku na budownictwo inwestycyjne przypada 93,24% planowanych nakładów, na przygotowanie inwestycji – 1,48%, a na zakup gotowych dóbr inwestycyjnych – 5,28%. Struktura inwestycji jest zbliżona w poszczególnych latach, z niewielką tendencją malejącą w budownictwie inwestycyjnym oraz przygo-

towaniem inwestycji i nieznacznym wzrostem ich udziału w zakupie gotowych dóbr inwestycyjnych. Również w przypadku poszczególnych przedsiębiorstw struktura inwestycji nie wykazuje większego zróżnicowania (np. w Energetyce Kaliskiej S.A. udział nakładów na budownictwo inwestycyjne wynosi 82%, a w takich przedsiębiorstwach jak STOEN S.A., En. Poznańska S.A., Zielonogórskie ZE S.A. udział ten wynosi odpowiednio 99,38%, 99,35%, 98,85%).

Z kolei w ramach budownictwa inwestycyjnego wyodrębniono:

- modernizację, rozbudowę sieci i stacji elektroenergetycznych,
- zadania wspomagające działalność koncesjonowaną,
- inne zadania inwestycyjne (m.in. budowa źródeł wytwarzania, ochrona środowiska).

W przypadku tak określonej struktury budownictwa inwestycyjnego obserwujemy znacznie większą różnorodność planowanych zamierzeń w odniesieniu do poszcze-

2) Taryfy Spółek Dystrybucyjnych w okresie 2001/2002, URE Departament Taryf. W-wa maj 2001 r.

gólnych spółek dystrybucyjnych. Na przykład w roku 2001 udział modernizacji, rozbudowy sieci i stacji elektroenergetycznych w budownictwie inwestycyjnym ma zawierać się pomiędzy 52,66% w ZE Koszalin S.A. a 87,50% w ZE Bydgoszcz S.A. Zadania wspomagające działalność koncesjonowaną mają wynieść odpowiednio od 12,50% w ZE Bydgoszcz S.A. do 47,34% w ZE Koszalin S.A. (w strukturze budownictwa inwestycyjnego). Inne zadania inwestycyjne obejmujące między innymi budowę źródeł energii oraz ochronę środowiska znaczącą wartość mają osiągnąć jedynie w ZE Jelenia Góra S.A. Dochodzą one w tym przypadku do poziomu 10,68% w strukturze budownictwa.

Z analizy struktury finansowania nakładów inwestycyjnych w ujęciu całego podsektora dystrybucji energii elektrycznej wynika, że nadal podstawowym źródłem finansowania inwestycji są odpisy amortyzacyjne. W okresie objętym projektem planu udział amortyzacji w łącznych planowanych nakładach inwestycyjnych zawiera się w przedziale 73–77%. Dane dotyczące struktury źródeł finansowania nakładów inwestycyjnych w okresie planistycznym nie wykazują w zasadzie, tendencji do wyraźnych zmian, choć zauważalne są niewielkie odchylenia w poszczególnych latach. W ujęciu przedsiębiorstw zaobserwować można zróżnicowanie struktury źródeł finansowania nakładów inwestycyjnych. W zdecydowanej jednak większości przypadków amortyzacja stanowi ich główne źródło finansowania. Najniższy ok. 40% udział amortyzacji w roku 2001, przewiduje Będziński ZE S.A. Pozostałą część nakładów inwestycyjnych BZE S.A. zamierza sfinansować długoterminowym kredytem bankowym. Finansowanie nakładów inwestycyjnych w całości odpisami amortyzacyjnymi planują: Zamojska KE S.A., ZE Bydgoszcz S.A. oraz ZE Opole S.A. Taki stan rzeczy spowodowany może być małymi zmianami w liczbie od-

biorców końcowych oraz w wielkości zapotrzebowania na energię elektryczną. Skutkiem tego inwestycje w tych zakładach mogą mieć zasadniczo charakter odtworzeniowy a nie rozwojowy. W pozostałych przypadkach zakłady energetyczne sięgają do takich źródeł finansowania jak środki pochodzące z kredytów długoterminowych oraz zysku. Liczącą się pozycję w strukturze finansowania zajmują „inne” środki. W ich skład mają wchodzić środki pozyskiwane przez przedsiębiorstwa w drodze prywatyzacji, leasingu lub emisji obligacji. Udziały obce są w zasadzie pomijane.

Lata 2002 – 2003 charakteryzują się generalnie wyższym udziałem „innych” źródeł finansowania w stosunku do roku 2001. Spółki liczą bowiem na pozyskanie znaczących kwot na inwestycje z prywatyzacji.

W nawiązaniu do procesów prywatyzacji należy mieć na uwadze problem, związany ze zobowiązaniami inwestycyjnymi zawartymi w kontraktach prywatyzacyjnych (aktualnie dotyczy to Górnosląskiego Zakładu Elektroenergetycznego S.A. w którym inwestor zakupił 25% akcji). Wysokość tych zobowiązań i ich rozłożenie w czasie nie mogą być bezkrytycznie akceptowane przez Prezesa URE, chyba że w kolejnych prywatyzacjach kwestia ta będzie wcześniej uzgadniana w trakcie negocjacji w układzie MSP–inwestor–URE.



Autor jest dyrektorem Departamentu Planów i Analiz URE

## CIEPŁOWNICTWO W POLSCE – CHARAKTERYSTYKA PRZEDSIĘBIORSTW KONCESJONOWANYCH – CZĘŚĆ I

Anna Buńczyk, Anna Daniluk, Agnieszka Głukowska–Sobol, Marianna Moskalik

W 2001 roku, z inicjatywy Prezesa URE, wysłano do wszystkich koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych (963 podmioty – stan na 31.01.2001 r.) ankietę zatytułowaną *Informacja o działalności wytwórców, dystrybutorów i przedsiębiorstw obrotu ciepłem za rok 2000*. Zebrane w ramach tego badania informacje będą stanowiły podstawę do stworzenia bazy danych o przedsiębiorstwach energetycznych posiadających koncesje w zakresie działalności związanej z zaopatrzeniem w ciepło. Zostaną one także wykorzystane w opracowywaniu kompleksowych analiz sektora ciepłowniczego.

Przygotowanie przez URE ankiety o charakterze sprawozdawczym, z danymi za rok kalendarzowy, wynikało z następujących powodów:

- zarówno zakres podmiotowy, jak i przedmiotowy, prowadzonych w ramach statystyki publicznej badań<sup>1)</sup>, nie pozwalał na dokonywanie wszechstronnych analiz działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych,
- informacje, przedstawiane wraz z wnioskami taryfowymi, nie mogły być wykorzystywane do opracowywania kompleksowych analiz sektora, ponieważ nie wszystkie



przedsiębiorstwa jednocześnie występowały o zatwierdzenie taryfy,

- do grudnia 2000 r. przedsiębiorstwa ciepłownicze przyjmowały różne okresy bazowe do sporządzania taryfy, tzn. 12 ostatnich miesięcy lub rok obrotowy.

Wszystkie opisane wyżej utrudnienia w prowadzeniu systematycznych analiz działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych skłoniły Prezesa URE do skorzystania z usta-

zie. Zaprezentowane wyniki dotyczą 763 przedsiębiorstw, co stanowi ok. 80% wszystkich koncesjonariuszy. Z przedsiębiorstw, które nadesłały ankietę, 556 posiadało zatwierdzoną taryfę na ciepło.

Dane pochodzące z ankiet przedstawione są w tabelach: w układzie wojewódzkim, w podziale na rodzaje prowadzonej działalności i według wskaźnika zaangażowania w działalność energetyczną (WZDE<sup>3)</sup>).

Tab. 1. Przedsiębiorstwa ciepłownicze w układzie wojewódzkim i według WZDE

Lp.	Województwo	WZDE			
		OGÓLEM	70 – 100%	20 – 69%	0 – 19%
		szt.			
	<b>OGÓLEM kraj</b>	<b>763</b>	<b>307</b>	<b>165</b>	<b>291</b>
1.	dolnośląskie	50	18	11	21
2.	kujawsko-pomorskie	54	16	17	21
3.	lubelskie	40	18	7	15
4.	lubuskie	30	11	7	12
5.	łódzkie	53	18	10	25
6.	małopolskie	42	12	9	21
7.	mazowieckie	65	31	16	18
8.	opolskie	20	5	3	12
9.	podkarpackie	52	14	12	26
10.	podlaskie	22	12	6	4
11.	pomorskie	46	24	10	12
12.	śląskie	110	32	26	52
13.	świętokrzyskie	25	14	3	8
14.	warmińsko-mazurskie	43	25	12	6
15.	wielkopolskie	68	30	13	25
16.	zachodniopomorskie	43	27	3	13

wowej możliwości pozyskania od nich informacji wykraczających poza zakres obowiązujących sprawozdań statystycznych oraz informacji przedstawianych wraz z wnioskami koncesyjnymi lub taryfowymi.

Pośród przedsiębiorstw objętych badaniem, 109 nie udzieliło odpowiedzi a 91 przedsiębiorstw (tj. 10% objętych badaniem) nadesłało ankietę<sup>2)</sup>, które z powodu licznych braków i błędów nie nadawały się do umieszczenia w ba-

Utworzone według WZDE trzy grupy<sup>4)</sup> okazały się wewnątrz niejednorodne. Nie można jednoznacznie stwierdzić, iż przedsiębiorstwa o podobnym charakterze, np. elektrociepłownie znalazły się tylko w jednej grupie. W zależności od udziału wielkości przychodów z działalności ciepłowniczej w przychodach ogółem, przedsiębiorstwa były zaliczane do odpowiednich grup. W związku z tym w grupie o wysokim WZDE znalazły się przede wszystkim przedsiębiorstwa ciepłownictwa zawodowego (ciepłownie zawodowe i przedsiębiorstwa produkcyjno-

1) Sprawozdania Ministerstwa Gospodarki obowiązujące w 2000 roku:

- G-10.1, miesięczne sprawozdanie o działalności podstawowej elektrowni ciepłej zawodowej, obejmuje 80 przedsiębiorstw,
- G-10.2, roczne sprawozdanie o działalności podstawowej elektrowni ciepłej zawodowej, obejmuje 80 przedsiębiorstw,
- G-10.9, kwartalne sprawozdanie o działalności ciepłowni, dystrybutorów i przedsiębiorstw obrotu ciepłem obejmuje około 230 przedsiębiorstw sprzedających ponad 100 TJ ciepła rocznie.

Sprawozdania GUS obowiązujące w 2000 roku:

- G-02a, kwartalne sprawozdanie o produkcji, obrotach, zużyciu i zapasach paliw, energii i produktów energetycznych, obejmuje 12 tys. przedsiębiorstw,
- G-02b, roczne sprawozdanie o produkcji, obrotach, zużyciu i zapasach paliw, energii i produktów energetycznych, obejmuje 12 tys. przedsiębiorstw,
- G-03, roczne sprawozdanie o zużyciu paliw i energii, obejmuje 5 tys. przedsiębiorstw,
- M-08, roczne sprawozdanie o gospodarce ciepłej, obejmuje 10 tys. podmiotów, które dostarczają ciepło do ogrzewania mieszkań.

2) Ankieta składała się z sześciu działów: Dział 1 – charakterystyka techniczno-ekonomiczna przedsiębiorstwa, Dział 2 – sprzedaż ciepła bezpośrednio z własnych źródeł, Dział 3 – zakup ciepła w celu odsprzedaży, Dział 4 – sprzedaż ciepła z własnych sieci ciepłowniczych, Dział 5 – przychody i koszty i Dział 6 – inwestycje związane z modernizacją, rozwojem i ochroną środowiska.

3) WZDE – wskaźnik zaangażowania w działalność energetyczną, obliczany jako iloraz całkowitych przychodów przedsiębiorstwa z działalności koncesjonowanej ciepłowniczej i całkowitych przychodów przedsiębiorstwa z prowadzonej działalności gospodarczej.

4) Podziału według kryterium WZDE dokonano w następujący sposób:

- 0-19% – przedsiębiorstwa o niskim WZDE (291 – 38% ogółu analizowanych),
- 20-69% – przedsiębiorstwa o średnim WZDE (165 – 22% ogółu analizowanych),
- 70-100% – przedsiębiorstwa o wysokim WZDE (307 – 40% ogółu analizowanych).



dy budżetowe oraz podmioty prywatne. W większości funkcje właścicielskie sprawują organy samorządu terytorialnego. Największą grupę przedsiębiorstw stanowią spółki z ograniczoną odpowiedzialnością.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze różnią się między sobą pod względem stopnia zaangażowania w działalność energetyczną, skali i zakresu działania, wielkości sprzedaży ciepła pochodzącego zarówno ze źródeł własnych jak i kupowanego od innych przedsiębiorstw ciepłowniczych.

W analizowanych 763 przedsiębiorstwach moc zainstalowana wynosi ok. 72 000 MW, a osiągalna prawie 68 000 MW. Najwyższe wskaźniki udziału mocy zainstalowanej 21,7% i osiągalnej 21,4% posiadają przedsiębiorstwa województw śląskiego i mazowieckiego odpowiednio 15,5% i 16,0%. Najniższym udziałem w krajowym bilansie mocy zainstalowanej i osiągalnej charakteryzują się województwa podlaskie 2,0% i 2,1%, lubuskie 2,1% i 1,9% oraz opolskie 2,2% i 2,0%. W niektórych województwach występuje duża różnica pomiędzy mocą zainstalowaną a osiągalną (województwo lubuskie 13,7%, opolskie 13,1% i łódzkie 9,6%). Może to wynikać z większego stopnia zużycia urządzeń ciepłowniczych na terenie tych województw.

Długość sieci ciepłowniczej w kraju wynosi ponad 16 tys. km. Najwyższy udział w długości sieci ciepłowniczej mają województwa śląskie 16,6% i mazowieckie 15,5%. Natomiast najkrótsze sieci w kraju znajdują się w województwach lubuskim, opolskim, świętokrzyskim i podlaskim.

Liczba odbiorców, z którymi przedsiębiorstwa ciepłownicze zawarły umowy na dostawę ciepła wynosi ponad 116 tys. Najliczniejsza grupa odbiorców występuje w województwach lubelskim, śląskim, dolnośląskim, pomorskim i mazowieckim. Duża liczba odbiorców przy stosunkowo krótkiej sieci ciepłowniczej w woj. lubelskim, wynika z zawarcia ponad 12 tys. umów przez dostawcę ciepła PEC w Puławach z indywidualnymi odbiorcami (lokatorami mieszkań). Najwięcej odbiorców w woj. lubelskim mają przedsiębiorstwa o wysokim WZDE.

### Produkcja i sprzedaż ciepła

Ciepło produkowane jest w postaci pary technologicznej i gorącej wody na potrzeby centralnego ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej. Wytwarzane jest w następujących źródłach:

- w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych i przemysłowych,
- w ciepłowniach komunalnych,
- w kotłowniach lokalnych,
- w procesach technologicznych w przemyśle (zakładach chemicznych, rafineriach, hutach itp.),
- w źródłach niekonwencjonalnych (spalanie biogazu, energia złóż geotermalnych).

Ciepło jest specyficznym towarem, który charakteryzuje się równoczesnością produkcji i zużycia, a wymagane parametry termiczne determinują jego dostawę na niewielkie odległości. Właściwości ciepła, m.in. szczególnie wymagania transportu, podatność na utratę jakości decydują o tym, że nabywcy powinni być zlokalizowa-

ni w bliskiej odległości od dostawcy. Transportowane jest ono ze źródeł za pomocą sieci ciepłowniczych, z których większość ułożona jest pod ziemią, a tylko 10% przebiega nad ziemią.

W analizowanych przedsiębiorstwach ciepłowniczych wyprodukowano ponad 466 mln GJ ciepła, z tego 31,9% ciepła zużyto na potrzeby własne. W produkcji ciepła największy udział mają przedsiębiorstwa województw śląskiego 18,6% oraz mazowieckiego 18,5%. Najmniej ciepła wyprodukowały przedsiębiorstwa województw lubuskiego 1,9%, świętokrzyskiego 2,1% oraz opolskiego 2,1%. W produkcji ciepła najwyższy udział 38,1% mają przedsiębiorstwa o średnim WZDE. W grupie o niskim WZDE ponad 72% ciepła produkowanego jest na potrzeby własne, natomiast w grupie o średnim WZDE ok. 11%, a w grupie o wysokim WZDE ponad 4%.

Sprzedaż ciepła wyniosła ponad 445 mln GJ, w 40% realizowana była bezpośrednio ze źródeł a w 60% za pomocą sieci ciepłowniczych. Część wyprodukowanego ciepła była sprzedawana przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych a część trafiła do dalszej odsprzedaży do przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem i obrotem ciepłem. W związku z tym wielkość sprzedaży ciepła wykazywana przez przedsiębiorstwa obejmuje zarówno ciepło pochodzące z produkcji własnej jak i z zakupu od innych przedsiębiorstw ciepłowniczych.

Straty ciepła powstałe podczas przesyłania stanowiły 8,7% ciepła sprzedanego przez przedsiębiorstwa. Duża część sieci zbudowana jest przy zastosowaniu przestarzałych technologii i materiałów izolacyjnych. Jakość wykonawstwa i stan izolacji cieplnej decydują o wysokości strat ciepła podczas przesyłu. Obecnie stosowane nowoczesne technologie budowy sieci przy użyciu rur preizolowanych znacznie obniżają wielkość strat przesyłowych.

Największe ilości ciepła sprzedały przedsiębiorstwa województwa mazowieckiego 22,5% i śląskiego 18,3% sprzedaży ogółem. Największą ilość ciepła sprzedały przedsiębiorstwa bezpośrednio ze źródeł i za pomocą sieci w woj. mazowieckim. Na wyniki woj. mazowieckiego zasadniczy wpływ ma działalność Stołecznego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej (SPEC) Warszawa.

W sprzedaży ciepła dominującą rolę odegrały przedsiębiorstwa o wysokim WZDE, tj. 54% sprzedaży ogółem, z tego prawie 90% realizowane było za pomocą sieci ciepłowniczych zaś tylko 10% bezpośrednio ze źródeł.

Z całkowitej produkcji ciepła w kraju, ponad 70% ciepła produkowanego jest w skojarzeniu z energią elektryczną, z tego: 65% przypada na elektrociepłownie (zawodowe i przemysłowe) a około 6% na elektrownie. Niecałe 30% ciepła produkowane jest bez skojarzenia.

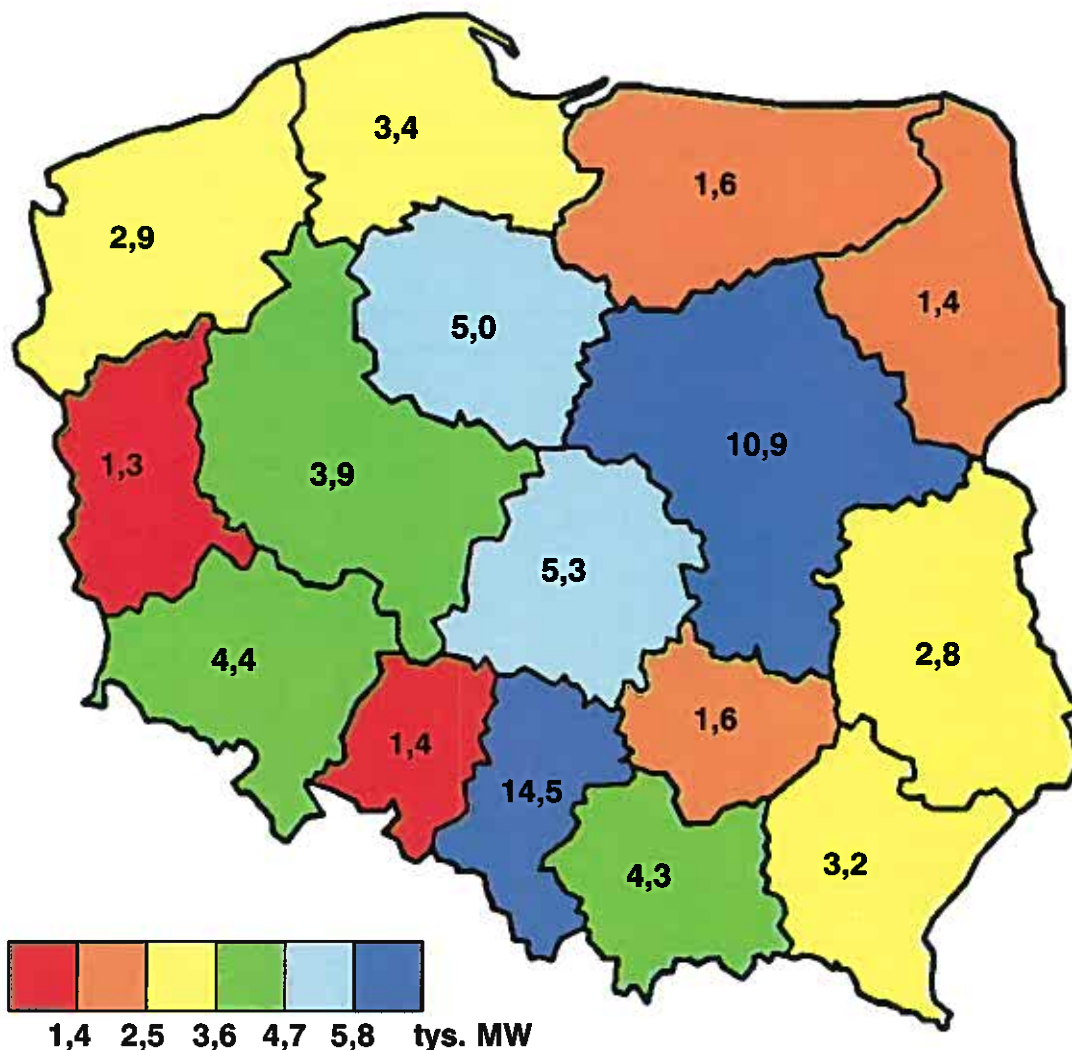
Natomiast w sprzedaży krajowej ciepła, udział elektrociepłowni wynosi tylko 38%, ponieważ znaczna część ciepła produkowanego w elektrociepłowniach przemysłowych zużywana jest na potrzeby własne przemysłu. Ponad 50% krajowej sprzedaży ciepła realizują przedsiębiorstwa ciepłownictwa zawodowego (ciepłownię zawodowe, przedsiębiorstwa produkcyjno-dystrybucyjne) i ciepłownię przemysłowe.



Tab. 3. Moc cieplna, długość sieci ciepłowniczej i liczba odbiorców w układzie wojewódzkim

Lp.	Województwo	MOC CIEPLNA		Długość sieci ciepłowniczej km	Liczba odbiorców szt.
		Moc zainstalowana	Moc osiągalna		
		MW			
	<b>OGÓLEM kraj</b>	<b>71 978,5</b>	<b>67 866,2</b>	<b>16 094,1</b>	<b>116 426,0</b>
1.	dolnośląskie	4 659,2	4 395,1	1 228,0	12 880,0
2.	kujawsko-pomorskie	5 152,5	5 017,7	1 117,1	6 410,0
3.	lubelskie	3 002,8	2 798,9	668,3	16 305,0
4.	lubuskie	1 528,5	1 319,3	285,1	1 803,0
5.	łódzkie	5 847,7	5 286,6	1 296,3	8 234,0
6.	małopolskie	4 589,3	4 313,9	1 261,4	5 410,0
7.	mazowieckie	11 178,3	10 849,5	2 489,5	12 526,0
8.	opolskie	1 576,9	1 369,9	349,8	2 522,0
9.	podkarpackie	3 423,1	3 215,4	864,7	4 089,0
10.	podlaskie	1 436,6	1 404,7	443,1	2 238,0
11.	pomorskie	3 560,6	3 367,1	747,5	12 641,0
12.	śląskie	15 590,0	14 542,7	2 666,0	13 798,0
13.	świętokrzyskie	1 787,7	1 626,9	365,7	1 911,0
14.	warmińsko-mazurskie	1 628,8	1 561,7	555,6	3 987,0
15.	wielkopolskie	4 033,3	3 923,7	999,6	7 633,0
16.	zachodniopomorskie	2 983,3	2 873,3	756,4	4 039,0

Rys. 1. Moc osiągalna



Tab. 4. Produkcja i sprzedaż ciepła w układzie wojewódzkim

Lp.	Województwo	PRODUKCJA CIEPŁA		ZAKUP CIEPŁA	SPRZEDAŻ CIEPŁA			STRATY CIEPŁA
		Ogółem	w tym:		Ogółem	z tego:		
			na potrzeby własne			bezpośredni o ze źródeł	z sieci ciepłowniczych	
GJ								
	<b>OGÓŁEM kraj</b>	<b>466 050 984</b>	<b>148 559 934</b>	<b>167 201 347</b>	<b>445 804 633</b>	<b>178 321 720</b>	<b>267 482 913</b>	<b>38 933 808</b>
1.	dolnośląskie	24 639 937	2 531 184	11 058 147	29 919 377	11 398 025	18 521 352	3 161 746
2.	kujawsko-pomorskie	44 064 845	24 908 146	9 592 195	26 017 150	11 497 076	14 520 074	2 652 987
3.	lubelskie	18 131 365	7 862 789	8 265 063	17 639 333	6 890 222	10 749 110	1 252 086
4.	lubuskie	8 782 309	1 969 141	3 023 800	9 170 329	2 152 040	7 018 289	606 890
5.	łódzkie	33 051 366	3 535 725	2 806 303	27 961 842	3 738 617	24 223 225	4 334 010
6.	małopolskie	27 887 155	11 791 056	11 361 451	24 794 811	9 487 363	15 307 448	2 883 840
7.	mazowieckie	86 186 069	24 375 438	45 556 584	100 223 767	50 101 018	50 122 749	7 114 723
8.	opolskie	9 813 608	5 168 222	426 384	4 334 499	327 793	4 006 706	721 626
9.	podkarpackie	19 107 781	6 991 077	6 441 238	17 210 576	8 017 895	9 192 681	1 291 692
10.	podlaskie	10 101 512	412 731	4 668 496	13 377 131	5 013 418	8 363 713	967 523
11.	pomorskie	32 657 950	13 446 498	12 086 809	28 463 295	13 147 064	15 316 231	2 656 854
12.	śląskie	86 569 122	29 335 033	30 567 924	81 442 610	33 136 507	48 306 103	6 368 949
13.	świętokrzyskie	9 762 881	1 446 609	1 938 832	9 592 551	4 032 425	5 560 126	645 408
14.	warmińsko-mazurskie	11 671 553	2 043 300	4 107 053	12 798 323	4 290 508	8 507 816	938 959
15.	wielkopolskie	20 495 804	2 979 027	9 957 532	25 550 440	8 687 067	16 863 373	1 933 627
16.	zachodniopomorskie	23 127 727	9 763 958	5 343 536	17 308 599	6 404 682	10 903 917	1 402 888

Tab. 5. Struktura produkcji i sprzedaży ciepła w elektrociepłowniach i elektrowniach w układzie wojewódzkim i według WZDE

Lp.	Województwo/WZDE	PRODUKCJA CIEPŁA			SPRZEDAŻ CIEPŁA		
		Ogółem	w tym:		Ogółem	w tym:	
			EC	EL		EC	EL
%							
	<b>OGÓŁEM kraj</b>	<b>100,0</b>	<b>65,1</b>	<b>6,5</b>	<b>100,0</b>	<b>38,1</b>	<b>6,2</b>
1.	dolnośląskie	100,0	61,8	3,6	100,0	43,1	2,3
2.	kujawsko-pomorskie	100,0	80,3	-	100,0	44,0	-
3.	lubelskie	100,0	44,0	-	100,0	10,8	-
4.	lubuskie	100,0	61,6	-	100,0	40,3	-
5.	łódzkie	100,0	68,4	6,3	100,0	62,3	7,4
6.	małopolskie	100,0	78,6	-	100,0	43,2	-
7.	mazowieckie	100,0	78,3	5,8	100,0	44,4	4,6
8.	opolskie	100,0	78,9	5,8	100,0	67,1	1,5
9.	podkarpackie	100,0	42,7	13,5	100,0	23,7	14,3
10.	podlaskie	100,0	47,5	-	100,0	35,4	-
11.	pomorskie	100,0	75,7	-	100,0	45,6	-
12.	śląskie	100,0	65,0	10,1	100,0	36,8	10,0
13.	świętokrzyskie	100,0	11,1	20,5	100,0	2,2	19,2
14.	warmińsko-mazurskie	100,0	46,0	-	100,0	30,2	-
15.	wielkopolskie	100,0	48,6	13,0	100,0	31,5	10,2
16.	zachodniopomorskie	100,0	39,6	24,4	100,0	2,1	29,6
<b>WZDE</b>	<b>OGÓŁEM kraj</b>	<b>100,0</b>	<b>65,1</b>	<b>6,5</b>	<b>100,0</b>	<b>38,1</b>	<b>6,2</b>
	<b>70 - 100%</b>	100,0	21,7	-	100,0	9,2	-
	<b>20 - 69%</b>	100,0	88,8	3,9	100,0	86,8	4,3
	<b>0 - 19%</b>	100,0	70,3	13,6	100,0	24,9	42,7

**Wybrane wskaźniki techniczne**

W analizie wykorzystano następujące wskaźniki techniczne:

$$\begin{aligned} \text{wskaźnik zużycia paliwa} &= \frac{\text{energia paliw wsadowych ogółem MJ}}{\text{produkcja ciepła GJ}} \\ \text{jednoskładnikowa cena ciepła} &= \frac{\text{przychody ze sprzedaży zł}}{\text{ilość sprzedanego ciepła GJ}} \\ \text{koszt transportu 1 tony węgla} &= \frac{\text{koszty transportu węgla zł}}{\text{zużycie węgla t}} \\ \text{sprawność wytwarzania} &= \frac{\text{produkcja ciepła ogółem GJ}}{\text{energia paliw wsadowych ogółem GJ}} * 100 (\%) \\ \text{efektywność produkcji} &= \frac{\text{produkcja ciepła ogółem GJ}}{\text{moc osiągalna MW}} \\ \text{wskaźnik strat przesyłowych} &= \frac{\text{straty ciepła w sieci GJ}}{(\text{sprzedaż ciepła z sieci} + \text{straty}) \text{ GJ}} * 100 (\%) \end{aligned}$$

Wskaźniki sprawności wytwarzania, efektywności produkcji i strat przesyłowych zaprezentowano w układzie wojewódzkim dla wszystkich przedsiębiorstw, oraz w podziale na elektrownie i elektrociepłownie.

Średni wskaźnik strat przesyłowych wynosi 12,7%. Najwyższy poziom tego wskaźnika zanotowano w województwach małopolskim – 15,9%, kujawsko-pomorskim – 15,4%, opolskim – 15,3% i łódzkim – 15,2%. W woj. opolskim, w którym występuje jeden z najwyższych wskaźników strat, zanotowano najwyższą średnią jednoskładnikową cenę ciepła sprzedawanego z sieci (35,77 zł/GJ), przy stosunkowo krótkich sieciach ciepłowniczych. Najniższy wskaźnik strat przesyłowych wystąpił w woj. lubuskim, które jednocześnie posiada najkrótszą sieć ciepłowniczą. Województwo warmińsko-mazurskie posiada również jeden z najniższych wskaźników strat przesyłowych przy cenie

ciepła sprzedawanego z sieci ciepłowniczych przewyższającej poziom średniej ceny krajowej.

Najwyższą sprawność wytwarzania osiągnęły przedsiębiorstwa zlokalizowane w woj. łódzkim. Największy wpływ na ukształtowanie tego wskaźnika miała Elektrownia Bełchatów. Przyjęta metoda rozliczenia paliwa zużytego na produkcję energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu, spowodowała, że nastąpiło zaniżenie zużycia paliwa na produkcję ciepła. W woj. łódzkim najwyższą sprawnością wytwarzania charakteryzują się przedsiębiorstwa o średnim i niskim wskaźniku zaangażowania w działalność energetyczną. Najniższą sprawność wytwarzania osiągnęły przedsiębiorstwa w województwach dolnośląskim, opolskim i lubelskim. Również wymienione województwa charakteryzują się najniższą sprawnością wytwarzania w elektrociepłowniach. Sprawność ta jest znacznie niższa niż średnia

Tab. 6. Wybrane wskaźniki techniczne przedsiębiorstw ciepłowniczych w układzie wojewódzkim

Lp.	Województwo	Sprawność wytwarzania	Efektywność produkcji	Wskaźnik strat przesyłowych
		%	GJ/MW	%
	<b>OGÓLEM kraj</b>	<b>80,4</b>	<b>6 867,2</b>	<b>12,7</b>
1.	dolnośląskie	65,6	5 606,2	14,6
2.	kujawsko-pomorskie	82,7	8 781,9	15,4
3.	lubelskie	69,8	6 478,1	10,4
4.	lubuskie	76,6	6 656,6	8,0
5.	łódzkie	94,7	6 251,9	15,2
6.	małopolskie	84,0	6 464,6	15,9
7.	mazowieckie	85,3	7 943,8	12,4
8.	opolskie	66,1	7 163,8	15,3
9.	podkarpackie	79,3	5 942,6	12,3
10.	podlaskie	81,4	7 191,1	10,4
11.	pomorskie	80,4	9 699,0	14,8
12.	śląskie	79,0	5 952,8	11,6
13.	świętokrzyskie	85,6	6 001,3	10,4
14.	warmińsko-mazurskie	79,6	7 473,7	9,9
15.	wielkopolskie	79,4	5 223,7	10,3
16.	zachodniopomorskie	81,0	8 049,2	11,4



Tab. 7. Wskaźniki sprawności wytwarzania ciepła w elektrociepłowniach i elektrowniach, w wybranych grupach, w układzie wojewódzkim

Lp.	Województwo	GRUPA I Wytwarzanie ciepła				GRUPA II Wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucja ciepła				GRUPA III Wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucja, obrót ciepłem		
		ogółem	EC	EL	pozostałe	ogółem	EC	EL	pozostałe	ogółem	EC	pozostałe
		%										
	<b>OGÓLEM kraj</b>	<b>81,2</b>	<b>81,6</b>	<b>84,4</b>	<b>78,0</b>	<b>79,6</b>	<b>79,6</b>	<b>92,5</b>	<b>76,3</b>	<b>82,7</b>	<b>87,4</b>	<b>77,3</b>
1.	dolnośląskie	72,0	73,2	-	70,0	63,3	59,2	89,4	73,1	90,6	-	90,6
2.	kujawsko-pomorskie	71,1	69,7	-	72,1	84,3	85,2	-	76,2	73,9	-	73,9
3.	lubelskie	84,8	76,1	-	88,6	63,1	57,1	-	73,3	74,8	-	74,8
4.	lubuskie	71,7	72,4	-	65,1	85,5	98,3	-	71,4	72,8	-	72,8
5.	łódzkie	82,7	-	-	82,7	85,7	78,0	x	75,1	x	x	75,8
6.	małopolskie	87,9	88,4	-	70,5	83,2	84,7	-	77,1	78,0	-	78,0
7.	mazowieckie	79,6	-	83,1	71,4	85,9	87,2	85,8	77,5	81,7	-	81,7
8.	opolskie	81,4	-	-	81,4	62,2	57,7	91,1	74,0	75,2	75,3	73,7
9.	podkarpackie	76,6	67,9	86,8	71,7	80,2	75,1	-	85,7	81,8	-	81,8
10.	podlaskie	88,6	88,0	-	x	75,5	-	-	75,5	75,0	-	75,0
11.	pomorskie	80,4	81,3	-	57,6	78,4	80,0	-	78,3	73,4	-	73,4
12.	śląskie	83,0	84,1	-	75,3	79,9	78,9	88,7	76,9	75,2	75,3	74,9
13.	świętokrzyskie	84,2	81,2	-	84,4	87,3	92,4	99,4	77,4	83,1	-	83,1
14.	warmińsko-mazurskie	80,2	83,7	-	57,2	79,2	83,7	-	76,5	80,9	-	80,9
15.	wielkopolskie	73,4	71,4	-	75,2	80,8	83,5	80,5	76,3	73,9	-	73,9
16.	zachodniopomorskie	91,3	-	-	91,3	77,5	72,5	86,2	72,1	86,3	88,1	75,6

Tab. 8. Wskaźniki efektywności produkcji ciepła w elektrociepłowniach i elektrowniach, w wybranych grupach, w układzie wojewódzkim

Lp.	Województwo	GRUPA I Wytwarzanie ciepła				GRUPA II Wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucja ciepła				GRUPA III Wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucja, obrót ciepłem		
		ogółem	EC	EL	pozostałe	ogółem	EC	EL	pozostałe	ogółem	EC	pozostałe
		GJ/MW										
	<b>OGÓLEM kraj</b>	<b>7 454</b>	<b>7 741</b>	<b>7 861</b>	<b>6 343</b>	<b>6 819</b>	<b>7 978</b>	<b>5 414</b>	<b>5 364</b>	<b>6 524</b>	<b>7 443</b>	<b>5 600</b>
1.	dolnośląskie	6 714	7 514	-	5 718	5 458	5 784	7 919	4 579	6 583	-	6 583
2.	kujawsko-pomorskie	4 789	5 496	-	4 390	9 403	9 900	-	6 300	6 568	-	6 568
3.	lubelskie	6 404	4 045	-	8 199	6 898	8 650	-	5 436	3 816	-	3 816
4.	lubuskie	7 569	7 951	-	5 040	6 253	6 708	-	5 669	5 865	-	5 865
5.	łódzkie	5 536	-	-	5 536	5 678	7 115	5 573	5 053	6 657	6 796	5 544
6.	małopolskie	5 613	5 627	-	4 979	7 642	8 790	-	4 763	4 434	-	4 434
7.	mazowieckie	10 102	-	9 450	12 487	7 903	8 403	5 739	5 584	6 169	-	6 169
8.	opolskie	7 548	-	-	7 548	8 158	10 150	5 566	5 268	5 725	5 724	5 737
9.	podkarpackie	4 968	4 613	6 116	3 132	6 443	7 518	-	5 685	6 152	-	6 152
10.	podlaskie	8 403	8 609	-	5 801	6 422	-	-	6 422	5 864	-	5 864
11.	pomorskie	11 941	12 103	-	8 073	5 913	14 275	-	5 716	6 516	-	6 516
12.	śląskie	6 072	5 980	-	6 880	5 712	6 999	4 161	4 983	6 441	7 125	5 269
13.	świętokrzyskie	5 194	3 778	-	5 281	7 079	6 052	15 386	5 091	4 958	-	4 958
14.	warmińsko-mazurskie	8 513	8 682	-	7 151	7 430	8 778	-	6 752	6 333	-	6 333
15.	wielkopolskie	5 522	10 123	-	3 990	5 151	6 382	4 445	4 029	5 620	-	5 620
16.	zachodniopomorskie	6 644	-	-	6 644	6 773	6 096	7 433	6 379	10 845	12 434	5 703

krajowa, która kształtuje się od ok. 80% do ponad 90%. Wynika ona najprawdopodobniej ze stosowania przestarzałych urządzeń w przedsiębiorstwach ciepłowniczych. Negatywny wpływ na stan urządzeń miały również skutki powodzi z 1997 roku.

Z analizy wskaźnika efektywności produkcji ciepła wynika, że jest on najniższy w woj. wielkopolskim. Najwyższy wskaźnik efektywności produkcji uzyskały przedsiębiorstwa z grupy o niskim WZDE. Na wysokość tego wskaźnika mogła mieć wpływ wielkość utrzymywanej, z różnych powodów w przedsiębiorstwach, rezerwy mocy osiągalnej. Tylko w województwach kujawsko-pomorskim, pomorskim i zachodniopomorskim przedsiębiorstwa ciepłownicze uzyskały jednocześnie dobre wskaźniki sprawności wytwarzania i efektywności produkcji. Natomiast niekorzystnie ukształtowały się wymienione wskaźniki w województwach dolnośląskim i lubelskim. Wyższe wartości wskaźników efektywności produkcji w przypadku elektrociepłowni i elektrowni potwierdzają tezę o większej efektywności i opłacalności produkcji w skojarzeniu oraz wykorzystaniu w większym stopniu mocy osiągalnej.

**Paliwa stosowane do produkcji ciepła**

Dla potrzeb analizy, jako kryterium zużycia paliw, przyjęto tylko wielkość zużycia paliwa podstawowego. Jako paliwo podstawowe, w przypadku gdy przedsiębiorstwo zu-

żywało kilka rodzajów paliw, przyjmowano paliwo o największym zużyciu w GJ.

Dane zaprezentowane w poniższych tabelach dotyczą tylko wielkości zużycia paliw podstawowych i nie obejmują całkowitego zużycia paliw w analizowanych przedsiębiorstwach.

Do produkcji ciepła zużywa się przede wszystkim węgiel kamienny i gaz ziemny wysokometanowy oraz niewielkie ilości gazu ziemnego zaazotowanego i oleju opałowego lekkiego. Węgiel kamienny jako paliwo podstawowe stosowany jest w 539 przedsiębiorstwach produkujących ciepło, a gaz ziemny wysokometanowy w 81 przedsiębiorstwach. Najwięcej przedsiębiorstw stosujących węgiel kamienny jako paliwo podstawowe znajduje się w woj. śląskim (70), w woj. mazowieckim (50), w woj. wielkopolskim (46). Najwięcej przedsiębiorstw stosujących gaz ziemny wysokometanowy jako paliwo podstawowe zlokalizowanych jest w woj. śląskim (15), w woj. podkarpackim (10), w woj. mazowieckim (8).

Analizując wskaźniki zużycia węgla kamiennego i gazu ziemnego wysokometanowego można stwierdzić, że najmniej węgla kamiennego na jednostkę produkowanego ciepła zużywa się w województwach mazowieckim, opolskim i świętokrzyskim, a gazu w województwach małopolskim, podkarpackim, mazowieckim i zachodniopomorskim. Może to świadczyć o dużej sprawności wytwarzania w tych województwach. Wyjątek stanowi województwo

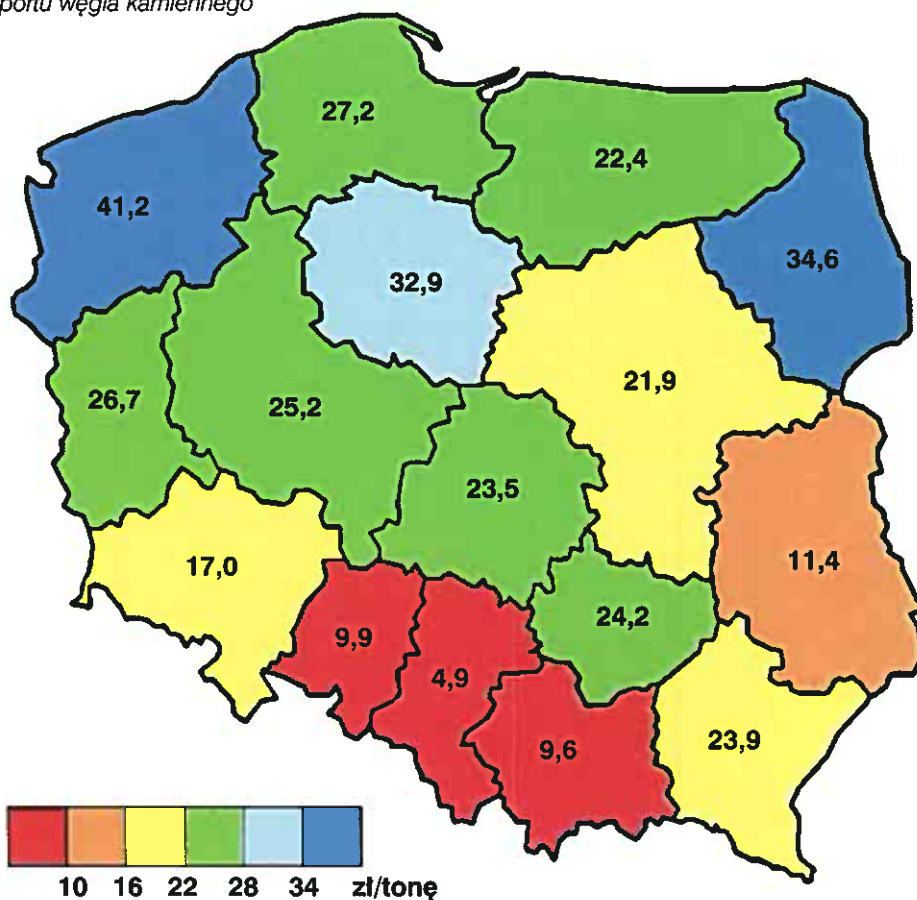
Tab. 9. Przedsiębiorstwa ciepłownicze w zależności od paliwa podstawowego w układzie wojewódzkim

Lp.	Województwo	Liczba przedsiębiorstw ciepłowniczych ogółem	PALIWO PODSTAWOWE											
			Węgiel kamienny energetyczny	Węgiel kamienny koksowniczy	Węgiel brunatny	Koks	Olej opałowy lekki	Olej opałowy ciężki	Gaz ziemny wysokometanowy	Gaz ziemny zaazotowany	Gaz koksowniczy	Paliwa odpadowe gazowe	Paliwa odpadowe stałe roślinne i zwierzęce	Odpady przemysłowe stałe i ciekłe
		szt.												
	<b>OGÓLEM kraj</b>	<b>683</b>	<b>539</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>17</b>	<b>9</b>	<b>81</b>	<b>18</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>1</b>
1.	dolnośląskie	42	32	2	2	-	-	-	2	3	1	-	-	-
2.	kujawsko-pomorskie	51	38	-	-	-	5	2	6	-	-	-	-	-
3.	lubelskie	35	29	-	-	-	-	2	4	-	-	-	-	-
4.	lubuskie	29	22	1	-	-	-	-	3	3	-	-	-	-
5.	łódzkie	46	39	-	2	-	2	-	3	-	-	-	-	-
6.	małopolskie	37	30	-	-	-	-	2	5	-	-	-	-	-
7.	mazowieckie	61	50	-	-	-	-	1	8	-	-	-	2	-
8.	opolskie	17	14	-	-	-	1	1	-	1	-	-	-	-
9.	podkarpackie	43	32	-	-	-	-	1	10	-	-	-	-	-
10.	podlaskie	21	20	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-
11.	pomorskie	45	39	-	-	-	-	-	5	-	-	-	-	1
12.	śląskie	89	70	-	-	-	1	-	15	-	1	2	-	-
13.	świętokrzyskie	24	21	-	-	1	1	-	1	-	-	-	-	-
14.	warmińsko-mazurskie	42	30	-	-	-	5	-	6	-	-	-	1	-
15.	wielkopolskie	61	46	-	1	-	-	-	5	9	-	-	-	-
16.	zachodniopomorskie	40	27	1	-	-	2	-	7	3	-	-	-	-

Tab. 10. Zużycie paliwa podstawowego do produkcji ciepła w układzie wojewódzkim i według WZDE

Lp.	Województwo/ WZDE	PALIWO PODSTAWOWE							
		Węgiel kamienny energetyczny		Gaz ziemny wysokometanowy		Gaz ziemny zaazotowany		Olej opałowy lekki	
		zużycie	wskaźnik zużycia paliwa	zużycie	wskaźnik zużycia paliwa	zużycie	wskaźnik zużycia paliwa	zużycie	Wskaźnik zużycia paliwa
		tony	MJ/GJ	tys. m <sup>3</sup>	MJ/GJ	tys. m <sup>3</sup>	MJ/GJ	tony	MJ/GJ
	<b>OGÓLEM kraj</b>	<b>22 086 975,5</b>	<b>1 121,8</b>	<b>176 860,4</b>	<b>1 099,7</b>	<b>18 646,7</b>	<b>1 246,3</b>	<b>11 206,2</b>	<b>1 150,2</b>
1.	dolnośląskie	1 529 996,2	1 549,9	2 170,4	1 191,5	1 790,0	1 152,9	–	–
2.	kujawsko-pomorskie	2 020 347,2	1 222,3	5 080,9	1 139,5	–	–	2 381,4	1 276,1
3.	lubelskie	1 124 796,1	1 431,8	2 575,0	1 185,8	–	–	–	–
4.	lubuskie	433 120,8	1 304,3	1 461,0	1 312,6	1 188,0	1 362,0	–	–
5.	łódzkie	1 472 296,7	1 312,4	5 430,5	1 218,7	–	–	3 581,8	1 108,7
6.	małopolskie	1 360 844,1	1 193,2	5 877,6	1 057,5	–	–	–	–
7.	mazowieckie	3 901 269,8	1 104,3	23 146,9	1 093,0	–	–	–	–
8.	opolskie	293 307,8	1 111,4	–	–	–	–	534,4	1 203,6
9.	podkarpackie	923 351,0	1 307,8	79 619,0	1 058,3	–	–	–	–
10.	podlaskie	513 618,6	1 228,9	2 000,9	1 111,1	–	–	–	–
11.	pomorskie	1 281 116,8	1 254,4	3 696,5	1 191,7	–	–	–	–
12.	śląskie	4 161 217,7	1 278,0	15 848,2	1 124,5	–	–	665,0	1 150,2
13.	świętokrzyskie	491 900,4	1 168,0	600,3	1 232,1	–	–	48,0	1 000,0
14.	warmińsko-mazurskie	680 469,5	1 259,2	6 732,6	1 161,3	–	–	3 535,6	1 098,9
15.	wielkopolskie	899 481,7	1 266,6	13 641,1	1 118,2	11 734,5	1 146,5	–	–
16.	zachodniopomorskie	999 841,5	1 210,3	8 979,4	1 093,9	3 934,2	1 477,7	460,0	1 188,5
	<b>OGÓLEM kraj</b>	<b>22 086 975,5</b>	<b>1 121,8</b>	<b>176 860,4</b>	<b>1 099,7</b>	<b>18 646,7</b>	<b>1 246,3</b>	<b>11 206,2</b>	<b>1 150,2</b>
<b>WZDE</b>	<b>70 – 100%</b>	6 177 900,1	1 226,1	60 501,0	1 116,7	10 107,0	1 318,4	2 754,0	1 102,6
	<b>20 – 69%</b>	8 409 887,9	1 073,1	22 679,9	1 192,2	3 235,6	1 166,0	2 600,9	1 229,7
	<b>0 – 19%</b>	7 499 187,5	1 095,1	93 679,5	1 059,4	5 304,1	1 171,9	5 851,3	1 133,1

Rys. 2. Koszt transportu węgla kamiennego





Tab. 11. Ceny jednoskładnikowe ciepła w zależności od rodzaju paliwa podstawowego

Lp.	Województwo/ WZDE	PALIWO PODSTAWOWE			
		Węgiel kamienny energetyczny	Gaz ziemny wysokometanowy	Gaz ziemny zaazotowany	Olej opałowy lekki
		cena jednoskładnikowa ciepła zł/GJ			
	<b>OGÓLEM kraj</b>	<b>25,3</b>	<b>28,5</b>	<b>36,8</b>	<b>34,2</b>
1.	dolnośląskie	24,6	40,4	29,3	-
2.	kujawsko-pomorskie	26,5	41,1	-	33,8
3.	lubelskie	23,7	25,8	-	-
4.	lubuskie	29,2	37,6	34,5	-
5.	łódzkie	27,7	32,6	-	26,7
6.	małopolskie	25,2	32,5	-	-
7.	mazowieckie	21,2	27,2	-	-
8.	opolskie	34,8	-	-	55,3
9.	podkarpackie	24,0	31,5	-	-
10.	podlaskie	26,0	29,2	-	-
11.	pomorskie	26,0	30,1	-	-
12.	śląskie	24,7	32,2	-	33,4
13.	świętokrzyskie	25,9	36,1	-	-
14.	warmińsko-mazurskie	26,8	32,1	-	37,6
15.	wielkopolskie	28,6	26,1	38,5	-
16.	zachodniopomorskie	28,6	41,4	37,6	47,9
<b>WZDE</b>	<b>OGÓLEM kraj</b>	<b>25,3</b>	<b>28,5</b>	<b>36,8</b>	<b>34,2</b>
	<b>70 – 100%</b>	28,2	28,3	38,1	33,5
	<b>20 – 69%</b>	21,0	35,7	35,7	43,7
	<b>0 – 19%</b>	20,2	28,1	34,5	43,4

opolskie gdzie wskaźnik sprawności wytwarzania kształtuje się na poziomie 66,1%<sup>6)</sup>. Natomiast wysokim wskaźnikiem zużycia węgla kamiennego na produkcję ciepła charakteryzują się przedsiębiorstwa ciepłownicze w województwach dolnośląskim i lubelskim. Na terenie województwa opolskiego nie występują przedsiębiorstwa, które stosują gaz ziemny jako paliwo podstawowe.

Najniższe koszty transportu węgla występują w województwach, w których zlokalizowane jest wydobycie węgla kamiennego. W miarę zwiększania odległości od miejsca wydobycia koszty transportu rosną i są najwyższe na północy kraju.

Ciepło produkowane z węgla kamiennego jest najtańsze.

6) Najprawdopodobniej jest to spowodowane niskim wskaźnikiem sprawności wytwarzania w Zakładach Koksowniczych „Zdzieszowice” (54%), który wpływa na wysokość średniego wskaźnika w województwie opolskim. Wskaźnik dla pozostałych przedsiębiorstw tego województwa kształtuje się w przedziale od 70% do 90%.

Wyjątkiem jest jednak województwo opolskie, gdzie ceny ciepła produkowanego z węgla kamiennego są najwyższe.

Najwyższe ceny jednoskładnikowe ciepła produkowanego z oleju opałowego zanotowano w województwie opolskim. Ciepło produkowane z gazu ziemnego wysokometanowego najdroższe jest w województwach zachodniopomorskim, kujawsko-pomorskim i dolnośląskim. Analizując wysokość cen jednoskładnikowych ciepła produkowanego z węgla kamiennego, najniższe ceny wystąpiły w grupie przedsiębiorstw o średnim i niskim WZDE. Natomiast najwyższe ceny ciepła produkowanego z gazu ziemnego wysokometanowego wystąpiły w przedsiębiorstwach o średnim WZDE. Ceny ciepła produkowanego z gazu ziemnego zaazotowanego i oleju opałowego są wysokie we wszystkich grupach przedsiębiorstw.

Opracowano  
w Departamencie Planów i Analiz URE

# DYWERSYFIKACJA A MONOPOL PGNIG S.A. – JESZCZE RAZ O ZAGRANICZNYM GAZIE DLA POLSKI

Marzanna Kwiecień

Nie słabną emocje w dyskusji o potrzebie dywersyfikacji dostaw gazu dla Polski. Ten gospodarczy problem zyskał niemal rangę programu lub creda politycznego różnych ugrupowań i partii politycznych, głównie z tej racji, iż dyskusja o nim splotła się z kampanią wyborczą do Sejmu i Senatu. Być może przesądzenie kierunku dywersyfikacji miało być kolejnym dokonaniem ustępujących władz, z kolei zaś jego krytyka miała potwierdzić gospodarskie podejście ugrupowań lewicowych. Gorące i zapalczyste nieraz dyskusje wzmacniały niezrozumiały i nadzwyczajny pośpiech przy finalizowaniu kontraktu na dostawę gazu z Norwegii i Dani. Tak czy inaczej, sprawa ma istotne reperkusje gospodarcze i zasługuje na wyważoną wymianę poglądów.

Choć o dywersyfikacji powiedziano już w Polsce sporo, nie sposób nie odnieść się do istoty tej kategorii ekonomicznej, przybliżając czytelnikowi jej semantyczny sens. Dywersyfikować, od średnio-wieczno łacińskiego *diversificare*, znaczy tyle co „urozmaicać”, rozgałęziać, głównie produkcję, na inne dziedziny, celem rekompensowania start w jednej dziedzinie zyskami z innych branż. W przypadku polskiego gazownictwa chodzi zatem ewidentnie o różnicowanie źródeł dostaw gazu, tak aby minimalizować ryzyko zamknięcia „kurków” przez rosyjskiego potentata. Gwoli przypomnienia: potrzeby gospodarki i indywidualnych obywateli w zaopatrzeniu w gaz zaspakajamy w ok. 30% ze źródeł krajowych, zaś pozostałe 70% pokrywają dostawy gazu rosyjskiego. Innymi słowy – ze względu na ograniczone wydobycie krajowe, żadna autarkia w zakresie dostaw gazu w grę nie wchodzi, konieczny jest zatem jego import. Dla purystów językowych sprawa jest oczywista – już sama konieczność importu oznacza dywersyfikację dostaw gazu. Tak więc już dziś mamy do czynienia z dywersyfikacją dostaw gazu, i tak naprawdę – idzie o jeszcze większe zróżnicowanie w tym zakresie.

Pierwsze tego rodzaju możliwości pojawiły się w 1995 r., kiedy to Norwegowie wystąpili z propozycją dostaw gazu do Polski z Emden na niemieckim wybrzeżu przez oddany do użytku gazociąg NETRA, kończący się w miejscowości Bernau pod Berlinem. Po dobudowaniu 100 km rury gazowej do Szczecina i rozbudowie systemu NETRA można było tą drogą transportować do 5 mld m<sup>3</sup> gazu a ponadto zostałbyśmy włączeni w zintegrowany system gazowniczy Europy Zachodniej a poprzez terminal w Emden – ze złożami norwesкими. Jednak ówczesny rząd i zarząd PGNIG S.A., być może nie dostrzegając wagi problemu i z pewnością nie będąc sparaliżowanymi żadnymi fobiami odnośnie

jedynego dostawcy, skoncentrowały się wyłącznie na negocjacji kontraktu na dostawy gazu z Rosji gazociągiem Jamal–Europa Zachodnia. Kontrakt ten został zawarty na 25 lat z gwarancją odbioru 250 mld m<sup>3</sup> gazu i został obwarowany bardzo sztywnymi klauzulami. Wśród nich, jako przesądzające charakter kontraktu, na uwagę zasługuje klauzula „take or pay” (bierz lub płac) wraz ze zobowiązaniem do nie obniżania poziomu minimalnego rocznego odbioru gazu oraz zakazem reeksportu zakupionego gazu.

Kontrakt, zapewne w sposób nie zamierzony, został dodatkowo „usztyniony” brakiem możliwości okresowego przerwania dostaw na żądanie odbiorcy („interruptibility clause”) bez sankcji finansowych.

Nowy rząd premiera Buzka rozpoczął działania zmierzające do uniezależnienia Polski od dostaw gazu rosyjskiego.<sup>1)</sup> Działań tych nie poprzedziła jednak rzetelna analiza potrzeb i kosztów. Bazą planowania była prognoza zużycia gazu w perspektywie co najmniej 20 lat. Rząd podejmując strategiczną decyzję o dywersyfikacji dostaw gazu oparł się o prognozy zawarte w dokumencie „Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 r.” przyjętym w lutym 2000 r.<sup>2)</sup> Już wówczas było wiadomo, że dokument ten zawierał poważne mankamenty, błędne przesłanki i prognozy energetyczne oraz złe koncepcje dywersyfikacji tzw. źródeł energii pierwotnej. Zawarta tam prognoza zużycia gazu oparta była na założeniu, że produkcja węgla kamiennego i brunatnego będzie radykalnie spadać, dzięki czemu gaz ziemny będzie zastępował węgiel w procesie wytwarzania energii elektrycznej. Wiadomo jednak, że w założeniach tych popełniono kardynalny błąd zapominając o ciągle strategicznym charakterze węgla w zapewnieniu energii dla naszej gospodarki. Zasoby węgla w Polsce mierzone wskaźnikiem R/P (wyróżającym stosunek zasobów do produkcji węgla) szacuje się na ok. 200 lat. Szacunki te powinny zatem być

1) W 1997 r. powołany został zespół ds. dywersyfikacji pod przewodnictwem ministra J. Kropiwnickiego, który kontynuując politykę ówczesnego zarządu miał przeprowadzić dywersyfikację dostaw gazu.

2) Warto przypomnieć, iż inicjatorem zmian do ustawy Prawo energetyczne i wprowadzenia przepisów nakładających obowiązki dywersyfikacji źródeł dostaw gazu był Minister Skarbu a nie Gospodarki. Jest to o tyle dziwne, iż to właśnie Minister Gospodarki odpowiada za bezpieczeństwo energetyczne kraju, co zawsze było i jest koronnym argumentem uzasadniającym dywersyfikację. W tym kontekście jedynie można spekulować co było prawdziwą przyczyną zmian w art. 32 Prawa energetycznego i kto i ile na tym zyskał.

brane poważnie pod uwagę przy podejmowaniu decyzji o dywersyfikacji źródeł energii. Tym bardziej, iż „Król węgla” broni jeszcze nie złożył, i coraz więcej wskazuje, iż już w niedalekiej przyszłości będzie on „czystym i bardziej konkurencyjnym paliwem, zwiększającym stabilność cen paliw i długookresowe bezpieczeństwo energetyczne”<sup>3)</sup>.

To prawda, że model gospodarki surowcami energetycznymi w Polsce prowadzi do koegzystencji „węgiel – gaz ziemny” ale nie widać też np. w wielkich elektrowniach planów konwersji węgla na gaz. Po pierwsze, wynika to z tego, że energia wytworzona w oparciu o gaz, nawet w przypadku zastosowania najbardziej sprawnych bloków gazowo-parowych, nie może konkurować z dużo tańszą energią produkowaną w istniejących elektrowniach węglowych. Po drugie zaś, w ostatnich latach prawie wszystkie polskie elektrownie dokonały kosztownych modernizacji, zwłaszcza w zakresie instalacji odsiarczania spalin, przystosowując swój potencjał wytwórczy do węgla.

Tak więc najbardziej optymistyczne prognozy zużycia gazu na poziomie 18,4 mld m<sup>3</sup>, zawarte w wariantcie Postępu-Plus „Założeń polityki energetycznej ...” mogą okazać się zdecydowanie zawyżone, bowiem roczne krajowe zużycie gazu od dłuższego czasu utrzymuje się na praktycznie stałym poziomie ok. 11 mld m<sup>3</sup>. Zużycie gazu w elektroenergetyce do roku 2010 może wzrosnąć ogółem do ok. 2,5–3,5 mld m<sup>3</sup> rocznie i to pod warunkiem szybkiego wprowadzenia przez PGNiG S.A. odpowiedniej polityki cenowej w stosunku do dużych i stabilnych odbiorców gazu jakim jest elektroenergetyka. Na bazie tych szacunków prognozowane jest łączne zapotrzebowanie na gaz w 2010 r. wzrastające najwyżej do poziomu 15–16 mld m<sup>3</sup>. Prognoza ta nie uwzględnia jednak bardzo prawdopodobnej redukcji zużycia gazu także w innych sektorach gospodarki jak przemysł chemiczny i hutnictwo.

Wszystko wskazuje na to, że poprzez zawarte nowe kontrakty długoterminowe z Danią i Norwegią będziemy dysponować taką ilością gazu, której w żaden sposób nasza gospodarka nie jest w stanie skonsumentować. Łączny import gazu ze wszystkich kierunków w 2010 r. nie powinien przekroczyć 12 mld m<sup>3</sup>. Ponadto podkreśla się konieczność uelastyczenia dostaw gazu z importu w taki sposób, aby istniała możliwość płynnego dalszego jego ograniczenia nawet do poziomu 9 mld m<sup>3</sup>. Jest to niezbędne na wypadek gdyby wystąpiło nieoczekiwane ograniczenie zużycia gazu w przemyśle. Tymczasem w 2010 r. będziemy importować ok. 18,5 mld m<sup>3</sup> gazu (12,5 mld m<sup>3</sup> – kontrakt jamalski, 2 mld m<sup>3</sup> – kontrakt duński, 3 mld m<sup>3</sup> – kontrakt norweski i ok. 1 mld m<sup>3</sup> – import przygraniczny).

A przecież należy pamiętać, że Polska dysponuje również stosunkowo dużymi udokumentowanymi złożami gazu oszacowanymi na ok. 150 mld m<sup>3</sup>, a wyniki ostatnich odkryć na terenie Polski dokonanych przez Apache czy FX Energy wskazują, że zasoby te mogą sięgać 180–200 mld m<sup>3</sup>. Obecnie wydobywamy rocznie ok. 4 mld m<sup>3</sup> gazu ze źródeł krajowych a wydobywanie to może sięgnąć 6–7 mld m<sup>3</sup>.

3) Węgiel zdobywa silniejszą pozycję, „Biuletyn Miesięczny PSE S.A.”, nr 9, 2001 r.

Lansowana koncepcja dywersyfikacji dostaw gazu poprzez podpisanie kontraktów z Danią i Norwegią miała zmniejszyć naszą zależność od gazu rosyjskiego, zwiększając tym samym nasze bezpieczeństwo energetyczne. Nie wydaje się jednak, by to bezpieczeństwo pod koniec lat dziewięćdziesiątych zostało nagle zagrożone. Nic nieoczekiwanego nie zaszło, zwłaszcza, że z ogromnego gazociągu jamalskiego odbieramy tylko 20% gazu, podczas gdy pozostałe 80% gazu tłoczono jest do Niemiec. Trudno jednak przekonać sceptyków wszelkiej maści, iż w hipotetycznej sytuacji wstrzymania dostaw dla Polski – Rosjanie musieliby także wstrzymać dostawy dla całej Europy.

Trzeba stosunkowo dużo złej woli, by sądzić, iż Rosjanie zdecydują się na tego typu restrykcje (w jakich okolicznościach, przeciwko komu, itp.) w sytuacji, gdy eksport syberyjskiego gazu przesądza o stanie gospodarki i budżetu Rosji. Można przypuszczać, iż wstrzymanie dostaw gazu przez Rosjan najpewniej mogłoby mieć miejsce w sytuacji konfliktu globalnego. Ale wtedy ... nie miałyby to już żadnego znaczenia. Natomiast zrealizowany sposób dywersyfikacji, polegający na zawieraniu sztywnych kontraktów długoterminowych rodzi zagrożenie zupełnie innego rodzaju. Przede wszystkim – znacząco ogranicza możliwość tworzenia na wzór krajów Unii Europejskiej rynku gazu w Polsce<sup>4)</sup>. Co więcej, utrudni także proces restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A. a na dziś uniemożliwia odbiorcom uprawnionym skorzystanie z przysługujących im praw w zakresie dostępu stron trzecich do korzystania z usług przesyłowych (zasada TPA).

Obawy o kształt konkurencyjnego rynku gazu w Polsce, w kontekście zobowiązań wynikających z istniejących oraz nowo zawartych sztywnych kontraktów typu „bierz lub płać”, w połączeniu z brakiem możliwości do odsprzedaży zakontraktowanego gazu<sup>5)</sup>, wydają się być w pełni zasadne. Polska bowiem będzie zmuszona do odbioru określonych ilości gazu niezależnie od potrzeb po stałych cenach, często wyższych od aktualnie panujących na rynku wtórnym. To przykład klasycznej sytuacji anty rynekowej, sprokrowanie stanu, który uniemożliwi wprowadzenie rynku. Jak bowiem zrealizować podstawowe cele rynku konkurencyjnego, pole-

4) Na uwagę zasługuje fakt, że Komisja Europejska UE nie określa stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ani też maksymalnych dopuszczalnych dostaw z jednego kierunku od jednego dostawcy. Powoływanie się zatem na te wymagania przez koła rządowe było próbą dezinformowania opinii publicznej. UE przedstawia natomiast całą gamę innych środków ograniczających do minimum ryzyko ograniczenia dostaw lub przerw w dostawach gazu, do których należą: dywersyfikacja dostaw, zapasy gazu w podziemnych zbiornikach magazynowych, dostawy uzupełniające (tzw. back-up), złoża gazowe uruchamiane w sytuacjach kryzysowych (np. złoża holenderskie), odbiorcy dwupaliwowi z przerywanymi dostawami.

5) Przedstawiana umowa z Norwegami jako sukces ma podobno możliwość reeksportu zakontraktowanego gazu, co ma ją odróżniać na korzyść od umowy jamalskiej, choć kontrakt jamalski również nie zakazuje reeksportu, z tym, że nie można tego robić bez zgody Rosjan. Gazu norweskiego nie będziemy mogli jednak odsprzedać ani na Litwę czy Słowację, ze względu na brak możliwości technicznych (byłaby konieczność budowy bardzo kosztownych gazociągów na co PGNiG ze zrozumiałych powodów nie stać), ani na Ukrainę, która boryka się z trudnościami finansowymi i może co ważniejsze z nadwyżkami gazu.



gające na stworzeniu warunków do obniżania cen gazu dla odbiorców oraz wymuszeniu obniżenia kosztów własnych przedsiębiorstw gazowniczych, przesyłowych i dystrybucyjnych? Ta sytuacja żywo przypomina postępowanie energetyków w sektorze elektroenergetycznym, którzy skrupulatnie zadbałi o utrzymanie dotychczasowego monopolu po stronie podaży energii elektrycznej, odsuwając na długie lata możliwości uruchomienia rynku konkurencyjnego.<sup>6)</sup>

Nie podlega też dyskusji, iż długoterminowe kontrakty w gazownictwie skomplikują dodatkowo, i tak niełatwy przecież, proces wewnętrznej restrukturyzacji PGNiG S.A. Dziś mało kto zapewne wyobraża sobie w jaki sposób przenieść np. koszty wynikające z kontraktów długoterminowych z importu na wyodrębnione z PGNiG S.A. spółki dystrybucyjne. Mając to na uwadze wydaje się także konieczne przeanalizowanie i modyfikacja koncepcji restrukturyzacji spółki.

I wreszcie trzeci problem determinowany kontraktami na dostawę gazu. Liberalizacja rynku gazu. Jak wiadomo jest ona nieodłącznie związana z dostępem stron trzecich do sieci przesyłowej. Zgodnie z obowiązującym na dziś Prawem energetycznym (art. 4 ust. 2) możliwość korzystania z usług przesyłowych dotyczy jedynie gazu pochodzącego ze źródeł krajowych. Z chwilą przystąpienia Polski do Unii Europejskiej krajowym systemem przesyłowym można będzie dostarczać także gaz zakupiony za granicą. W chwili obecnej odbiorcy uprawnieni do korzystania z sieci przesyłowej, pobierający ponad 25 mln m<sup>3</sup> gazu rocznie, mają możliwość sprowadzania gazu bezpośrednio od wytwórcy. Podpisane jednak przez PGNiG kontrakty długoterminowe pokryją w nadmiarze potrzeby krajowe przez wiele lat i jest niemal pewne, że monopolista w osobie PGNiG S.A. będzie blokował dostęp odbiorców do korzystania z dowolnie wybranych, tańszych źródeł zaopatrzenia w gaz. W przeciwnym przypadku może to oznaczać jego kłopoty finansowe związane z niemożnością sprzedaży części gazu odebranego w ramach długoterminowych kontraktów podpisanych na warunkach „take or pay”.

Na skutki kontraktów długoterminowych typu „take or pay” należy również spojrzeć przez pryzmat przyszłości krajowego przemysłu wydobywczego. Przeprowadzona dywersyfikacja postawiła niesłusznie krajowy przemysł wydobywczy na drugim planie. Wydaje się to co najmniej dziwne i nieracjonalne. Jak wspomniano wcześniej Polska posiada dość duże własne źródła gazu, które mogą wystarczyć na najbliższe 30 lat. Nadanie priorytetu gazowi z importu nad gazem krajowym zagrozi, po pierwsze – bardzo wysokimi cenami gazu dla odbiorców i wysokimi płatnościami za jego transport, a po drugie – upadkiem krajowego przemysłu wydobywczego. Zacznie odgrywać on rolę przede wszystkim amortyzatora zmieniającego się zapotrzebowania na gaz. Skoro nie ma możliwości by ograniczyć dostawy z importu, bo i tak przyjdzie nam za nie za-

6) Kontyngent energii, zakontraktowany w tzw. KDT (kontraktach długoterminowych), jest tak znaczny, iż niewiele miejsca pozostawia na wolną grę rynkową. W latach 1994–1998 PSE S.A. zawarły z wytwórcami energii elektrycznej kontrakty na dostawę energii i mocy, po z góry określonych cenach. Takimi kontraktami objęto ok. 70% zużywanej w kraju energii elektrycznej.

placić, lepiej (czytaj „taniej” dla strony umowy, tj. PGNiG S.A.) będzie zredukować krajowe zakupy (wydobycie). Wszak nie ma tu żadnej klauzuli „take or pay”! W konsekwencji – spadek obrotów, a także spadek wartości podsektora wydobycia, co w przededniu jego prywatyzacji może okazać się niezwykle niekorzystne oraz wiele innych następstw o społeczno-gospodarczym charakterze.<sup>7)</sup>

W tej sytuacji jedynym rozsądnym rozwiązaniem byłoby renegocjowanie niekorzystnego i mało elastycznego kontraktu długoterminowego z Rosją (przede wszystkim obniżenie ilości odbieranego gazu, objętej klauzulą „take or pay”), oraz wycofanie się z długoterminowych umów z pozostałymi dostawcami w celu osiągnięcia efektu obniżenia cen gazu. Zamiast tych ostatnich – należy dążyć do zawierania bardziej elastycznych kontraktów krótkoterminowych np. futures czy swap na wzór krajów Unii Europejskiej.

Na koniec o nieco innym problemie, o kondycji i samopoczuciu naszego gazowego monopolisty. Idzie o jego kondycję finansową, postrzeganą głównie przez pryzmat zasad cenotwórstwa i poziomu samych cen. Kontekst dywersyfikacji nie jest tu też bez znaczenia.

Do 1999 r. ceny na paliw gazowe były cenami urzędowymi określanymi w taryfie przez Ministerstwo Finansów. Stawki cenowe stosowane w taryfie nie były kalkulowane według kryteriów ekonomicznych, tj. ponoszonych kosztów. PGNiG jako ówczesne przedsiębiorstwo użyteczności publicznej swoje główne zadanie zapewnienia gospodarce zaopatrzenia w gaz realizowało po pierwsze – w oparciu o międzynarodowe umowy handlowe wg cen rynkowych, po drugie – umowy z odbiorcami, w których ceny sprzedaży były cenami urzędowymi. Tak ukształtowane relacje cenowe doprowadziły do nożyc cenowych, gdzie ceny urzędowe nie pozwalały na pokrycie kosztów dostaw gazu. Ponadto znacznie zaniżone ceny gazu, powodowały subsydiowanie gospodarstw domowych przez odbiorców przemysłowych, jak również wymagały stosowania różnych rozwiązań finansowych w rozliczeniach z budżetem. Ukształtowane historycznie ceny stanowiły bazę odniesienia dla cen i stawek opłat określonych w oparciu o nowe uregulowania prawne (ustawę Prawo energetyczne oraz odpowiednie akty wykonawcze), przenosząc jednocześnie szereg skutków poprzednich rozwiązań.

Wprowadzenie w 2000 r. pulapu wzrostu opłat dla poszczególnych odbiorców w warunkach porównywalnej ilości i struktury zużycia gazu jak w 1999 r. do poziomu nie przekraczającego 12,5%, istotnie ograniczyło możliwości szybkiej poprawy sytuacji finansowej PGNiG S.A. Niewątpliwie potrzebny jest spółce długookresowy program wewnętrznej sanacji, w którym dochodzenie do cen ekonomicznie uzasadnionych odegra ważną rolę. Póki co jednak, obserwujemy zupełnie odmienną praktykę. Zarząd spółki, jak się wydaje, dąży wyłącznie do uzyskania zwiększonego strumienia przychodów, będącego rezultatem stosowania wyższych cen. Nie widać jakiś specjalnych zabiegów intensyfikują-

7) W górnictwie naftowym pracuje obecnie ok. 40 tys. osób. Na skutek ograniczenia wydobycia ze złóż krajowych duża część tych ludzi straci pracę powiększając i tak już wysoka stopę bezrobocia w rejonach Polski Południowej.

## Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE

(stan na 30.09.2001 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Podwyżka w %	
Warszawa	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gostyninie Sp. z o.o. – Gostynin	15,90 %	
	Ciepłownia Miejska Sp. z o.o. – Szydłowiec	14,27 %	
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej – Przysucha	9,68 %	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Mławie Sp. z o.o. – Mława	7,71 %	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Sochaczew	9,63 %	
	Elektrociepłownia Radom S.A. – Radom	5,07 %	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Wyszków	7,40 %	
	PB i ESC „EKOKALORIA – ENERGETYKA I” Sp. z o.o. – Lipsko	5,40 %	
	Zakład Gospodarki Komunalnej (Miasto i Gmina Kozienice) – Kozienice	2,88 %	
	GEOTERMIA MAZOWIECKA S.A. – Żyrardów	23,61 %	
	Zakład Usług Technicznych Energetyki Ciepłej ZUTEC Sp. z o.o. – Radom	3,99 %	
	FOMAR – ENERGETYKA S.A. – Marki	11,76 %	
	Przedsiębiorstwo Ciepłowniczo–Usługowe Piaseczno Sp. z o.o. – Piaseczno	8,15 %	
	Huta Szkła CZECHY S.A. – Trąbki	5,54 %	
	Dalkia Termika S.A. (Ciechocinek) – Warszawa	12,16 %	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Pultusk	3,60 %	
	Dalkia Termika S.A. (Zakopane) – Warszawa	1,64 %	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „Legionowo” Sp. z o.o. – Legionowo	11,85 %	
	„Tomic” S.A. – Żuromin	-0,99 %	
	Ciepłownia Sierpc Sp. z o.o. – Sierpc	7,74 %	
	Szczecin	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Gryfino	6,94 %
		Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Szczecin	9,80 %
		Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S. A. – Police	6,97 %
		Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Dębno Lubuskie	8,03 %
		Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Karlino	11,88 %
ENERGETYKA CIEPLNA Sp. z o.o. – Połczyn Zdrój		-4,65 %	
Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Darłowo		48,80 %	
Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Koszalin		7,20 %	
KB – GAZ Technologia i Energia Sp. z o.o. – Szczecin		-11,72 %	
Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A. – Nowe Czarnowo		8,29 %	
P.P.U. EKO – WARK Sp. z o.o. – Szczecin		8,98 %	
Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Sławno		10,82 %	
Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Świdwin		23,05 %	
Miejska Energetyka Ciepła – Jednoosobowa Sp. Gminy Miejskiej w Kołobrzegu Sp. z o.o. – Kołobrzeg		7,51 %	
GEOTERMIA PYRZYCE Sp. z o.o. – Pyrzyce		4,57 %	
Zakład Techniki i Inżynierii Komunalnej „ENERGOTECH – 2” Sp. z o.o. – Świnoujście		25,87 %	
Miejskie Zakłady Komunalne Sp. z o.o. – Kostrzyn n/Odrą		6,05 %	
ENTER Sp. z o.o. – Gorzów Wielkopolski		6,27 %	
Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Skwierzyna		10,10 %	
Elektrociepłownia Gorzów S.A. – Gorzów Wielkopolski		8,59 %	
Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Słubice		14,44 %	
Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Świebodzin		14,30 %	
Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Zielona Góra		11,64 %	
Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Lubsko		20,80 %	
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Strzelce Krajeńskie		0,88 %	
DONGWON ZS POLSKA Sp. z o.o. – Koźuchów		39,76 %	

<b>Gdańsk</b>	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Gorzów Wielkopolski	5,16 %	
	Zakład Energetyki Ciepłej (Gmina Miastko) – Miastko	5,60 %	
	Zakłady Porcelany Stołowej LUBIANA S.A. – Lubiana	17,85 %	
	Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. – Człuchów	7,41 %	
	Stocznia Marynarki Wojennej – Gdynia	36,70 %	
	Zakład Energetyki Ciepłej (Gmina i Miasto Kępice) – Kępice	6,00 %	
	P.P.P.iH. DALMOR S.A. Gdynia – Gdynia <sup>1)</sup>	190,63 %	
	GIGATERM INVESTMENT Sp. z o.o. – Gdynia	21,33 %	
	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Chojnice	8,94 %	
	Wspólne Przedsiębiorstwo „PROMEX” S.C. – Pruszcz Gdański	3,93 %	
	Stocznia Gdynia S.A. – Gdynia	7,20 %	
	Okręgowe Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Gdynia	5,66 %	
	International Paper – Kwidzyn S.A. – Kwidzyn	9,24 %	
	Przedsiębiorstwo Usług Energetycznych i Komunalnych UNIKOM Sp. z o.o. – Gdańsk	6,90 %	
	Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Słupsk	4,07 %	
	TABEX Sp. z o.o. – Olecko	9,14 %	
	Wodociągowo – Ciepłownicza Sp. z o.o. „COWIK” – Bartoszyce	-2,01 %	
	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. (Miasto Miłakowo) – Miłakowo	5,97 %	
	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej (Miasto Mikołajki) – Mikołajki	1,74 %	
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Morąg	26,63 %	
	Elbląskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Elbląg	12,29 %	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej TERMEX Sp. z o.o. – Szczytno	10,35 %	
	Ciepłownia Osiedlowa Sp. z o.o. – Orzysz	16,09 %	
	P.P.U. „TERMO – TECHNIKA” Sp. z o.o. – Olsztyn	9,75 %	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Olecko	38,22 %	
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa (Gdynia) – Warszawa	8,89 %	
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa (Słupsk) – Warszawa	1,75 %	
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa (Giżycko) – Warszawa	8,67 %	
	<b>Poznań</b>	Samodzielny Publiczny Zakład Opieki Zdrowotnej – Lipno	-6,50 %
		P.P.U. WODBAR Sp. z o.o. – Barcin	8,10 %
		Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. – Tuchola	9,50 %
		Elektrociepłownia ENERGOTOR TORUŃ S.A. – Toruń	8,36 %
		Okręgowe Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Grudziądz Sp. z o.o. – Grudziądz	7,00 %
Przedsiębiorstwo Przemysłu Betonów we Włocławku – Włocławek		7,65 %	
Zakład Energetyki Ciepłej „ZEC” Sp. z o.o. – Żnin		7,70 %	
Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Włocławek		8,30 %	
Miejski Zakład Energetyki Ciepłej, Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o. – Wąbrzeźno		12,85 %	
Zakłady Naprawcze Taboru Kolejowego PATEREK S.A. – Paterek		11,78 %	
Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej EMPEGIEK Sp. z o.o. – Radziejów		-2,33 %	
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Golub-Dobrzyń		12,52 %	
ELANA S.A. – Toruń		20,98 %	
BRUN – POL Pomorze – Kujawy Sp. z o.o. – Toruń		22,80 %	
Zakład Obsługi Komunalnej Miasta Lipna – Lipno		10,85 %	
KAROR Spółka Jawna Mirosław Szubartowski, Elżbieta Gehrke-Szubartowska – Bydgoszcz		2,90 %	
Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Janikowo		0,97 %	
Kotłownia IZOPOL – Zakład Gospodarki Ciepłej i Wodnej Sp. z o.o. – Trzemeszno		15,06 %	
Wojskowa Agencja Mieszkaniowa (Biedrusko) – Warszawa		9,46 %	



<b>Poznań</b>	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa (Ostrów) – Warszawa	5,60 %
	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Piła	6,93 %
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Krotoszyn	8,30 %
	Ostrowski Zakład Ciepłowniczy S.A. – Ostrów Wielkopolski	6,80 %
	Zakład Gospodarki Komunalnej (Miasto i Gmina Szamotuły) – Szamotuły	14,87 %
	Międzychodzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Międzychód	11,43 %
	Elektrociepłownia WAGON Sp. z o.o. – Ostrów Wielkopolski	38,60 %
	Kopalnia Soli KŁODAWA – Kłodawa	7,30 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Jarocin	8,70 %
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Ostrzeszów	13,44 %
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Leszno	7,19 %
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Złotów	12,66 %
	„MAKRAN” Sp. z o.o. – Poznań	12,47 %
	GEOTERMIA – CZARNKÓW Sp. z o.o. – Czarnków	8,43 %
	<b>Lublin</b>	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Radzyń Podlaski
Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Chełm		11,80 %
Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Tomaszów Lubelski		4,41 %
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Biała Podlaska		16,62 %
Zakład Utrzymania Ruchu Sp. z o.o. – Świdnik		8,61 %
LUBREM Spółka Jawna K. Dębski, J. Klepacka – Lublin		4,89 %
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „PEC” – Świdnik		20,09 %
KOBO Sp. z o.o. – Puchaczów – Bogdanka		21,00 %
BLACK RED WHITE – Łukowa		- 1,15 %
SCO – PAK Sp. z o.o. – Chełm		12,99 %
CUKROWNIA GARBÓW S.A. – Garbów		2,57 %
Krasnystawska Spółdzielnia Mieszkaniowa – Krasnystaw		10,57 %
Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Międzyrzec Podlaski		8,52 %
Przedsiębiorstwo Budownictwa Przemysłowego PUŁAWY S.A. – Puławy <sup>2)</sup>		-
Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Poniatowa		6,97 %
Elektrociepłownia FLT Sp. z o.o. – Kraśnik <sup>2)</sup>		-
INSTALCEM Sp. z o.o. – Chełm		0,25 %
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Hajnówka		11,12 %
Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Białystok		11,55 %
Wojskowa Agencja Mieszkaniowa (Białystok) – Warszawa		- 9,04 %
Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. – Siemiatycze		13,40 %
Przedsiębiorstwo Komunalne (Gmina Czarna Białostocka) – Czarna Białostocka		13,22 %
Zakład Energetyki Ciepłej (Gmina Łapy)	17,71 %	
<b>Łódź</b>	DAMIS – Centrum Bogdan Tomaszewski – Łódź	10,28 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Brzeziny	11,29 %
	Zakład Energetyki Ciepłej w Opcznie Sp. z o.o. – Opczno	23,14 %
	Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Wieluń	16,03 %
	Zespół Opieki Zdrowotnej – Łęczycza	19,22 %
	Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Skierniewice	3,15 %
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Radomsko	8,79 %
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Rawa Mazowiecka	10,26 %
	POLFA S.A. – Kutno	40,62 %
	Elektrociepłownia Zduńska Wola Sp. z o.o. – Zduńska Wola	4,77 %
	Przedsiębiorstwo Usług Komunalnych Sp. z o.o. – Poddębice	19,45 %
	PGKiM Sp. z o.o. – Aleksandrów Łódzki	3,22 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej BUGAJ Sp. z o.o. – Starachowice	23,00 %
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Staszów	4,94 %

<b>Wrocław</b>	Energetyka Ciepna Miasta Skarżysko Kamienna – Skarżysko Kamienna	11,54 %	
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa (Kielce) – Warszawa	38,25 %	
	Zakład Wodociągów, Kanalizacji i Energetyki Ciepłej (Miasto i Gmina Chmielnik) – Chmielnik	17,58 %	
	Elektrownia Turów S.A. – Bogatynia	- 0,13 %	
	Miejski Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina i Miasto Żmigród) – Żmigród	22,60 %	
	Elektrociepłownia VICTORIA Sp. z o.o. – Wałbrzych	7,44 %	
	Zespół Elektrociepłowni Wrocław S.A. – Wrocław	4,25 %	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. – Wałbrzych	9,17 %	
	ENERGETYKA Sp. z o.o. – Lubin	7,23 %	
	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej w Świdnicy Sp. z o.o. – Świdnica	8,28 %	
	Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Legnicy S.A. – Legnica	7,63 %	
	Przedsiębiorstwo Wodociągów, Kanalizacji i Ciepłownictwa w Przemkowie Sp. z o.o. – Przemków	16,70 %	
	Dozamel Sp. z o.o. – Wrocław	10,41 %	
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej TERMAL S.A. – Lubin	7,51 %	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Zawidów	- 9,33 %	
	Przedsiębiorstwo Usług Techniczno-Socjalnych Jelcz Laskowice	14,68 %	
	ZPB BIELBAW S.A. – Bielawa	7,48 %	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. – Bogatynia	9,80 %	
	Energetyka Ciepna Opolszczyzny S.A. – Opole	8,75 %	
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Namysłów	6,94 %	
	ELKOM Sp. z o.o. – Dobrzeń Wielki	- 1,89 %	
	ENMA Sp. z o.o. – Ozimek	9,89 %	
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Ozimek	0,58 %	
	VISTEON Poland S.A. – Praszka	10,62 %	
	Zakłady Papiernicze S.A. – Krapkowice	7,00 %	
	Zakłady Azotowe Kędzierzyn Koźle S.A. – Kędzierzyn Koźle	0,60 %	
	Zakład Energetyki Ciepłej Prudnik Sp. z o.o. – Lubrza	10,20 %	
	Zakład Gospodarki Komunalnej ZAW-KOM Sp. z o.o. – Zawadzkie	6,54 %	
	Kombinat Rolny Kietrz Sp. z o.o. – Kietrz	- 0,26 %	
	<b>Katowice</b>	P.P.H.U. KOPEK Sp. z o.o. – Mysłowice	1,74 %
		MIFAMA S.A. – Mikołów	8,85 %
		Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Tychy	12,21 %
		Zespół Elektrociepłowni Bielsko – Biała S.A. – Bielsko-Biała	- 1,58 %
		Elektrociepłownia Zabrze S.A. – Zabrze	3,96 %
TECHBUD P.P.H.U. S.C. Andrzej Świtała, Kazimierz Żak – Żory		- 9,78 %	
P.P.H.U. ENERGOMER Sp. z o.o. – Jaworzno		0,00 %	
Korporacja Budowlana FADOM S.A. – Żory		7,52 %	
Spółdzielnia Mieszkaniowa w Piekarach Śląskich – Piekary Śląskie		- 16,48 %	
Zakład Energetyczny Częstochowa S.A. – Częstochowa		5,66 %	
Zakład Inżynierii Miejskiej Sp. z o.o. – Mikołów		4,48 %	
WOJZEC Sp. z o.o. – Wojkowiec		6,11 %	
Elektrociepłownia Tychy S.A. – Tychy		- 1,89 %	
Miejski Zakład Energetyki Ciepłej EKOTERM Sp. z o.o. – Żywiec		11,10 %	
P.P.U.H. KOMECH Sp. z o.o. – Sosnowiec		13,43 %	
HUTA CEDLER S.A. – Sosnowiec		2,11 %	
Ciepłownia Rydułtowy Sp. z o.o. – Rydułtowy		6,93 %	
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Gliwice Sp. z o.o. – Gliwice		4,70 %	
Huta Buczek S.A. – Sosnowiec		- 42,00 %	
Spółka Energetyczna Jastrzębie S.A. – Jastrzębie Zdrój		9,02 %	
Zakłady Koksownicze PRZYJAŻŃ – Dąbrowa Górnicza	- 34,00 %		

	MEGAWAT Sp. z o.o. – Czerwionka – Leszczyny	5,20 %
	Zabrzeńskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Zabrze	15,99 %
	Spółka Ciepłowniczo–Energetyczna Jaworzno III Sp. z o.o. – Jaworzno	25,33 %
	ELEKTROCIĘPŁOWNIA MARCEL Sp. z o.o. – Radlin	4,50 %
	Przędzalnia Zawiercie S.A. – Zawiercie	6,90 %
	Zespół Ciepłowni Przemysłowych CARBO – ENERGIA Sp. z o.o. – Ruda Śląska	5,82 %
	P.P.U.H. ENERGOMEDIA Sp. z o.o. – Zawiercie	26,23 %
	Huta Ferrum S.A. – Katowice	6,37 %
	Przedsiębiorstwo Inżynierii Miejskiej Sp. z o.o. – Czechowice–Dziedzice	6,98 %
<b>Kraków</b>	Andropol – Elektrociepłownia Sp. z o.o. – Andrychów	20,14 %
	Zakłady Azotowe Tarnów–Mościce S.A. – Tarnów	23,27 %
	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej (Gmina Słomniki) – Słomniki	19,20 %
	SOC – AL. Sp. z o.o. – Alwernia	13,37 %
	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Gorlice	20,60 %
	ALUTECH Sp. z o.o. – Kęty	11,11 %
	EKOPLUS Sp. z o.o. – Kraków <sup>2)</sup>	–
	Elektrociepłownia Gorlice Sp. z o.o. – Gorlice	9,23 %
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa (Kraków) – Warszawa	12,35 %
	Elektrociepłownia Kraków S.A. – Kraków	2,91 %
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. – Kraków	3,95 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Chrzanów	17,70 %
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Nowy Sącz	2,40 %
	P.P.U. KZGM Sp. z o.o. – Proszowice	– 1,51 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej TERMOWAD Sp. z o.o. – Wadowice	11,65 %
	Elektrownia Skawina S.A. – Skawina	13,52 %
	KRAKGUM Sp. z o.o. – Dobczyce	5,09 %
	Firma Chemiczna DWORY S.A. – Oświęcim	12,82 %
	Elektrociepłownia Sp. z o.o. – Wolbrom	8,38 %
	ZTS GAMRAT S.A. – Jasło	3,95 %
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Przemysłu Sp. z o.o. – Przemysł	0,54 %
	Wytwórnia Filtrów PZL–Sędziszów – Sędziszów Młp.	7,38 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Tarnobrzeg	22,70 %
	Kopalnie i Zakłady Przetwórcze Siarki SIARKOPOL – Tarnobrzeg	12,40 %
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa (Rzeszów) – Warszawa	– 5,41 %
	Elektrociepłownia EC – WSK Sp. z o.o. – Rzeszów	6,94 %
	Elektrownia Stalowa Wola S.A. – Stalowa Wola	1,24 %
	Zakł. Energet. i Ochrony Środ. ENERGOEKO Sp. z o.o. – Pustków	5,80 %
	Elektrociepłownia Rzeszów S.A. – Rzeszów	9,82 %
	Miejski Zakład Komunalny Sp. z o.o. – Leżajsk	12,12 %
	HSW – Zakład Energetyczny Sp. z o.o. – Stalowa Wola	27,39 %

<sup>1)</sup> Wzrost stawek opłat w wysokości 190,63 % dotyczy usług związanych z przesyłaniem i dystrybucją ciepła świadczonych wyłącznie odbiorcom przemysłowym, prowadzącym działalność gospodarczą na terenie portu rybackiego w Gdyni i terenach przyległych. Na wysokość stawek opłat wpłynął fakt ograniczenia ich wysokości w pierwszej taryfie do dopuszczalnego wówczas 15 % poziomu ich wzrostu, w porównaniu do cen i stawek opłat ostatnio stosowanych. Ponadto na zatwierdzony wzrost stawek opłat znaczący wpływ miały koszty amortyzacji oraz ujemny wynik finansowy poniesiony na działalności związanej z zaopatrzeniem w ciepło. Mimo tak znaczącego wzrostu stawek opłat za usługi przesyłowe, ostateczny, średni wzrost opłat dla odbiorców, po uwzględnieniu taryfy wytwórcy oraz dystrybutora, od których „P.P.P.iH. Dalmor” zakupuje ciepło, kształtuje się na poziomie 19,8 %.

<sup>2)</sup> Nowo powstałe przedsiębiorstwo energetyczne.



**Odmowy zatwierdzenia taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE**  
(stan na 30.09.2001 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Data odmowy
<b>Warszawa</b>	Zakład Usług Komunalnych (Miasto i Gmina Warka) – Warka	27.09.2001 r.
<b>Szczecin</b>	SIM S.A. – Zielona Góra	24.07.2001 r.
<b>Gdańsk</b>	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Lębork Wojskowa Agencja Mieszkaniowa (Gdańsk) – Warszawa	26.07.2001 r. 31.07.2001 r.
<b>Poznań</b>	„MAKRAN” Sp. z o.o. – Poznań Energooptim Bartkowiak, Cichy, Trawiński Spółka Jawna – Poznań	04.07.2001 r. 27.09.2001 r.
<b>Wrocław</b>	Dolnośląski Zakład Termoenergetyczny S.A. – Wałbrzych Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Wrocław S.A. – Wrocław POL – MIEDŹ TRANS Sp. z o.o. – Lubin	03.08.2001 r. 13.09.2001 r. 14.09.2001 r.
<b>Katowice</b>	Elektrociepłownia Zabrze S.A. – Zabrze Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Katowice	11.07.2001 r. 21.09.2001 r.

Zatwierdzone taryfy dla ciepła publikowane są  
w Wojewódzkich Dziennikach Urzędowych, właściwych dla obszaru  
działania przedsiębiorstwa energetycznego.

Taryfy dla energii elektrycznej i paliw gazowych publikowane są  
w „Biuletynie Branżowym Urzędu Regulacji Energetyki – Energia elektryczna”  
i „Biuletynie Branżowym Urzędu Regulacji Energetyki – Paliwa gazowe”,  
a także zamieszczane są na stronie internetowej URE:  
[www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl)

**Zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej**  
(stan na 15.10.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakład Utrzymania Ruchu Sp. z o.o.	24.08.2001 r.
2	Zakłady Chemiczne „Organika – Azot” S.A.	28.08.2001 r.
3	Elektrociepłownia „KRAKÓW” S.A.	28.08.2001 r.
4	Instytut Problemów Jądrowych im. Andrzeja Sołtana	31.08.2001 r.
5	„Andropól – Elektrociepłownia” Sp. z o.o.	31.08.2001 r.
6	„PKP Energetyka” Sp. z o.o.	31.08.2001 r.
7	Zespół Zbiorników Wodnych Czorsztyn – Niedzica – Sromowce Wyżne S.A.	3.09.2001 r.
8	Fenice Poland Sp. z o.o.	3.09.2001 r.
9	Nadwiślańska Spółka Węglowa S.A.	3.09.2001 r.
10	Przedsiębiorstwo Energetyczne „MEGAWAT” Sp. z o.o.	5.09.2001 r.
11	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	5.09.2001 r.
12	Energetyka Boruta Sp. z o.o.	11.09.2001 r.
13	Elektrownia „Stalowa Wola” S.A.	11.09.2001 r.
14	KOSTRZYN PAPER S.A.	11.09.2001 r.
15	Wojkowicki Zakład Energetyczny „WOJZEC” Sp. z o.o.	14.09.2001 r.
16	Zespół Ciepłowni Przemysłowych „Carbo-Energia” Sp. z o.o.	20.09.2001 r.
17	„Elektrociepłownia Marcel” Sp. z o.o.	20.09.2001 r.
18	Zakład Energetyki – Blachownia Sp. z o.o.	20.09.2001 r.
19	NSK – ISKRA S.A.	9.10.2001 r.
20	Zakład Czynników Energetycznych Sp. z o.o.	9.10.2001 r.
21	Zakłady Aparatury Chemicznej „APC – Metalchem” S.A.	9.10.2001 r.
22	Zakład Ergoelektryczny ENERGO-STIL Sp. z o.o.	9.10.2001 r.
23	Pabianickie Zakłady Przemysłu Bawełnianego Pamotox S.A.	15.10.2001 r.

**Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla energii elektrycznej**  
(stan na 15.10.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakład Energetyczny Bydgoszcz S.A.	11.09.2001 r.
2	Energetyka Poznańska S.A.	11.09.2001 r.

**Odmowy zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej**  
(stan na 15.10.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.	4.10.2001 r.
2	Przedsiębiorstwo Energetyczne Metsa Tissue	15.10.2001 r.

**Odmowy zatwierdzenia zmiany taryfy dla energii elektrycznej**  
(stan na 15.10.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakład Energetyczny Toruń S.A.	3.09.2001 r.
2	Energetyka Kaliska S.A.	3.09.2001 r.
3	ENERGA Gdańska Kompania Energetyczna S.A.	3.09.2001 r.
4	Zakład Energetyczny Płock S.A.	3.09.2001 r.
5	Zakład Energetyczny Tarnów S.A.	3.09.2001 r.
6	Zakład Energetyczny Koszalin S.A.	3.09.2001 r.
7	Zakład Energetyczny S.A. w Olsztynie	3.09.2001 r.
8	Elbląskie Zakłady Energetyczne S.A.	3.09.2001 r.
9	Zakład Energetyczny Białystok S.A.	5.09.2001 r.
10	Zakład Energetyczny Kraków S.A.	5.09.2001 r.
11	Zakład Energetyczny Jelenia Góra S.A.	5.09.2001 r.
12	Zakład Energetyczny Słupsk S.A.	5.09.2001 r.
13	Zakład Energetyczny Łódź-Teren S.A.	5.09.2001 r.
14	STOEN S.A.	5.09.2001 r.
15	Zakład Energetyczny Gorzów S.A.	5.09.2001 r.
16	Zamojska Korporacja Energetyczna S.A.	5.09.2001 r.
17	Zakład Energetyczny Wałbrzych S.A.	5.09.2001 r.
18	Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny S.A.	5.09.2001 r.
19	Rzeszowski Zakład Energetyczny S.A.	5.09.2001 r.
20	Energetyka Szczecińska S.A.	5.09.2001 r.
21	Beskidzka Energetyka S.A.	5.09.2001 r.
22	Zakład Energetyczny Warszawa-Teren S.A.	5.09.2001 r.
23	Zakład Energetyczny Częstochowa S.A.	5.09.2001 r.
24	Zakład Energetyczny Opole S.A.	5.09.2001 r.
25	Zakład Energetyczny Bydgoszcz S.A.	11.09.2001 r.
26	Energetyka Poznańska S.A.	11.09.2001 r.
27	Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko – Kieleckiego S.A.	11.09.2001 r.
28	Zakład Energetyczny Wrocław S.A.	14.09.2001 r.
29	Zielonogórskie Zakłady Energetyczne S.A.	9.10.2001 r.

**Ustalenie okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych X**  
**w taryfie dla energii elektrycznej**  
(stan na 15.10.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakład Utrzymania Ruchu Sp. z o.o.	24.08.2001 r.
2	Zakłady Chemiczne „Organika – Azot” S.A.	28.08.2001 r.
3	Instytut Problemów Jądrowych im. Andrzeja Sołtana	31.08.2001 r.
4	„Andropol – Elektrociepłownia” Sp. z o.o.	31.08.2001 r.
5	Zespół Zbiorników Wodnych Czorsztyn – Niedzica – Sromowce Wyżne S.A.	3.09.2001 r.
6	Fenice Poland Sp. z o.o.	3.09.2001 r.
7	Nadwiślańska Spółka Węglowa S.A.	3.09.2001 r.
8	Energetyka Boruta Sp. z o.o.	11.09.2001 r.
9	KOSTRZYN PAPER S.A.	11.09.2001 r.
10	Wojkowicki Zakład Energetyczny „WOJZEC” Sp. z o.o.	14.09.2001 r.
11	Zakład Energetyki – Blachownia Sp. z o.o.	20.09.2001 r.
12	NSK – ISKRA S.A.	9.10.2001 r.
13	Zakład Czynników Energetycznych Sp. z o.o.	9.10.2001 r.
14	Zakłady Aparatury Chemicznej „APC – Metalchem” S.A.	9.10.2001 r.
15	Zakład Energoelektryczny ENERGO-STIL Sp. z o.o.	9.10.2001 r.



**Zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych**  
(stan na 15.10.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	KB-Gaz Technologia i Energia Sp. z o.o.	24.08.2001 r.
2	Kopalnie i Zakłady Przetwórcze Siarki „SIARKOPOL”	28.08.2001 r.
3	FENICE Poland Sp. z o.o.	17.09.2001 r.
4	Huta „Andrzej” S.A.	15.10.2001 r.

**Odmowa zatwierdzenia taryfy dla paliw gazowych**  
(stan na 15.10.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.	15.10.2001 r.

**Ustalenie okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych X**  
**w taryfie dla paliw gazowych**  
(stan na 15.10.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	KB-Gaz Technologia i Energia Sp. z o.o.	24.08.2001 r.
2	Kopalnie i Zakłady Przetwórcze Siarki „SIARKOPOL”	28.08.2001 r.
3	FENICE Poland Sp. z o.o.	17.09.2001 r.
4	Huta „Andrzej” S.A.	15.10.2001 r.

**WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE Z URZĘDU**  
(stan na 12.10.2001 r.)

**Wee – wytwarzanie energii elektrycznej**

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Cukrownia „Góra Śląska” S.A.	56-200 Góra, ul. Dworcowa 36
2	Cukrownia „Krasnystaw” S.A.	22-302 Siennica Nadolna
3	Cukrownia „CHELMŻA” S.A.	87-140 Chelmża, ul. Bydgoska 4
4	„STOMIL-OLSZTYN” S.A.	10-454 Olsztyn, ul. Leonharda 9
5	Cukrownia „Głogów” S.A.	67-200 Głogów, ul. Rudnowska 75
6	Cukrownia „Strzyżów” S.A.	22-525 Strzyżów, ul. Herbowa 3
7	Cukrownia „Lublin” S.A.	20-950 Lublin, ul. Krochmalna 13
8	Cukrownia „Wrocław” S.A.	50-961 Wrocław, ul. Poprzeczna 37
9	Cukrownia i Rafineria „Witaszyce” S.A.	63-230 Witaszyce, ul. Kolejowa 19
10	Cukrownia „Werbkowice” w Werbkowicach S.A.	22-550 Werbkowice, ul. Przemysłowa 2
11	Cukrownia „Środa” Sp. z o.o.	63-000 Środa Wielkopolska, ul. Niedziałkowskiego 27
12	Cukrownia „Kruszwica” S.A.	88-150 Kruszwica, ul. Niepodległości 38/40
13	Cukrownia „Opalenica” S.A.	64-330 Opalenica, ul. 5-go Stycznia 9
14	Cukrownia „Gniezno” S.A.	62-200 Gniezno, ul. Wrzesińska 28
15	Cukrownia „Miejska Górka” S.A.	56-200 Miejska Górka, ul. Raclawicka 44
16	Cukrownia „Zduny” S.A.	63-760 Zduny, ul. 1-go Maja 3
17	Cukrownia „Dobrzelin” S.A.	99-319 Dobrzelin
18	Cukrownia „Malbork” S.A.	82-300 Malbork, skr. poczt. 3, ul. Reymonta 16/17

## Opc – obrót paliwami ciekłymi

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	„ABI” Sp. z o.o.	80-121 Gdańsk, ul. Łostowicka 4
2	Spółdzielnia Pracy „PEZETGES”	99-100 Łęczycza, ul. Przedrynek 8
3	Tadeusz Niedziela – Stacja Paliw „Galon”	05-850 Ożarów Mazowiecki, ul. Poznańska 42
4	„MEDAX” Sp. z o.o.	95-080 Tuszynek Majoracki, ul. Królewska 47
5	Gminna Spółdzielnia „Samopomoc Chłopska”	16-140 Korycin, ul. Grodzieńska 36
6	Konrad Lachowski – Bar i Stacja Paliw „LAKO”	39-400 Tarnobrzeg, ul. Warszawska BN
7	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „PALIMAX” Sp. z o.o.	09-100 Płońsk, ul. Spółdzielcza 2 a
8	Zygmunt Filipek – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „AUTOKOMPLEKS”	24-170 Kurów, ul. Lubelska 73
9	Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „IPO” Grzegorz Podrażka, Waldemar Ignaczak Spółka Jawna	99-400 Łowicz, ul. Poznańska 112
10	W. S. HALMAR – Pupacz Kowalski Spółka Jawna	02-220 Warszawa, ul. Łopuszańska 22
11	Przedsiębiorstwo Handlowo–Turystyczne „MAJA” Stacja Paliw Irena i Jan Kucharz Spółka Jawna	72-346 Pobierowo, ul. Wojska Polskiego 44
12	Transportowa Spółdzielnia Pracy AUTOTRANSPORT	31-422 Kraków, ul. Powstańców 1
13	„UNIPAL” Spółka Jawna Henryk Ostrowski, Waldemar Błaszczak, Tadeusz Mazur	22-400 Zamość, ul. Lubelska 40
14	„GWIAZDA” Józef Gwiazda, Grzegorz Gwiazda Spółka Jawna	09-150 Czerwińsk, Chociszewo 41 B
15	Tadeusz Ptasirski – Przedsiębiorstwo Produkcyjno–Handlowo–Usługowe „AGIS”	01-937 Warszawa, ul. Akcent 7/1
16	Jerzy Wołynko – Stacja Paliw	07-100 Węgrów, ul. Mickiewicza 19 A/14
17	Ryszarda Strzelec – Wielobranżowe Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowo–Produkcyjne Ryszarda Strzelec	63-100 Śrem, ul. Nowowiejskiego 3
18	Zofia Gibowska – Przedsiębiorstwo Produkcyjno–Handlowo–Usługowe „ZOLNAFT”	99-200 Poddębice, Borysew 27
19	Stacja Paliw Kucińscy Spółka Jawna	95-015 Głowno, Ziewanice 9
20	ARGO S.A.	62-510 Konin, ul. Pionierów 26 b
21	Barbara Szczęsna – Stacja Paliw–Transport Barbara Szczęsna	83-250 Skarszewy, ul. Kościarska 7
22	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej	05-825 Grodzisk Mazowiecki, ul. Chelmońskiego 33
23	Przedsiębiorstwo Handlowo–Produkcyjno–Usługowe „AGROVOL” Sp. z o.o.	66-100 Sulechów, ul. Kruszyna 11

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE NA WNIOSEK (stan na 12.10.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	Jerzy Szerszenowicz – Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „EKO-TECHNIK”	11-500 Giżycko, ul. Królowej Jadwigi 5/11	Opc
2	„AUTO – BENZ” Stacja Paliw St. Z. Giziński, B. Kaczyńska Spółka Jawna	07-400 Ostrołęka, ul. Goworowska 60	Opc
3	Alicja Buchcik – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „EKO – AGB”	44-230 Czerwionka-Leszczyny, ul. Szyb Zachodni 8	Opc
4	Henryk Tokarski, Marian Tokarski – Firma „T i T” S.C.	21-044 Trawniki, Pelczyn 182 A	Opc
5	Edward Matuszewski – Zakład Handlu Produktami Naftowymi „WDM” S.C.	66-300 Międzyrzecz, ul. Fabryczna 2	Opc
6	„Przedsiębiorstwo Wielobranżowe DZT BUILDING” Sp. z o.o.	58-160 Świebodzice, ul. Piłsudskiego 8	Wcc
7	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	80-556 Gdańsk, ul. Wielopole 7	Wcc, Pcc
8	„IDEA 98” Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Zygmunta Starego 9	Wcc, Pcc
9	Tadeusz Łazarewicz – Firma Handlowo-Usługowa Export-Import	42-200 Częstochowa, ul. Piłsudskiego 17	Opc
10	STAG Spółka Jawna Staniak, Staniak, Gwóźdź	43-200 Pszczyna, ul. Bielska 50	Opc
11	„RUBONAF” Sp. z o.o.	78-100 Kołobrzeg, ul. Wylotowa 78	Mpc, Opc
12	Kazimierz Lech – STO JEZIOR	21-010 Łęczna, Al. Jana Pawła II 93	Opc
13	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Marek i Ryszard Zenker Spółka Jawna	68-130 Gozdnicza, ul. Wojska Polskiego 10	Opc
14	EXPRESS – PLUS Sp. z o.o.	32-020 Wieliczka, ul. Narutowicza 5	Opc
15	Jan Knap – „IMAK” Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe	26-600 Radom, ul. Łokietka 18/10	Opc
16	„FERPOL” Sp. z o.o.	03-414 Warszawa, ul. Wileńska 14	Opc
17	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej Sp. z o.o.	73-110 Stargard Szczeciński, ul. Gdańska 1	Opc
18	„BALTIC SECURITY SERVICE” Sp. z o.o.	16-150 Darłowo, ul. Portowa 2	Opc
19	Przedsiębiorstwo Remontowo-Budowlano-Usługowe „REMBUD” Sp. z o.o.	33-101 Tarnów, Kępa Bogumiłowicka 105	Opc
20	Transbud Nowa Huta S.A.	30-969 Kraków, ul. Ujastek 11	Opc
21	Przedsiębiorstwo Robót Zmechanizowanych „BUDOSTAL-8” S.A.	30-716 Kraków, ul. Przewóz 34	Opc
22	„ROLMEX” S.A.	02-511 Warszawa, ul. Belgijska 11	Opc
23	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „AMAR-OIL”	26-803 Promna, Fałęcice 80	Opc
24	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „MARES” Marek Smoliński, Ryszard Piotrowski – Spółka Jawna	87-800 Włocławek, ul. Zielna 47	Mpc
25	Andrzej Skwiercz – Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „SKWIERCZ-INSTAL”	84-123 Polchowo, ul. Św. Agaty 32 a	Wcc
26	Przedsiębiorstwo „Instal” S.A.	80-298 Gdańsk, ul. Budowlanych 19	Wcc, Pcc
27	Rafineria Gdańska S.A.	80-718 Gdańsk, ul. Elbląska 135	Pee, Oee
28	„OKTAN” Sp. z o.o.	46-020 Czarnowąsy, Krzanowice, ul. Armii Ludowej 51	Opc
29	Adam Gostyński – „ADWA” Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe	92-704 Łódź, ul. Trzykrotki 14	Opc
30	Jan Matejewicz – Stacja Paliw „CETAN”	59-724 Osiecznica, ul. Lubańska 14	Opc
31	„TRANSODA” Sp. z o.o.	88-101 Inowrocław, ul. Fabryczna 4	Opc
32	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „PALIMAX” Sp. z o.o.	09-100 Płońsk, ul. Spółdzielcza 2a	Opc
33	„LOTOS MAZURY” Sp. z o.o.	15-399 Białystok, ul. Handlowa 6	Opc



## KONCESJE

34	Beata Szkulimowska – IMPORT–EKSPORT Beata Szkulimowska	00–688 Warszawa, ul. E. Plater 25/6a	Opc
35	„JKT” Sp. z o.o.	00–561 Warszawa, ul. Mokotowska 24/B	Opc
36	Węglowe Zakłady Przetwórcze S.A.	40–013 Katowice, ul. Stanisława 9	Opc
37	„WIMEX–IMPORT–EXPORT” Sp. z o.o.	47–300 Krapkowice, ul. Prudnicka 14	Opc
38	Elektrociepłownia EC „NOWA” Sp. z o.o.	41–308 Dąbrowa Górnicza, Al. Piłsudskiego 92	Wcc, Wee, Oee
39	„ORLEN Morena” Sp. z o.o.	80–850 Gdańsk, ul. Rajska 6	Opc
40	„PETRO PLUS” Sp. z o.o.	30–094 Kraków, ul. Czepca 3/23	Opc
41	Kazimierz Racia	33–100 Tarnów, ul. Westerplatte 3/28	Opc
42	Zdzisław Chlewicki – Import–Export Zdzisław Chlewicki	92–312 Łódź, ul. Papiernicza 14	Opc
43	„WASBRUK” Sochoń Arkadiusz, Sochoń Witold Spółka Jawna	03–199 Warszawa, ul. Modlińska 65	Opc
44	Krzysztof Drabik – Firma Handlowo–Usługowa „HASTA”	81–038 Gdynia, ul. Hutnicza 42	Opc
45	„MAG–PIER” Sp. z o.o.	95–100 Zgierz, ul. Chelmska 49/51	Opc
46	Andrzej Tyszko – Przedsiębiorstwo Usługowo–Handlowe „BENZBUD”	22–400 Zamość, ul. Listopadowa 32	Opc
47	Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowo –Produkcyjne „PEREK” Sp. z o.o.	63–810 Borek Wilkp., ul. Powstańców Wilkp. 26 A	Opc
48	Sławomir Kospin – Przedsiębiorstwo Handlowe „AGROKOS”	98–257 Pęczniew, ul. Spółdzielcza 10	Opc
49	DOCAN Sp. z o.o.	02–001 Warszawa, Al. Jerozolimskie 81	Opc
50	Przedsiębiorstwo Transportowo –Komunikacyjne Sp. z o.o.	42–400 Zawiercie, ul. Polska 21	Opc
51	Stacje Paliw „JESPOL” Sp. z o.o.	64–100 Leszno, ul. Osiecka 4	Opc
52	JASTAN Sp. z o.o.	33–100 Tarnów, ul. Tuchowska 80	Opc
53	Międzynarodowa Spedycja „MIRTRANS” Sp. z o.o.	81–334 Gdynia, ul. Polska 23	Wpc, Opc
54	GOMAR Sp. z o.o.	19–500 Gołdap, ul. Warszawska 11	Opc
55	Lidia Koziol – Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „BIK”	60–477 Poznań, ul. Meliorantów 35	Opc
56	Technologie Gazowe Piecobiogaz Sp. z o.o.	62–081 Przeźmierowo, Wysokogotowo k/Poznania, ul. Skórzewska 35	Wcc, Pcc
57	„PetroDom Domańscy” Spółka Jawna	21–500 Biała Podlaska, ul. Warszawska 129	Mpc
58	Przedsiębiorstwo Produkcyjno–Handlowo– Usługowe „PROMESSA” Sp. z o.o.	40–486 Katowice, ul. Kolistka 25	Opc
59	ORLEN Transport Poznań Sp. z o.o.	61–023 Poznań, ul. Średzka 10/12	Opc
60	Józef Partyka – Firma Handlowo–Usługowa „OKTAN–SERWIS”	33–100 Tarnów, ul. Szpitalna	Opc
61	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Słupsku	76–200 Słupsk, ul. Piłsudskiego 74	Opc
62	Jan Bartelak – Przedsiębiorstwo Handlowo– Usługowe „JANI–GAZ”	42–274 Konopiska, ul. Przemysłowa 3 A	Opc
63	Krzysztof Tomasz Biesalski – „DELTA” Krzysztof Tomasz Biesalski	09–311 Zielona, ul. 1 Maja 43	Opc
64	„TECO–PARK” Sp. z o.o.	26–130 Suchedniów, ul. Fabryczna 5	Pee, Oee
65	Przedsiębiorstwo Produkcji Różnej Handlu i Usług „Mirabud” Sp. z o.o.	31–580 Kraków, ul. Nowohucka 11	Wcc
66	Energetyka Dwory Sp. z o.o.	23–600 Oświęcim, ul. Chemików 1	Wcc, Pcc, Wee, Pee, Oee
67	Leszek Dziurdź – P.P.H.i.U. „Ralpol” Leszek Dziurdź	37–430 Jeżowe 69 a	Opc
68	Małgorzata Pionior – Stacja Benzynowa Małgorzata Pionior	44–370 Pszów, ul. Pszowska 451	Opc
69	Krzysztof Michalec – Firma Handlowo–Usługowa „Malpol” Zakład Pracy Chronionej	27–400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Kilińskiego 57	Opc

70	Stacja Paliw „PETROGAZ” Jaślanek & Masiak Spółka Jawna	43–300 Bielsko–Biała, ul. Czechowicka 43	Opc
71	Aneta Godynek – Przedsiębiorstwo Handlowo– Usługowe „DAGO”	64–100 Leszno, ul. Rejtana 24/10	Opc
72	PHENIX Sp. z o.o.	00–728 Warszawa, ul. Kierbedzia 4	Opc
73	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „PETROPOL” Sp. z o.o.	40–322 Katowice, ul. Wandy 14	Opc
74	Piotr Koziak – „CYKLON”	17–220 Narewka, Zabłotczyzna 30	Opc
75	Stefania Garbarz, Janusz Garbarz, Urszula Leżoń, Zbigniew Leżoń – Firma Handlowo–Usługowa „GL”	33–200 Dąbrowa Tarnowska, ul. Sucharskiego 9	Opc
76	„Pegas Oil” Sp. z o.o.	42–200 Częstochowa, ul. Św. Barbary 107	Opc
77	„TERMIA” Sp. z o.o.	70–121 Szczecin, ul. Częstochowska 10/25	Wcc
78	„POLTERM” Sp. z o.o.	00–716 Warszawa, ul. Bartycka 26	Wcc
79	Przedsiębiorstwo Elektroenergetyczne Zespołu Elektrociepłowni Wrocławskich ESV Sp. z o.o.	50–220 Wrocław, ul. Łowiecka 24	Pee, Oee
80	„ENERGIA” S.A.	00–526 Warszawa, ul. Krucza 24/26	Oee
81	Firma „MIROKO” – Henryk Mirowski, Włodzimierz Mirowski Spółka Jawna	41–208 Sosnowiec, ul. 27 Stycznia 8	Opc
82	CETAN Sp. z o.o.	73–110 Stargard Szczeciński, ul. Pierwszej Brygady 35	Opc
83	KRAK BENZ Sp. z o.o.	31–213 Kraków, ul. Bursztynowa 5	Opc
84	IVG TERMINAL SILESIA Sp. z o.o.	41–922 Radzionków, ul. Nałkowskiej 51	Wpc, Mpc
85	„ENERGO–INVEST” S.A.	41–706 Ruda Śląska, ul. Halembaska 98	Oee
86	Cukrownia Ropczyce S.A.	39–100 Ropczyce, ul. Kolejowa 140	Wee

## 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

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY PROMESY KONCESJI (stan na 12.10.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	Elektrownia Pątnów II Sp. z o.o.	62–510 Konin, ul. Kazimierska 45	Wee
2	„MDG Polska” Sp. z o.o.	02–071 Warszawa, ul. Langiewicza 31	Ppg, Opg

## Legenda:

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE ZŁOŻYŁY WNIOSKI KONCESYJNE (stan na 12.10.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Ciepłownia Siemianowice	41-100 Siemianowice Śląskie, ul. Konopnickiej 1
2	Kredyt Servis	41-303 Dąbrowa Górnicza, ul. Łączna 30/51
3	Primbr Sp. z o.o.	76-200 Słupsk, ul. Przemysłowa 35
4	BMS CONSULTING Sp. z o.o.	20-026 Lublin, ul. Chopina 11/12 A
5	P.P.H.U. „POL-MIX” Sylwia Ścigała	40-159 Katowice, ul. Jesionowa 9 a
6	„OIL-AR” S.C. Sierhej Roman & Sierhej Arkadiusz	21-560 Międzyrzec Podlaski, ul. Zahojkowska 11
7	STRADOM S.A.	42-200 Częstochowa, ul. 1 Maja 21
8	Cukrownia „Strzyżów” S.A.	22-525 Strzyżów, ul. Herbowa 3
9	Cukrownia „Ruda Śląska” S.A.	56-200 Góra, ul. Dworcowa 36
10	Zakłady Chemiczne „Police” S.A.	72-010 Police, ul. Kuźnicka 1
11	Biuro Handlowe Piotr Hałasik	40-142 Katowice, ul. Modelarska 9 a
12	P.U.H. „EWUM” Sp. z o.o.	42-500 Będzin, ul. B. Chrobrego 18/4
13	Usługi Transportowe Stacja Paliw Bidermann Bolesław	63-800 Gostyń, ul. Powstańców Wielkopolskich 20 B
14	EAST WEST Co. Ltd.	81-341 Gdynia, ul. T. Wendy 15
15	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „MARPOL”	90-422 Łódź, ul. Piotrkowska 71/5
16	Zakłady Azotowe w Tarnowie – Mościcach S.A.	33-101 Tarnów, ul. E. Kwiatkowskiego 8
17	TERMKOM Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Gomulki 2 e
18	„JOLTRANS” S.C. Henryk Musiański, Zdzisław Stefański, Katarzyna Misiurek, Krzysztof Musiański	40-586 Katowice, ul. Albatrosów 32
19	FIRMA ADAM S.C. Duda Adam & Musiański Henryk	40-724 Katowice, ul. Piotrowicka 89 D
20	EKOENERGIA BIS Sprzedaż Oleju Opałowego Kotłów CO/CW Osprzętu Sławomir Czauderna	05-123 Chotomów, ul. Bagienna 21
21	Zakład Gospodarki Komunalnej w Miechowie	32-200 Miechów, ul. Konopnickiej 30
22	„OLMA” Sp. z o.o.	90-423 Łódź, ul. Piotrkowska 77
23	„AUTO-BENZ” S.C. Paweł Bonarek, Jakub Calko	66-400 Gorzów Wlkp., ul. Niemcewicza
24	F.H.U. „PAT-OIL” Mirosław Pater	41-905 Bytom, ul. Konstytucji 61
25	„ESKA” Sp. z o.o.	87-500 Rypin, ul. 11 Listopada 4 A
26	„KABROL-BIS” Sp. z o.o.	75-304 Koszalin, ul. Gdańska 31
27	Zakład Stolarstwa Budowlanej „PROMESA” Sp. z o.o.	48-130 Kietrz, ul. Wojska Polskiego 24
28	TOR-OIL Sp. z o.o.	87-100 Toruń, ul. Lelewela 33
29	Jantrans – Janikowo Sp. z o.o.	88-160 Janikowo, ul. Przemysłowa 30
30	P.H.P.H.U. MOBEX S.C. J. & I. Kwieciński	42-400 Zawiercie, ul. Obrońców Poczty Gdańskiej 22 a
31	GALATA Sp. z o.o.	47-225 Kędzierzyn Koźle, ul. Energetyków 2
32	Elektrociepłownia Szopienice Sp. z o.o.	40-387 Katowice, ul. 11 Listopada 19
33	HALMAR Sp. z o.o.	40-833 Katowice, ul. Obroki 130
34	P.H.U. „BENZ-ZIN” Sp. z o.o.	33-314 Łososina Dolna 250
35	„SOLLO PLANT” Sp. z o.o.	62-511 Kramsk, ul. Bilczew 20
36	P.H.U. Novo Oil Wojciech Noga	31-618 Kraków, Osiedle Złotego Wieku 58/52
37	Stacja Paliw G. J. Myszk	09-300 Żuromin, ul. Lidzbarska 39
38	INTERTRANS Renata Rogulska Firma Handlowo-Transportowa	07-200 Wyszaków, ul. Leszczydół Podwiełatki 1
39	KRANTZ TKT POLSKA	03-994 Warszawa, ul. Wał Miedzeszyński 630
40	P.W.H. ENERGIA Sp. z o.o.	49-300 Brzeg, ul. Ziemi Tarnowskiej 3
41	PEXIM Sp. z o.o.	02-013 Warszawa, ul. Lindleya 16
42	P.H.U. „JEST” Przemysław Knaś i Spółka	42-295 Koziegłowy, ul. Woźnicka 106



43	JMS Sp. z o.o.	43-143 Łędziny, ul. Holdunowska 70 a
44	Cukrownia „Miejska Górka” S.A.	63-910 Miejska Górka, ul. Rawicka 44
45	BULTMAN Sp. z o.o.	61-677 Poznań, Osiedle Wichrowe Wzgórze 18/83
46	Bytomski Zakład Obrotu Materiałowego Sp. z o.o.	41-907 Bytom, ul. Zabrzeńska 7
47	Cukrownia Opalenica S.A.	64-300 Opalenica, ul. 5 Stycznia 54
48	Cukrownia Gniezno S.A.	62-200 Gniezno, ul. Wrzesińska 28
49	Cukrownia Malbork S.A.	82-300 Malbork, ul. Reymonta 16/17
50	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Stacja Paliw „PAX”	95-015 Głowno, ul. Łódzka 8
51	P.P.H.U. „MEDPASZ”	99-210 Uniejów, ul. Sienkiewicza 10
52	WindSolar Polska Sp. z o.o.	70-535 Szczecin, ul. Wielka Odrzańska 19/2
53	GIT Sp. z o.o.	62-080 Tarnowo Podgórne, ul. Owocowa 20
54	Cukrownia „Dobrzelin” S.A.	99-319 Dobrzelin
55	SOLVENT DWORY Sp. z o.o.	32-600 Oświęcim, ul. Chemików 1
56	„Zrób to Sam” P.H.U.	50-079 Wrocław, ul. Ruska 47/48 A
57	WULKAN SERWIS Sp. z o.o.	43-303 Bielsko-Biała, ul. Brodzińskiego 38
58	EUROSERVICE Sp. z o.o. Zakłady Przemysłu Tłuszczowego	22-452 Bodaczów, ul. Surochów 160 A
59	Przedsiębiorstwo Obrotu Produktami Naftowymi i Chemicznymi SYNTHES OIL Sp. z o.o.	43-300 Bielsko-Biała, ul. Ogrodowa 3
60	Stacja Paliw Witold Owczarz	24-100 Puławy, ul. Kazimierska 4
61	Pomorska Baza Paliwowa Sp. z o.o.	83-300 Elbląg, ul. Królewiecka 105 A
62	P.H.U. Andrzej Grus Stacja Patronacka Petrochemii Płock	42-700 Lubliniec, ul. Oleska 20
63	F.U.H. „BAJDY” Kandefer i Wspólnicy Spółka Jawna	38-440 Iwonicz, ul. Długa 214
64	Cukrownia Zduny S.A.	63-760 Zduny, ul. 1 Maja 3
65	Stacja Paliw „JASTA” S.C. Stanisław Dura, Jacek Ostrowski	97-371 Wola Krzysztopolska, ul. Wydoda 2
66	ADAN Hurtowy i Detaliczny Handel Paliwami Paweł Szymański	64-020 Czempień, ul. Kuczmerowicza 13/12
67	Usługi Transportowo-Handlowe „EKO-SM” Andrzej Smoluch	26-200 Końskie, ul. Łódzka 8
68	„TRANS-POL” Ryszard Łachacz Spółka Jawna	12-100 Szczytno, ul. Ostrołęcka 1
69	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Krakowie S.A.	31-553 Kraków, ul. Cystersów 15
70	HERMES Sp. z o.o.	99-200 Poddębice, ul. Rodrysin 14
71	Import Eksport i Handel Hurtowo-Detaliczny Jerzy Gruszecki	58-580 Szklarska Poręba, ul. Armii Krajowej 1 c
72	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe „LECHBUD” Sp. z o.o.	58-500 Jelenia Góra, ul. Wojska Polskiego 15
73	Firma Handlowo-Produkcyjno-Usługowa A-PLUS S.C.	43-100 Tychy, ul. Dojazdowa 9
74	Zakłady Mechaniczne „LENA”	59-500 Złotoryja, Złotoryja
75	Magazynowanie Paliw i Smarów Sp. z o.o.	02-548 Warszawa, ul. Różana 8/10 lok. 13
77	BGW – Wielobranżowe Przedsiębiorstwo Handlowe Sp. z o.o.	60-960 Poznań, ul. Syrenia 9
77	„EVEREST” Sp. z o.o.	50-051 Wrocław, Plac Teatralny 8
78	MAXPOL Sp. z o.o. P.P.H.U.	40-845 Katowice, ul. Chodnikowa 33
79	Dariusz Cezary Kamiński F.H.U. „DARPOL”	81-881 Sopot, ul. Kolberga 23/15
80	ELMAL Sp. z o.o.	83-110 Tczew, ul. Sambora 5/5
81	BALTICA Inc. Sp. z o.o.	81-872 Sopot, ul. Słowackiego 30
82	P.H.U. „VIOLA” S.C. Stacja Benzynowa	46-070 Polska Nowa Wieś, ul. Lipowa 7
83	Zakłady Chemiczne „Siarkopol” Tarnobrzeg	39-402 Tarnobrzeg, ul. Zakładowa 50
84	Przedsiębiorstwo Przerobu i Obrotu Żłomem Metali „HK-Cutiron” Sp. z o.o.	41-303 Dąbrowa Górnicza, ul. Jasna 54
85	Chemak-Holding S.A.	74-100 Gryfino, ul. Grunwaldzka 7
86	„LAB-OIL” Sp. z o.o.	83-210 Zblewo, ul. Pinczyńska 82
87	Polska Korporacja Handlowa B & B Sp. z o.o.	68-200 Żary, ul. Okrzei 49c/6
88	„PETROCARGO” Sp. z o.o.	70-822 Szczecin, ul. Chmielna 18

89	A-PRIM Sp. z o.o.	32-615 Grojec, ul. Beskidzka 15
90	POLpetro S.A.	09-407 Płock, ul. Otolińska 21 pok. 518
91	Zajazd i Stacja Paliw Franciszek Fitał	36-100 Kolbuszowa, Świerczów
92	PPKS	37-700 Przemyśl, ul. Dworskiego 106
93	Stacja Paliw Deptuła Spółka Jawna	07-420 Kadzidło, ul. Trasa Mazurska 56
94	KRI Sp. z o.o.	60-361 Poznań, ul. Wolszyńska 2
95	Fabryka Okładzin Ciernych Fomar Roulunds S.A.	05-270 Marki, ul. Okólna 45
96	P.H.U. Roman Teska	51-607 Wrocław, ul. Czackiego 71
97	„C.P.S. – Polska” Sp. z o.o.	71-800 Szczecin, ul. Szosa Polska 14
98	„Z.R. – TRANS” Sp. z o.o.	11-420 Srokowo, Solanka
99	WIMEX PETRO Sp. z o.o.	15-399 Białystok, ul. Octowa 4
100	F.H.U. „BOY” Wojciech Kobza	40-586 Katowice, ul. Albatrosów 32
101	Spółka Restrukturyzacji Kopalń S.A. (KWK Nowa Ruda PP)	40-205 Katowice, ul. Kopalniana 6

### Informujemy o obszarach działania Oddziałów Terenowych URE:

Oddział Centralny w Warszawie – woj. mazowieckie

Oddział północno-zachodni z siedzibą w Szczecinie – woj. zachodniopomorskie i lubuskie

Oddział północny z siedzibą w Gdańsku – woj. pomorskie i warmińsko-mazurskie

Oddział zachodni z siedzibą w Poznaniu – woj. wielkopolskie i kujawsko-pomorskie

Oddział wschodni z siedzibą w Lublinie – woj. lubelskie i podlaskie

Oddział środkowozachodni z siedzibą w Łodzi – woj. łódzkie i świętokrzyskie

Oddział południowo-zachodni z siedzibą we Wrocławiu – woj. dolnośląskie i opolskie

Oddział południowy z siedzibą w Katowicach – woj. śląskie

Oddział południowo-wschodni z siedzibą w Krakowie – woj. małopolskie i podkarpackie

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM COFNIĘTO KONCESJE (stan na 12.10.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Zakłady Naprawcze Taboru Kolejowego w Gdańsku PP	80-958 Gdańsk, ul. Siennicka 25	23.08.2001	Wcc	zaprzeszanie działalności
2	CERSANIT KRASNYSTAW S.A.	25-528 Kielce, ul. Zagnańska 27	5.09.2001	Wcc	zaprzeszanie działalności
3	Fabryka Maszyn Rolniczych PILMET S.A.	54-156 Wrocław, ul. Metalowców 25	12.09.2001	Wcc, Pcc	zaprzeszanie działalności
4	Huta „Zawiercie” S.A.	42-400 Zawiercie, ul. Okólna 10	13.09.2001	Pee, Oee	zaprzeszanie działalności
5	Fabryka Łożysk Toczących – Kraśnik S.A.	23-210 Kraśnik, ul. Fabryczna 6	24.09.2001	Wcc	zaprzeszanie działalności
6	Kompania Piwowarska S.A.	61-285 Poznań, ul. Szwajcarska 11	24.09.2001	Wcc	zaprzeszanie działalności
7	Zakład Remontowo-Energetyczny ZAMET Remont i Energetyka Sp. z o.o.	42-680 Tarnowskie Góry, ul. Zagórska 83	24.09.2001	Wcc, Pcc	zaprzeszanie działalności
8	P.H.U. PEREK Spółka Jawna	63-810 Borek Wilk., ul. Powstańców Wilk. 26 a	24.09.2001	Opc	zaprzeszanie działalności

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Opc – obrót paliwami ciekłymi

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ODMÓWIONO UDZIELENIA KONCESJI LUB ZMIANY WARUNKÓW KONCESJI (stan na 12.10.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Rodzaj odmowy, uzasadnienie
1	Zespół Elektrowni „Dolna Odra” S.A.	74-105 Nowe Czarnkowo 76	14.05.2001	Pee	odmowa zmiany koncesji
2	„eProject” S.A.	50-265 Wrocław, ul. Bema 17	30.05.2001	Oee	odmowa udzielenia koncesji; brak środków finansowych
3	Zakład Energetyczny Jelenia Góra S.A.	58-500 Jelenia Góra, ul. Bogusławskiego 32	9.07.2001	Oee	odmowa zmiany koncesji; przedłużenie terminu dostosowania umów
4	Zielonogórskie Zakłady Energetyczne S.A.	65-775 Zielona Góra, ul. Zacisze 15	11.07.2001	Oee	odmowa zmiany koncesji; przedłużenie terminu dostosowania umów
5	J. Bańkowski, M. Rogalski i W. Winiarski – NESTA BIS S.C.	87-100 Toruń, ul. Płaska 23 B	16.07.2001	Oee	odmowa udzielenia koncesji; brak możliwości technicznych

Legenda:

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ZMIENIONO WARUNKI KONCESJI (stan na 12.10.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Numer decyzji	Zakres zmiany
1	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	66-500 Strzelce Krajeńskie, ul. Kościuski 5	3.04.2001	WCC/123D/465W/3/2001/ASA	ZPiZD*
2	J. Morawski QUATTRO Spółka Jawna	06-450 Glinojec, Dreglin 39	9.07.2001	OPC/1901/2098N/3/2001/MJ	ZPiZD
3	FORTUM POLSKA Sp. z o.o.	02-676 Warszawa, ul. Postępu 13	14.08.2001	OPC/11C/3182U/2/2001/AJP	ZPiZD
4	Otwocki Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	05-400 Otwock, ul. Andriollego 64	14.08.2001	WCC/591A/510W/3/2001/ASA PCC/624A/510W/3/2001/ASA	ZPiZD
5	Łęczyńska Energetyka Sp. z o.o.	21-013 Puchaczów, Bogdanka	14.08.2001	WCC/128E/286W/3/2001/RW	ZPiZD
6	Zakład Produkcji Ciepła „Żory” Sp. z o.o.	44-240 Żory, ul. Gwarków 1/a	14.08.2001	PCC/830A/9297W/3/2001/RW	ZPiZD
7	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej TERMAL S.A.	59-300 Lubin, ul. Przemysłowa 2	14.08.2001	PPG/39A/208W/2/2001/AS	ZPiZD
8	A. Lachowicz P.P.H.U. MONOS	74-500 Chojna, ul. Żwirki i Wigury 2 a	14.08.2001	OPC/1751A/2812W/2001/AS	ZPiZD
9	Zakład Gospodarki Komunalnej, Wodociągów i Kanalizacji	11-010 Barczewo, ul. Wojska Polskiego 15	20.08.2001	WCC/789A/9270W/3/2001/BK	ZPiZD
10	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej	40-126 Katowice, ul. Grażyńskiego 49	20.08.2001	WCC/357C/216W/3/2001/BK	ZPiZD
11	Jarocińska Fabryka Mebli S.A.	63-200 Jarocin, ul. Powstańców Wielkopolskich 1	20.08.2001	PCC/356B/736W/3/2001/BK	ZPiZD
12	„EKO” Spółka Jawna A. Szewczyk, K. Parys, G. Wieczorek, J. Jarocka	99-400 Łowicz, ul. Książacka 5	20.08.2001	OPC/703A/9722W/2/2001/AS	ZPiZD
13	E. Kmita HYDRONIKA	75-609 Koszalin, ul. Zwycięstwa 219	21.08.2001	WCC/659B/2696W/3/2001/BK PCC/693B/2696W/3/2001/BK	ZPiZD
14	EXBUD SKANSKA S.A.	25-323 Kielce, ul. Manifestu Lipcowego 34	23.08.2001	OPC/136A/3730W/2/2001/KG	ZPiZD
15	Visteon Poland S.A.	46-320 Praszka, ul. Kaliska 72	26.09.2001	OPC/136B/3730W/2/2001/ALK	ZPiZD
16	Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	76-200 Słupsk, ul. Słoneczna 15 D	24.08.2001	WCC/486A/686W/3/2001/BK PCC/510A/686W/3/2001/BK	ZPiZD
17	KOMFORT OFFICE Sp. z o.o.	81-350 Gdynia, Plac Kaszubski 15B/35	24.08.2001	WCC/288C/140W/3/2001/BP PCC/301C/140W/3/2001/BP	ZPiZD
18	R. Piotrowski P.H.U. „MARS” S.C.	87-800 Włodawek, ul. Zielna 47	24.08.2001	WCC/943A/1424W/3/2001/RW	ZPiZD
19	E. K. Poręba „MPBP”	32-200 Miechów, ul. Konopnickiej 16	24.08.2001	OPC/360B/3290W/2/2001/MS	ZPiZD
20	Zakład Energetyki Blachownia Sp. z o.o.	47-225 Kędzierzyn Koźle, ul. Szkoła 15	27.08.2001	OPC/1801A/2541W/2/2001/MS	ZPiZD
21	EKOTERM Sp. z o.o.	43-155 Bieruń, ul. Granitowa 16	28.08.2001	PCC/821A/9195W/3/2001/BK WCC/29A/371W/3/2001/MJ PCC/29B/371W/3/2001/MJ	ZPiZD
22	POL – MIEDŹ TRANS Sp. z o.o.	59-301 Lubin	28.08.2001	WCC/615A/1560W/3/2001/MJ	ZPiZD
23	PETROL Spółka Jawna A., W. i K. Raszewscy	07-201 Wyszów, ul. Lucynów Mały 109 A	30.08.2001	OPC/670C/3223W/2/2001/KG	ZPiZD



24	Dolnośląskie Zakłady Usługowo-Produkcyjne DOZAMEL Sp. z o.o.	53-509 Wrocław, ul. Fabryczna 10 i 13	30.08.2001	PCC/239A/459/W/3/2001/ASA	ZPIZD
25	PATRON Sp. z o.o.	58-160 Świebodzice, ul. Ciernie 18	30.08.2001	OPC/490A/9485/W/2/2001/KG	ZPIZD
26	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	11-523 Orzysz, ul. Kajki 4	31.08.2001	WCC/188B/572/W/3/2001/MJ	ZPIZD
27	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „Ciepło” Sp. z o.o.	43-430 Skoczów, ul. Jana Ewangelisty Moko 14	31.08.2001	WCC/784B/223/W/3/2001/ASA	ZPIZD
28	Elektrociepłownia „Energator – Toruń” S.A.	87-100 Toruń, ul. Szosa Bydgoska 42	3.09.2001	WCC/375A/1343/W/3/2001/ASA PCC/393A/1343/W/3/2001/ASA	ZPIZD
29	SILWER Karwowski i Synowie Spółka Jawna	19-200 Grajewo, ul. Piłsudskiego 55	4.09.2001	OPC/1450A/2010/W/3/2001/MJ	ZPIZD
30	SKT Sp. z o.o.	50-515 Wrocław, ul. Klimasa 46	4.09.2001	WCC/829A/146/W/3/2001/RW	ZPIZD
31	P.P.U. „WODBAR” Sp. z o.o.	88-190 Barcin, ul. Lotników 13	5.09.2001	WCC/291A/415/W/3/2001/BK PCC/305A/415/W/3/2001/BK	ZPIZD
32	A. Ściślewski P.H.U. BATEX	99-340 Krośnice, ul. Ogrodowa 18	5.09.2001	OPC/1451A/1950/W/2/2001/AS	ZPIZD
33	Wojkowicki Zakład Energetyczny WOJZEC Sp. z o.o.	42-580 Wojkowie, ul. Gustawa Morcinka 38	6.09.2001	WCC/689A/34/W/3/2001/RW	ZPIZD
34	ENERGETYKA Sp. z o.o.	59-301 Lubin, ul. M. Skłodowskiej-Curie 90	6.09.2001	PCC/411A/141/W/3/2001/RW	ZPIZD
35	Ciepłownia Rydułtowy Sp. z o.o.	44-280 Rydułtowy, ul. Mickiewicza 21	7.09.2001	PCC/12A/184/W/3/2001/RW	ZPIZD
36	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	76-100 Ślawno, ul. Rapackiego 19 a	7.09.2001	WCC/142B/506/W/3/2001/BP	ZPIZD
37	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej, Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o.	87-200 Wąbrzeźno, ul. Podzamcze 21	7.09.2001	WCC/290A/546/W/3/2001/BK PCC/303A/546/W/3/2001/BK	ZPIZD
38	Przedsiębiorstwo Komunalne Gminy Konstantynów Łódzki Sp. z o.o.	95-050 Konstantynów Łódzki, ul. 19-go Stycznia 44	7.09.2001	OCC/67A/358/U/3/2001/MJ	ZPIZD
39	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	26-500 Przysucha, ul. Grodzka 5	12.09.2001	WCC/575A/820/W/3/2001/BK PCC/603A/820/W/3/2001/BK	ZPIZD
40	Pionkowska Spółdzielnia Mieszkaniowa	26-670 Pionki, Plac Konstytucji 3 Maja nr 3	20.09.2001	PCC/827A/9371/W/3/2001/ASA	ZPIZD
41	Rafinaria Gdańska S.A.	80-718 Gdańsk, ul. Elbląska 135	20.09.2001	PCC/15A/612/W/3/2001/BK	ZPIZD
42	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	87-300 Brodnica, ul. 18 Stycznia 36 a	21.09.2001	WCC/295C/273/W/3/2001/ASA	ZPIZD
43	TOTALFINAELF POLSKA Sp. z o.o.	02-672 Warszawa, ul. Domaniewska 39 a	24.09.2001	OPC/1196A/1139/W/3/2001/BP	ZPIZD
44	TROJA Spółka Jawna	26-033 Żarnów, Trojanowice 26 A	24.09.2001	OPC/1321A/1643/W/2/2001/AJP	ZPIZD
45	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	40-205 Kielce, ul. Ścięgły 14	24.09.2001	WCC/146D/136/W/3/2001/MJ	ZPIZD
46	Zakład Budżetowy Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej we Wschowie	67-400 Wschowa, ul. Daszyńskiego	24.09.2001	WCC/723B/2845/W/3/2001/BP	ZPIZD
47	Okręgowe Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	81-213 Gdynia, ul. Opata Hackiego 14	24.09.2001	WCC/286C/164/W/3/2001/BK PCC/299C/164/W/3/2001/BK	ZPIZD
48	Zakład Energetyki Ciepłej SPEC-PEC Sp. z o.o.	83-300 Kartuzy, ul. Sędzickiego 19 A	24.09.2001	WCC/596A/423/W/3/2001/BK	ZPIZD

49	PETROLOT Sp. z o.o.	02-159 Warszawa, ul. J. Gordona Bennetta 2	26.09.2001	MPC/106A/1540/W/2/2001/ALK	ZPIZD
50	SFW ENERGIA Sp. z o.o.	44-100 Gilwice, ul. Św. Urbana 17	26.09.2001	WCC/907A/1528/W/3/2001/ASA PCC/934A/1528/W/3/2001/ASA	ZPIZD
51	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	06-500 Mława, ul. Powstańców Styczniowych 3	27.09.2001	PCC/120C/434/W/3/2001/BP	ZPIZD

**Legenda:**

- Wcc – wytworzenie ciepła
- Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła
- Occ – obrót ciepłem
- Mpc – magazynowanie paliw ciekłych
- Opc – obrót paliwami ciekłymi
- Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

\* ZPIZD – zmiana przedmiotu i zakresu działalności

**WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM UMORZONO  
POSTĘPOWANIE KONCESYJNE  
(stan na 12.10.2001 r.)**

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres umorzenia
1	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	78-500 Drawsko Pomorskie, ul. Sobieskiego 8	25.05.2001	Pcc	umorzenie postępowania w sprawie zmiany koncesji
2	Zespół Elektrociepłowni Poznańskich S.A.	60-960 Poznań, ul. Gdyńska 54	20.06.2001	Pee	umorzenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji
3	A. Kwiecień VIMEX	26-600 Radom, ul. Zwoleńska 36 a	25.06.2001	Opc	umorzenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji
4	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	27-500 Opatów, ul. Partyzantów 42	25.06.2001	Pcc	umorzenie postępowania w sprawie zmiany koncesji
5	J. Grzemski P.P.H.U. APIS	64-010 Krzywiń, ul. Bojanowskiego 5	26.06.2001	Opc	umorzenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji
6	BUWEX S.A.	44-253 Rybnik, ul. Jastrzębska 36	2.07.2001	Pcc, Occ	umorzenie postępowania w sprawie zmiany koncesji
7	ANATECH P.W.	15-232 Białystok, ul. Mickiewicza 46/20	19.07.2001	Opc	umorzenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji
8	URSUS MEDIA Sp. z o.o.	02-493 Warszawa, Plac Czerwca 1976 r. 1	30.07.2001	Wee	umorzenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji
9	Spółdzielnia Mieszkaniowa „Północ”	12-222 Bezledy	4.09.2001	Wcc	umorzenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji

## Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Opc – obrót paliwami ciekłymi

**WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM WYGASŁY  
DECYZJE KONCESYJNE**  
(stan na 12.10.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Zakłady Górniczo-Hutnicze „BOLESŁAW” PP	32-332 Bukowno, ul. Kolejowa 37	14.02.2001	Wcc, Pcc	zaprzeszanie działalności
2	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	19-500 Goldap, Plac Zwycięstwa 21	19.02.2001	Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
3	Szpital im. Jana Mikulicza	11-500 Biskupice, ul. Armii Krajowej 8	20.03.2001	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
4	Słupskie Fabryki Mebli Sp. z o.o.	76-200 Słupsk, ul. B. Krzywoustego 8	20.03.2001	Wcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
5	Cegielnie Bydgoskie S.A.	85-790 Bydgoszcz, ul. Fordońska 428	23.03.2001	Wcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
6	Zakłady Chemiczne „LUBOŃ” S.A.	62-030 Luboń k/Poznań, ul. dr. Romana Maya 1	30.03.2001	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
7	PREFABET-REDA S.A.	84-240 Reda, ul. Gniewowska 5	30.03.2001	Wcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
8	International Paper - Klucze S.A.	32-310 Klucze, ul. Zawierciańska 1	5.04.2001	Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
9	OPOCZNO S.A.	26-300 Opoczno, ul. Przemysłowa 5	6.04.2001	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
10	PLANTPOL Produkcja i Hodowla Roślin Ozdobnych Sp. z o.o.	32-600 Oświęcim, ul. Jezioro 33-35	6.04.2001 9.07.2001	Pcc, Occ	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
11	Strzegomskie Zakłady Mechaniczne „ZREMB”	58-150 Strzegom, ul. Wesola 1	9.04.2001	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
12	Zakłady Mięsne „MAZURY” S.A.	19-300 Elk, ul. Suwalska 1	19.04.2001	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
13	Ostrzeszowskie Zakłady Chemii Gospodarczej POLLENA	63-500 Ostrzeszów, ul. Powstańców Wlkp. 16	14.05.2001	Wcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
14	POLAR S.A.	51-210 Wrocław, ul. Gen. Bora-Komorowskiego 6	16.05.2001	Wcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
15	Gminny Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszaniowej	49-300 Brzeg, ul. Robotnicza 12	21.05.2001	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
16	Przedsiębiorstwo Produkcji Betonów GOFABET S.A.	97-350 Gorkowice, ul. Przemysłowa 40	22.05.2001	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
17	Górnośląskie Zakłady Nawozów Fosforowych FOSFORY Sp. z o.o.	80-550 Gdańsk, ul. Kujawska 2	23.05.2001	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem



18	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej	98–290 Warta, ul. Garncarska 18	19.06.2001	Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
19	Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o.	17–100 Bielsk Podlaski, ul. Studziwodzka 37	25.06.2001	Pcc, Occ	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
20	Barlineckie Przedsiębiorstwo Przemysłu Drzewnego PP	74–320 Barlinek, ul. Przemysłowa 1	25.06.2001	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
21	Cukrownia Kruszwica S.A.	88–150 Kruszwica, ul. Niepodległości 38/40	26.06.2001	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
22	Szpital Specjalistyczny w Prabutach	82–550 Prabuty, ul. Kuracyjna 30	4.07.2001	Wcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
23	LUBINEX Sp. z o.o.	59–300 Lubin, ul. Słowińskiego 16	5.07.2001	Wcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
24	Fabryka Maszyn Spożywczych „SPOMASZ” Pleszew S.A.	63–300 Pleszew, ul. Słowackiego 14	9.07.2001	Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
25	Prefabet Łągisza Sp. z o.o.	42–504 Będzin, ul. Dąbrowska 71	11.07.2001	Pcc, Occ	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
26	Samodzielny Publiczny Zakład Opieki Zdrowotnej Szpital Wojewódzki	75–581 Koszalin, ul. Chalubińskiego 7	16.07.2001	Wcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
27	Zakłady Urządzeń Przemysłowych S.A.	48–303 Nysa, ul. Piłsudskiego 55	25.07.2001	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
28	J. Zubrowski	62–865 Szczytniki Staw, ul. Kaliska 11	14.08.2001	Opc	prowadzona działalność nie wymaga koncesjonowania
29	Zakładowa Spółdzielnia Mieszkaniowa Cementowni Ożarów	27–530 Ożarów, ul. Stodolna 5 c	24.09.2001	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
30	Fabryka Śrub w Łąncucie „ŚRUBEX” S.A.	37–100 Łąncut, ul. Podzwierzyniec 41	24.09.2001	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
31	Spółdzielnia Mieszkaniowa Lokatorsko–Własnościowa	23–300 Janów Lubelski, ul. Ochotników Węgierskich 1A/55	5.10.2001	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
32	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej	78–425 Biały Bór, ul. Brzeźnicka 9	5.10.2001	Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem

## Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM WZNOWIONO POSTĘPOWANIE KONCESYJNE (stan na 12.10.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Lubelskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	20-822 Lublin, ul. Puławska 28	18.05.1999	Pcc, Occ	uchylenie wcześniej- szych decyzji i wydanie koncesji

Legenda:

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYCH WNIOSKI KONCESYJNE POZOSTAŁY BEZ ROZPOZNANIA (stan na 12.10.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Ośrodek Badań i Ekspertyz „ZABEKS” – Katowice Sp. z o.o.	40-241 Katowice, ul. Hutnicza 10	24.04.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
2	W. Cieślara – Zakład Handlowy Export-Import	34-300 Żywiec, Osiedle Parkowe 9/6	24.04.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
3	Firma Handlowo-Usługowa A. Fludra	21-040 Świdnik, ul. Raclawicka 5/38	23.05.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
4	Lubuskie Towarzystwo Kapitałowe Sp. z o.o.	66-400 Gorzów Wlkp., ul. Mieszka I 39	25.05.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
5	FALBUZ S.A.	65-785 Zielona Góra, ul. Osadnicza 2	25.05.2001	Oee	brak informacji dot. działalności
6	P.W. „HEDO” Sp. z o.o.	85-467 Bydgoszcz, ul. Deszczowa 65	26.06.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
7	IMMAGO Sp. z o.o.	32-400 Myślenice, ul. Przemysłowa 6	11.07.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
8	W. Grodziecki Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe	59-915 Działoszyn, Krzewina 31	16.07.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
9	R.A. Mięta i M. Lusa P.W. „ROMA” S.C.	05-270 Marki k/Warszawy, ul. Piłsudskiego 123 B	16.07.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
10	Elektrownia Skawina S.A.	32-050 Skawina, ul. Piłsudskiego 10	19.07.2001	Oee	brak informacji dot. działalności
11	Zakład Usług Handlowych GRAB S.C. K. Woldańska, E. A. Older	14-106 Szydłak, Grabnik	23.07.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
12	Stacja Paliw M. Derlatka, W. Biegański S.C.	09-110 Sochocin, ul. Żeromskiego 13	23.07.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
13	M. Derlatka DERMAX	06-517 Nosarzewo Borowe	23.07.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
14	P. Łada	18-400 Łomża, ul. Piaskowa 31	31.07.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
15	D. Kostecki P.H.U. „KOSTA”	03-768 Warszawa, ul. Siedlecka 45/10	24.09.2001	Opc	brak informacji dot. działalności

Legenda:

Oee – obrót energią elektryczną

Opc – obrót paliwami ciekłymi

cych chociażby sprzedaż gazu, ewidentnie też brakuje szerokiego programu działań oszczędnościowych. Wychodzi na to, iż poprawa sytuacji finansowej ma się odbyć wyłącznie kosztem odbiorców. Trudno uznać takie podejście władz spółki za społecznie i gospodarczo pożądane.

Przejawem takiego postępowania są przedkładane kolejne taryfy, zawierające na domiar złego istotne uchybienia prawne. Jednak regulator stojąc na straży równoważenia interesów dostawcy i odbiorców szczegółowo analizuje przedkładane taryfy szczególnie z punktu widzenia kosztów uzasadnionych i liberalizacji rynku gazu. Efektem tych analiz było dwukrotne odmówienie zatwierdzenia taryfy PGNiG w ciągu dwóch miesięcy. Wynikało to z wielu przesłanek, z których najważniejsze z punktu widzenia tego artykułu to:

1. brak kalkulacji dystansowych stawek opłat dla odbiorców korzystających z prawa do usług przesyłowych,
2. nie zapewnienie ochrony odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem poziomu cen.

PGNiG S.A. konsekwentnie odmawia umieszczenia w nowej taryfie stawek dystansowych argumentując, iż metodologia tworzenia taryf w systemie przesyłowym musi być spójna i nie może prowadzić do tego, że przedsiębiorstwo zmuszane jest do obsługi w tym samym czasie odbiorców w oparciu o stosowanie różnych stawek przesyłowych – dla jednych odbiorców stawek grupowych a dla innych dystansowych. Argumentacja taka, z punktu widzenia istniejącego prawa, jest oczywiście absurdalna. Prawo wyraźnie nakłada obowiązek kalkulacji stawek dystansowych dla odbiorców, którzy korzystają z prawa do usług przesyłowych zgodnie z §19 pkt 2 lit. a) rozporządzenia taryfowego dla gazu, w związku z § 2 ust. 1 pkt 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dn. 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych.<sup>8)</sup> Odbiorca uprawniony do korzystania z tej zasady musi znać a priori warunki dostępu do sieci i opłaty związane z tym dostępem. Brak stawek dystansowych, w świetle rozporządzenia taryfowego, uniemożliwia odbiorcom praktycznie skorzystanie z przysługującego im prawa dostępu do sieci i wyboru dostawcy paliwa z uwagi na brak możliwości oszacowania kosztów usługi przesyłowej.

Kolejną praktyką stosowaną przez PGNiG S.A. jest eksponowanie pogarszającej się kondycji finansowej przedsiębiorstwa jako uzasadnienia dla oczekiwanych podwyżek cen. Nie byłoby być może w tym nic niepokojącego gdyby nie to, że przedkładane wnioski taryfowe wykazywały konieczność podwyżki cen w celu ratowania sytuacji finansowej spółki, natomiast ostatnie informacje prasowe o zakończeniu przez

spółkę 2001 r. pozytywnym wynikiem, delikatnie mówiąc – przeczą temu jednoznacznie.<sup>9)</sup> Zachodzi zatem pytanie, czy taki stan rzeczy jest wyłącznie rezultatem niedoskonałych metod i technik prognozowania, korzystnych zjawisk makroekonomicznych, takich jak mocny kurs złotego i spadek ceny ropy naftowej, czy też jest to wyłącznie świadoma gra z regulatorem i tradycyjne, monopolistyczne przyzwyczajenia, by za wszystko zapłacił odbiorca? Zapewne prawda jak zwykle leży gdzieś pośrodku, tj. każda z powyższych determinant w jakiś sposób wpływa na takie właśnie zachowania.

Niemniej jednak próby przeforsowania taryf opierających się na błędnych przesłankach i niezgodnych z przepisami prawa są nie do zaakceptowania. Co więcej – taka filozofia działania musi ulec zmianie, bowiem chęć utrzymania za wszelką cenę swojej pozycji monopolistycznej na rynku, choć leży w interesie tego monopolistycznego przedsiębiorstwa, z pewnością nie leży w interesie polskiej gospodarki i indywidualnych odbiorców gazu. Taka konstatacja w chwili obecnej jest niewątpliwie ważnym sygnałem, gdyż w niedługim czasie PGNiG S.A. stanie się beneficjentem kolejnych dużych kontraktów długoterminowych z klauzulą „bierz lub płać”, gdzie cena gazu będzie wysoka a także wysokie będą koszty jego przesyłu. Na podstawie ostatnich praktyk stosowanych przez PGNiG S.A. można śmiało twierdzić, iż koszty tych kontraktów w konsekwencji poniosą odbiorcy końcowi. Nie ulega wątpliwości, iż mamy obecnie do czynienia z próbą zachowania *status quo*, celem zagwarantowania sobie wieloletnich możliwości przenoszenia ryzyka i kosztów nietrafionych decyzji wynikających z zakontraktowania zbyt dużej ilości gazu na wszystkich klientach PGNiG S.A., z wyjątkiem jego samego.

Co zatem można zrobić w tej sytuacji? Nie pozostaje nic innego, jak przeciąć ją zdecydowanie. Jak pokazują powyższe fakty, rząd musi zdecydować się na reasumpcję dotychczasowej wizji restrukturyzacji i prywatyzacji sektora oraz raz jeszcze, przy udziale PGNiG S.A. i niezależnych ekspertów powinien także przeanalizować sposób dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia Polski w gaz. Trzeba też przyspieszyć i konsekwentnie realizować działania na rzecz budowy konkurencyjnego rynku w gazownictwie. To rola m.in. Ministra Gospodarki i regulatora w osobie Prezesa URE. Nie mogą oni czekać aż konkurencja sama zacznie funkcjonować, ale muszą wykazać inicjatywę, zdecydowanie i odwagę we wprowadzeniu stosownych rozwiązań systemowych oraz w podejmowaniu kontrowersyjnych niekiedy decyzji administracyjnych, które umożliwią sprawne działanie sił rynkowych.

Trzeba, w trybie nowelizacji wielu przepisów (ustaw i rozporządzeń) wyposażyć Prezesa URE w narzędzia umożliwiające skuteczne działania w usuwaniu barier, tworzeniu zachęt i rzeczywistym wspieraniu i promowaniu liderów rynku i zachowań rynkowych. Pierwsze działania, prowadzące do zdefiniowania barier i wprowadzenia rozwiązań, które powinny doprowadzić do uruchomienia mechanizmów rynkowych, zostały już podjęte. W sierpniu br. w URE odbyło się pierwsze spotkanie z odbiorcami uprawnionymi do korzystania z usług przesyłowych, którzy nabyli to prawo z dniem 1 lipca 2000 r. Dwudziestu pięciu uczestników spotkania miało pierwszy raz możliwość przedstawienia problemów związa-

8) Rozporządzenie 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) oraz rozporządzenie Ministra Gospodarki z dn. 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz. U. z 1998 r., Nr 107, poz. 671).

9) Takie informacje prasowe („Puls Biznesu”, „Prawo i Gospodarka”) ukazały się w dniu 18 października br. Zdaniem prezesa zarządu PGNiG S.A., zamiast przewidywanych 188 mln zł start, spółka osiągnie wynik dodatni.



nych z wprowadzaniem rynku konkurencyjnego. Wśród nich znalazły się Zakłady Azotowe Puławy S.A., które znajdują się na liście PGNiG jako podmiot uprawniony do korzystania z sieci i jednocześnie posiadają koncesję na obrót gazem z zagranicą<sup>10)</sup>. Mimo posiadania koncesji na import gazu, spółka ta nie może skorzystać z przysługującego mu prawa sprowadzania paliwa od dowolnego dostawcy ze względu na brak wydania przez PGNiG warunków uzyskania dostępu do sieci odbiorcom uprawnionym (brak stosownej umowy przesyłowej)<sup>11)</sup>, w tym brak kalkulacji stawek dystansowych. Dyskusja na temat liberalizacji rynku gazu z odbiorcami uprawnionym dała jednoznaczną odpowiedź na istniejące wątpliwości, że po pierwsze – istnieją ograniczenia prawne, które wymagają natychmiastowych działań legislacyjnych a po drugie, co może budzić większy niepokój, w samym PGNiG S.A. istnieje brak woli współpracy z odbiorcami gazu na rzecz tworzenia rynku konkurencyjnego. Najczęściej poruszonymi w trakcie dyskusji problemami były m.in. wysokie ceny gazu dla największych odbiorców, złe zasady taryfowania prowadzące do subsydiowania skrośnego odbiorców pobierających małe ilości gazu, brak możliwości otrzymania z PGNiG S.A. warunków uzyskania dostępu do sieci, czy w końcu brak kalkulacji stawek dystansowych. Informacje uzyskane od odbiorców potwierdzają, że PGNiG S.A. stwarza liczne bariery w procesie dochodzenia do rynku konkurencyjnego. W takiej sytuacji reakcja regulatora musiała być natychmiastowa i konsekwentna, co poskutkowało, jak już wspomniano, dwukrotną decyzją odmowy zatwierdzenia przedłożonej przez PGNiG S.A. taryfy.

10) Z posiadanych informacji pozostali odbiorcy uprawnieni rozważają złożenie wniosku o wydanie takiej koncesji np. na dzień dzisiejszy taką gotowość deklarują Zakłady Azotowe Kędzierzyn oraz Zakłady Azotowe Tarnów.

11) Ponadto istnieje niespójność ustawodawstwa polskiego z prawodawstwem unijnym w sprawie udzielania dostępu do sieci stronom trzecim co doprowadziło do tego, że spółka, która posiada koncesje na import gazu, będzie mogła w świetle prawa skorzystać z sieci dopiero na początku 2003 r.

Odmowa zatwierdzenia taryfy sama z siebie nie przybliżyła nas do rynku konkurencyjnego. Jest zaledwie sygnałem alertowym, mobilizującym wezwaniem do dalszej, węższej pracy. Istnieją bowiem jeszcze inne poważne ograniczenia, które w chwili obecnej uniemożliwiają i będą w przyszłości przeszkodą w liberalizacji rynku gazu. Powstały one m.in. na skutek zaniechanych i błędnych decyzji kolejnych zarządów PGNiG S.A., materializując się w niekorzystnych umowach kontraktowych, ujawniając się poprzez brak wzorów umów przesyłowych, brak kodeksu (instrukcji) eksploatacji sieci a także w źle przygotowanych taryfach przedsiębiorstwa gazowego. Trzeba te prace podjąć w trybie pilnym, przeznaczając na nie chociażby ten potencjał osobowy spółki, który dotychczas usilnie starał się dowieść jak regulator krzywdzi monopolistę.

Nie podlega dyskusji, że najpilniejszym zadaniem stanie się jednak przeanalizowanie i zapewne – unieważnienie, w imię interesu gospodarki i społeczeństwa, zawartych kontraktów z Danią i Norwegią. Takie możliwości istnieją, co potwierdził prezes PGNiG S.A., gdyż umowy te nie są umowami rządowymi ale komercyjnymi, i co więcej, zawierają szereg warunków, które, pod groźbą zerwania kontraktu, muszą być zrealizowane w odpowiednim czasie. Ten fakt może napawać z jednej strony optymizmem, że jest jeszcze wyjście z tej niekorzystnej dla Polski sytuacji, a z drugiej strony, może budzić niepokój, że decyzje podejmowane w spółkach o znaczeniu strategicznym dla gospodarki lekceważą zasady rachunku ekonomicznego i są w gruncie rzeczy decyzjami politycznymi.



Autorka jest doradcą Prezesa URE

## REGULATOR WOBEC JAKOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Robert Guzik, Andrzej Jasienowicz

Regulacja przedsiębiorstw energetycznych z reguły koncentruje się na regulacji ekonomicznej, przykładając mniejszą wagę do standardów świadczenia usług i kwestii technicznych. W zależności od stosowanej metody regulacji, przedsiębiorstwa przesyłowo-dystrybucyjne są skłonne albo do nadmiernego inwestowania w infrastrukturę w celu poprawy jakości dostaw (jeżeli regulator uznaje te koszty za uzasadnione), albo, ograniczając koszty inwestycji, eksploatacji i zatrudnienia, doprowadzają do pogor-

szenia jakości dostarczania energii elektrycznej (jeżeli regulacja określa pułapy cenowe). Ponadto, praktyka wykazała, że w przypadku przeinwestowania poprawa jakości często odzwierciedla preferencje operatora systemu, a nie odbiorców. W obu przypadkach konieczna jest zatem dodatkowa regulacja jakości dostaw.

Bodźcem do podjęcia problematyki jakości dostaw energii elektrycznej w regulacji stało się opublikowanie raportu „Jakość Dostaw Energii Elektrycznej: Wstępne Porów-



nanie Rzeczywistych Poziomów, Standardów i Strategii Regulacyjnych" opracowanego przez Grupę Roboczą ds. Jakości Dostaw Energii Elektrycznej powołaną przez Radę Europejskich Regulatorów Energetyki (CEER), kwiecień 2001 r. [1]. Cele powstania Grupy zostały określone następująco:

- porównanie strategii i doświadczeń we wdrażaniu regulacji dotyczącej jakości dostaw w każdym z sześciu krajów reprezentowanych w Grupie (Holandia, Hiszpania, Włochy, Wielka Brytania, Norwegia i Portugalia),
- identyfikacja i opis wskaźników jakości dostaw oraz ewentualne dokonanie wyboru wskaźników porównawczych,
- wykonanie studium określającego odniesieniowe parametry jakości dostaw,
- wskazanie międzynarodowym instytucjom potencjalnych zaleceń wynikających z tego studium.

Raport rozpatruje jakość dostaw energii elektrycznej w trzech aspektach: handlowym – standardy jakości odnoszące się do obsługi klienta, ciągłości dostaw oraz jakości napięcia zasilania.

### Handlowy aspekt dostaw energii elektrycznej

Jakość handlowa świadczonej usługi dotyczy wzajemnych relacji między dostawcą i odbiorcą. Dla potencjalnego odbiorcy jest ona istotna na długo przed faktycznym przyłączeniem do sieci i rozpoczęciem dostaw. W przypadku obowiązywania zasady TPA aspekt handlowy i marketingowy staje się istotnym kryterium wyboru dostawcy. Standardy obsługi klienta określają czas wykonania przyłączenia i usunięcia awarii od momentu zgłoszenia, zasady przeprowadzania pomiarów, odczytów i wystawiania rachunków, polityki informowania, telefonicznego przyjmowania reklamacji, czasu i jakości załatwiania skarg itp. Tylko niektóre ze standardów handlowej obsługi klienta mogą być mierzone i regulowane.

Standardy mogą albo ogólnie określać warunki świadczenia usług odbiorcom jako grupie, albo gwarantować konkretne świadczenie każdemu indywidualnemu odbiorcy. Definicja standardów gwarantowanych obejmuje: usługę, wymagany poziom wykonania (z reguły czas odpowiedzi na zgłoszenie) oraz wysokość kary (bonifikaty, upustu) płaconej odbiorcy za niedotrzymanie standardów. Standardy ogólne obejmują usługę i minimalny poziom wykonania określony procentowo (np. w danym roku, 90% nowych odbiorców jest przyłączanych do sieci w czasie 20 dni roboczych).

Z krajów uczestniczących w Grupie, jedynie Norwegia nie wdrożyła standardów obsługi klienta, a w Holandii standardy stanowią jedynie zalecenia (nie ma kar za ich niedotrzymanie). Oba te kraje priorytetowo traktują umowy o przyłączenie do sieci. Pozostałe kraje wdrożyły koncepcję standardów ogólnych i gwarantowanych. Przykładowo, w Wielkiej Brytanii istnieje 11 standardów gwarantowanych i 8 ogólnych, a we Włoszech i Portugalii – po 6 gwarantowanych i 9 ogólnych. Kary (bonifikaty) za niedotrzymanie standardów są wypłacane automatycznie we Włoszech, Hiszpanii i częściowo w Wielkiej Brytanii, natomiast w Portugalii konieczne jest wystąpienie odbiorcy z odpowiednim żądaniem.

### Ciągłość dostaw

Ciągłość dostaw energii elektrycznej charakteryzuje liczba i czas trwania przerw, a do jej oceny stosuje się kilka różnych wskaźników. Cele Regulatora najczęściej są określone jako wynagrodzenie odbiorcy za długie, częste lub nieplanowane przerwy w dostawie prądu, utrzymywanie czasu wznowienia dostaw w rozsądnych granicach oraz tworzenie bodźców do zmniejszania ogólnej liczby przerw w dostawie energii elektrycznej. Ze względu na złożoność zagadnienia Regulator musi dokonywać wyboru, na których aspektach ciągłości dostaw się skupić. Odbiorcy wykazują bowiem różną wrażliwość na przerwy w dostawach, a z punktu widzenia dostawcy koszt wykrywania i usuwania przerw zależy od wielu czynników (np. przyczyna awarii, napięcie, dostępna technologia).

Zasadniczo przerwy w dostawach dzieli się na planowane i nieplanowane. Badania wykazują, że odbiorcy traktują ze zrozumieniem przerwy w dostawach energii elektrycznej, o ile są o nich z odpowiednim wyprzedzeniem poinformowani. Planowane wyłączenia, które nie są zapowiedziane powinny być uznawane za nieplanowane. Ze względu na czas trwania wyróżnia się przerwy krótkie i długie. Norma EN 50160, szerzej omówiona w dalszej części artykułu, definiuje długie przerwy jako te trwające powyżej 3 minut.

Używanych jest kilka wskaźników mierzących ciągłość dostaw. Łączny czas przerw w zasilaniu na odbiorcę, mierzy się wskaźnikiem CML (Customer Minutes Lost), a średni – wskaźnikiem SAIDI (System Average Interruption Duration Index). Liczbę przerw na odbiorcę w danym roku określa się wskaźnikiem CI (Customer Interruptions). Wskaźnik niedostarczonej energii ENS (Energy not supplied) związany jest z CML i bierze pod uwagę moc, która byłaby odebrana w przypadku ciągłości zasilania. Wszystkie z badanych krajów regulują wskaźnik CML, a Wielka Brytania dodatkowo wskaźnik CI.

Ze względu na różnorodność stosowanych kryteriów i metod pomiarowych dane dla poszczególnych krajów nie dają się bezpośrednio porównywać. Przykładowo, istnieją różnice w definicji długich przerw (w Wielkiej Brytanii i Portugalii są to przerwy trwające powyżej 1 minuty, w pozostałych krajach – powyżej 3 minut). Dodatkowo, w Portugalii nie odróżnia się przerw planowanych od nieplanowanych. Norwegia, Hiszpania i Portugalia rejestrują jedynie przerwy w zasilaniu na sieciach o napięciu powyżej 1 kV, dzięki czemu wypadają w porównaniach lepiej od pozostałych krajów. Pomimo, że przerwy mogą występować na wszystkich poziomach napięć, to awarie w sieci wysokiego napięcia nie muszą powodować przerw w dostawach energii dla odbiorców na niskim napięciu.

Również same wskaźniki ciągłości dostaw są definiowane odmiennie w poszczególnych krajach. W Wielkiej Brytanii, Włoszech, Norwegii i Holandii średnie ważone są według liczby odbiorców, podczas, gdy w Hiszpanii i Portugalii – według niedostarczonej energii. Ponadto istnieją zasadnicze różnice w geografii, gęstości zaludnienia oraz niezawodności sieci wynikającej z jej rodzaju (nazemne,

podziemne), zarówno między krajami reprezentowanymi w Grupie, jak i między regionami w każdym z krajów.

Regulacja ciągłości dostaw energii elektrycznej musi z jednej strony zapewnić, że każdy odbiorca ma zagwarantowany minimalny poziom jakości dostaw (mierzony np. maksymalnym dopuszczalnym czasem trwania przerwy w zasilaniu – w Wielkiej Brytanii jest to 18 godzin, w gęsto zaludnionej Holandii proponuje się 4 godziny), z drugiej zaś powinna promować poprawę niezawodności całego systemu elektroenergetycznego. Spełnienie pierwszego warunku wymaga rejestrowania ciągłości dostaw na poziomie indywidualnego odbiorcy. Natomiast poprawa niezawodności systemu na danym obszarze wiąże się z ustaleniem ogólnych standardów zapewniających średni poziom ciągłości na danym obszarze, co nie oznacza, że każdy odbiorca ma zapewniony określony poziom ciągłości dostaw (np. w Portugalii proponowany jest standard – 80% odbiorców musi mieć wznowioną dostawę w ciągu 4 godzin po awarii). Regulatorzy w różnych krajach najczęściej starają się łączyć oba podejścia.

Ponadto we Włoszech wprowadzono bodźcowe standardy poprawy ciągłości zasilania, wynoszące od 0 – 16% zależnie od punktu wyjścia poszczególnych przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Przedsiębiorstwa, które nie osiągną wymaganej poprawy są karane finansowo, natomiast te, które przekroczą założony standard poprawy otrzymują bonus (pochodzący z wplaconych kar). Wielka Brytania i Włochy wprowadzą wkrótce standard najgorzej obsłużonego klienta, w którym określa się dopuszczalny odsetek odbiorców, których dotknie maksymalna liczba przerw (lub utraconych minut).

W raporcie Grupy podkreślono, iż przepisy regulujące ciągłość dostaw energii elektrycznej muszą zapewniać:

- jednoznaczność metod pomiarowych,
- ścisłe określenie, kto ponosi odpowiedzialność za daną przerwę w zasilaniu (nie zawsze jest to dostawca),
- wyłączenie odpowiedzialności za przerwy spowodowane działaniem siły wyższej, która musi być w tym celu precyzyjnie zdefiniowana,
- rozróżnienie dopuszczalnych parametrów ze względu na charakterystykę sieci (rodzaj sieci, geografie, stopień zurbanizowania poszczególnych obszarów).

### Jakość napięcia

Oprócz przedstawionych wyżej badań porównawczych dotyczących komercyjnych standardów obsługi odbiorców oraz badań dotyczących ciągłości dostaw, Grupa przeprowadziła badania dotyczące jakości energii elektrycznej związanej z określonymi parametrami napięcia zasilającego. W odróżnieniu od wyżej opisanych badań, parametry napięcia zasilającego nie są przedmiotem ścisłego nadzoru regulacyjnego.

Chociaż istnieje wiele różnych definicji dotyczących technicznej jakości energii elektrycznej, to wszystkie, bezpośrednio lub pośrednio, sprowadzają się do stwierdzenia, iż jest to zbiór parametrów, których dotrzymanie zapewnia prawidłową pracę urządzeń odbiorcy. Oczywiście dla każdej grupy użytkowników istnieje inna hierarchia

ważności parametrów, których wartości winny być zachowane. Z uwagi na dużą wrażliwość urządzeń elektronicznych na parametry napięcia zasilającego, wielkości te są szczególnie ważne dla małych odbiorców (gospodarstwa domowe oraz małe przedsiębiorstwa), sektora bankowego, informatycznego, firm działających w obszarze high-tech itp. Natomiast typowe urządzenia przemysłowe, projektowane z natury dla gorszych warunków pracy, są generalnie bardziej odporne na zmiany parametrów napięcia zasilającego. Urządzenia te wywierają jednocześnie znaczący wpływ na zmianę tych parametrów (napędy falownikowe, kondensatory bocznikujące, inne odbiorniki nieliniowe).

Jakość energii elektrycznej dostarczanej do odbiorcy charakteryzują głównie parametry jej napięcia: wartość, częstotliwość, kształt przebiegów czasowych i symetria fazy. Europejski Komitet Normalizacyjny Elektroenergetyki (CENELEC) znowelizował w 1999 r. normę EN 50160 – „Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych” [2]. Norma ta została wprowadzona także w Polsce w 1998 r. do dobrowolnego stosowania i obecnie podlega aktualizacji przez zespół ekspertów z Normalizacyjnej Komisji Problemowej. Norma obejmuje swym zakresem niskie napięcie o skutecznej wartości znamionowej 1 kV oraz średnie napięcie o skutecznej wartości znamionowej od 1 do 35 kV. Określa ona następujące parametry napięcia zasilającego:

- częstotliwość sieciową,
- wartość napięcia zasilającego,
- zmiany napięcia zasilającego,
- szybkie zmiany napięcia,
- zapady napięcia zasilającego<sup>1)</sup>,
- krótkie przerwy w zasilaniu,
- długie przerwy w zasilaniu,
- dorywcze przepięcia o częstotliwości sieciowej między przewodami pod napięciem a ziemią,
- przejściowe przepięcia między przewodami pod napięciem a ziemią,
- niesymetrię napięcia zasilającego (średnia wartość skuteczna składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego),
- harmoniczne napięcia,
- interharmoniczne napięcia (harmoniczne nie będące krotnością częstotliwości podstawowej; powodujące m.in. tzw. migotanie światła),
- sygnał napięciowy do transmisji informacji nałożony na napięcie zasilające.

Grupa przeprowadziła badania które z parametrów oraz

1) Zapady powodowane są głównie przez zwarcia w sieciach. Czas występowania od 10 milisekund (ms) do 1 sekundy, czasu trwania poniżej 10 ms traktuje się jako stany dynamiczne. Brak zgodności w różnych uregulowaniach prawnych odnośnie maksymalnego czasu trwania zapadu (od 1 sekundy do 1 minuty) oraz spadku napięcia charakteryzującego zapad (głębokość zapadu od 60 do 90%). Zapady występują jako jedno- i wielofazowe. Krótkie przerwy w zasilaniu charakteryzują się całkowitym zanikiem napięcia o czasie trwania od 1 min. do 3 min. (różne przepisy podają inne czasy).



w jakim zakresie podlegają regulacji w krajach będących przedmiotem badań. Pomimo, iż norma EN 50160 nie jest obligatoryjna w krajach europejskich, to badania Grupy stwierdzają, że jest ona (lub poszczególne jej fragmenty) stosowana w wielu krajach. Przeprowadzono także analizę porównawczą wybranych parametrów dla niskiego oraz wysokiego napięcia. W dużym uproszczeniu można zauważyć, że Włochy, Holandia, Hiszpania i Portugalia stosują regulację napięcia opartą na normie EN 50160, najczęściej z niewielkimi poprawkami. Z drugiej strony, w Norwegii praktycznie w ogóle nie ma regulacji jakości napięcia, a w Wielkiej Brytanii regulowane są tylko częstotliwość, wartość i harmoniczne.

### Regulacja jakości w Polsce

Zagadnienia związane z jakością dostaw energii elektrycznej mają odzwierciedlenie w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 z późn. zm.). Zgodnie z jej art. 8 ust. 1, Prezes URE rozstrzyga sprawy sporne dotyczące ustalenia warunków świadczenia usług, o których mowa w art. 4 ust. 2, które to świadczenie nie może obniżać niezawodności dostarczania oraz jakości energii elektrycznej poniżej poziomu określonego odrębnymi przepisami. Artykuł 5 ust. 2 tej ustawy mówi, iż umowa o dostarczanie energii powinna zawierać co najmniej postanowienia dotyczące jakości, niezawodności i ciągłości dostarczania energii. Ponadto, do kompetencji Prezesa URE należy, zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne, kontrolowanie parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców w zakresie obrotu energią elektryczną.

Standardy jakościowe obsługi odbiorców w Polsce określa rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 25 września 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. Nr 85, poz. 957). W § 32 tego rozporządzenia określone są parametry napięcia zasilającego (dopuszczalne odchylenia częstotliwości i napięcia, współczynniki odkształcenia napięcia, zawartość poszczególnych harmonicznych), dopuszczalny łączny czas wyłączeń awaryjnych w roku oraz maksymalny czas trwania jednorazowej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej. Ponadto, § 33 rozporządzenia przyłączeniowego określa zestaw standardów jakościowych obsługi odbiorców (dotyczących m.in. przyjmowania reklamacji, usuwania zakłóceń, udzielania informacji).

Należy zauważyć, iż wymagania dotyczące napięcia dostarczanej energii elektrycznej przeważnie są ostrzejsze niż w innych krajach europejskich oraz w normie EN 50160 (szczególnie dotyczy to częstotliwości). Rozporządzenie pomija natomiast szereg parametrów napięcia określonych w tej normie (wymienionych wyżej). Wiele wątpliwości budzi brak zapisów dotyczących sposobu pomiaru wartości skutecznej napięcia oraz czasu pomiarów mających stwierdzić ewentualne niedotrzymanie dopuszczalnych wartości. Jest to szczególnie istotne w przypadku ubiegania się o bonifikatę z tego tytułu.

Wymagania dotyczące ciągłości dostaw, określone liczbowo dla grup przyłączeniowych IV i V, są znacznie łagodniejsze niż w innych krajach. Dla grup przyłączeniowych I – III i VI parametry te określa umowa sprzedaży lub przesyłowa.

Udzielanie odbiorcom upustów lub bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców w wysokości określonej w taryfie lub umowie jest wymogiem art. 45a ust. 3 w związku z ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2001 r. Nr 1, poz. 7) określa (w § 44) sposób obliczania wysokości bonifikat i upustów za niedotrzymanie poziomu napięcia znamionowego w danym okresie doby w zależności od odchylenia napięcia od dopuszczalnych wartości granicznych [w %] oraz za niedostarczoną energią elektryczną. Natomiast § 45 rozporządzenia taryfowego ustala szczegółowo wysokości opłat za niedotrzymanie poszczególnych standardów jakościowych obsługi odbiorców określonych w § 33 rozporządzenia przyłączeniowego.

Okazuje się jednak, że prawo odbiorcy do otrzymania bonifikaty i upustu z tytułu odchylenia napięcia nie jest bezwarunkowe i zależy od spełnienia pewnych wymagań. Przede wszystkim standardy określone w rozporządzeniu obowiązują jeżeli umowa nie zawiera odrębnych uregulowań. Po drugie, udzielenie bonifikaty uzależnione jest od złożenia przez odbiorcę stosownego wniosku. W praktyce może się to wiązać z koniecznością udowodnienia zasadności roszczenia. W przypadku jakości napięcia nie jest to proste. Przykładowo, odchylenia napięcia określa się na podstawie pomiarów średnich 15-minutowych wartości skutecznych napięcia, co powoduje konieczność zainstalowania przez odbiorcę układu pomiarowego. Szczegółowo problematykę metod pomiarowych i sposób kalkulacji upustów dla odbiorców przedstawiono w [3].

\* \* \*

Jakość i niezawodność dostarczania energii elektrycznej stanowią skomplikowane zagadnienia techniczne, prawne, a w konsekwencji również ekonomiczne. Próba zdefiniowania jakości energii elektrycznej w kategoriach prawnych wymaga określenia zbioru gwarantowanych parametrów jakości zasilania, a także ustalenia procedury pomiaru ich wartości. Od strony ekonomicznej problemy dotyczą wyceny skutków złej jakości energii. Funkcjonowanie rynku energii elektrycznej opartego na dobrowolnych kontraktach handlowych wymaga dużej precyzji definicji parametrów określających jakość energii elektrycznej w przepisach. Wielu autorów stwierdza, iż obecne rozporządzenia nie spełniają tego wymogu.

W miarę liberalizacji rynku powstają możliwości oferowania odbiorcom uprawnionym do korzystania z usług przesyłowych podwyższonego standardu jakości napięcia oraz ciągłości dostaw. Autorzy publikacji [4] proponują np. wprowadzenie do rozporządzeń wykonawczych trzech poziomów jakości zasilania: gwarantowanego, podwyższonego oraz „super-jakości”.

Ci sami autorzy postulują opracowanie i wdrożenie w Polsce kompleksowego programu oceny jakości energii elektrycznej. Rozwiązania wymaga kwestia odpowiedzialności za niedotrzymywanie parametrów jakościowych lub stosowanie odbiorów pogarszających te parametry. Pogorszenie jakości napięcia zasilania energii elektrycznej spowodowane jest w znacznej mierze przez odbiorców, na skutek zmieniającego się w czasie poboru mocy. Szczególnie negatywny wpływ wywierają zmiany mocy występujące w czasie krótszym niż okres napięcia – 20 ms. Wahańa mocy obciążenia powodują powstawanie zmiennych spadków napięć, co prowadzi do odkształconych napięć u odbiorców [5]. Niestety, obowiązujące obecnie przepisy nie pozwalają na wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej w przypadku używania przez odbiorcę urządzeń wprowadzających zakłócenia w pracy sieci lub instalacji innych odbiorców.

Na uwagę zasługuje fakt, iż w ramach umowy pomiędzy amerykańskim instytutem naukowo-badawczym EPRI (Electric Power Research Institute) a PSE S.A. podjęto w 1999 r. projekt „Jakość energii elektrycznej w sieci przesyłowej”. Prace nad projektem, którymi kierują naukowcy z Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, z udziałem wielu instytucji naukowych, zakończone będą w 2002 r., a zagadnienia jakości energii elektrycznej są rozpatrywane i realizowane w aspekcie prawnym, pomiarowym oraz analizy systemowej. Jakość energii elektrycznej jest także w kręgu zainteresowania powołanego przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej Zespołu ds. Standaryzacji Jakości Energii Elektrycznej.



Robert Guzik  
naczelnik wydziału  
Departament Promowania Konkurencji URE



Andrzej Jasienowicz  
główny specjalista

#### Literatura:

1. „Quality of Electricity Supply: Initial Benchmarking on Actual Levels, Standards and Regulatory Strategies” – Council of European Energy Regulators, Working group on Quality of Electricity Supply, kwiecień 2001.
2. Norma EN 50160 – Parametry napięcia w publicznych zasilających sieciach rozdzielczych.
3. „Bonifikaty dla odbiorców przy niedotrzymaniu przez spółkę dystrybucyjną dopuszczalnych odchyień napięcia” – A. Pawłęga, Energetyka 4/2001.
4. „Memorandum w Sprawie Jakości Zasilania w Warunkach Polskiego Systemu Elektroenergetycznego” – Zb. Hanzelka, M. Tondos, Jakość i Użytkowanie Energii Elektrycznej Tom VII, Zeszyt 1/2001.
5. „Analiza i Ilustracja Prądów, Napięć i Mocy Odkształconych Wyższymi Harmonicznymi” – G. Błajszczak, Elektroenergetyka 1/2001.

## MONITORING RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Proces przekształceń rynkowych, jaki przechodzi obecnie sektor elektroenergetyczny w Polsce wymaga ciągłego monitoringu rozumianego jako metoda badań ekonomicznych, polegająca na długookresowej obserwacji określonych zjawisk ekonomicznych, dziedzin gospodarki lub wybranych podmiotów gospodarczych, w celu poznania ich reakcji na działanie określonych czynników, zmieniających warunki ich występowania lub funkcjonowania. Podstawowym celem monitorowania tworzącego się rynku energii elektrycznej jest wcześniejsze wykrycie i zidentyfikowanie zagrożeń oraz przeciwdziałanie nieprawidłowościom w kształtowaniu się konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce (patrz „Promowanie konkurencji – Biuletyn URE Nr 5/2001”). Sposobem osiągnięcia

zalożonego celu będzie prowadzenie stałej obserwacji funkcjonowania rynku ze szczególnym uwzględnieniem omówionych w dalszej części artykułu zagadnień oraz obserwacja wyspecyfikowanych symptomów na podstawie przyjętych wskaźników. Koncepcja monitorowania rynku energii elektrycznej przewiduje system alertów określających sposób reakcji Regulatora na poszczególne zdarzenia na rynku energii elektrycznej. Alerty są oznaczone cyframi od 0 do 3:

- 0 – oznacza, iż sytuacja nie budzi niepokoju – brak działań Prezesa URE,
- 1 – oznacza, iż nastąpiło zdarzenie niezgodne ze stanem pożądanym, które wymaga zebrania dodatkowych informacji,



- 2 – oznacza, iż nastąpiło zdarzenie niezgodne ze stanem pożądanym, które wymaga działań ze strony Prezesa URE, wynikających z przysługujących mu uprawnień (nałożenia kary, cofnięcia zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, cofnięcia koncepcji, rozstrzygnięcia sporu),
  - 3 – oznacza, iż nastąpiło zdarzenie niezgodne ze stanem pożądanym, które wymaga podjęcia działań przez organy inne niż Prezes URE (np. Minister Gospodarki, Minister Skarbu Państwa, Prezes UOKiK).
- Szczegółowo przedmiot i sposoby monitorowania w poszczególnych obszarach opisane są poniżej.

## 1. Zależności cenowo-popytowe oraz cenowo-podażowe

### 1.1 Wielkości rezerwy mocy dyspozycyjnej w systemie elektroenergetycznym i koszty transferu energii

**Symptom 1:** Nadmiar mocy w systemie elektroenergetycznym

Pozytywnym aspektem nadmiaru mocy w systemie jest możliwość powstania konkurencji pomiędzy wytwórcami. Jednocześnie, negatywnym skutkiem nadmiaru mocy jest wzrost kosztów, w tym konieczność pokrycia „kosztów osieroconych” wynikających z kosztów stałych mocy niepracujących. W związku z tym rozważa się czasowe odstąpienie części mocy do rezerwy długoterminowej w celu zmniejszenia kosztów ich utrzymania. Alert 1.

**Symptom 2:** Niedobór rezerwy mocy w systemie elektroenergetycznym

Niedobór rezerwy mocy w systemie może spowodować wzrost cen energii elektrycznej (syndrom kalifornijski), zagrożenie dla bezpiecznej pracy systemu, a nawet doprowadzić do przerwania dostaw energii. Alerty 1 – 3.

**Symptom 3:** Wzrost kosztów ograniczeń systemowych

Zjawisko to oznacza nadmierną pracę nieefektywnych jednostek wytwórczych, co sprawia, że praca systemu elektroenergetycznego nie jest optymalna. Alerty 1 – 3.

### 1.2 Kształtowanie się wolumenów i cen energii elektrycznej sprzedawanej w poszczególnych segmentach rynku, ze szczególnym uwzględnieniem energii sprzedawanej przez PSE S.A. i energii zwolnionej z taryfowania (ilości powyżej Minimalnej Ilości Energii – MIE) oraz badanie zależności wysokości cen energii od popytu i podaży

**Symptom 4a:** Relacje udziałów poszczególnych segmentów rynku energii elektrycznej inne od pożądanых

**Symptom 4b:** Relacje cenowe w poszczególnych segmentach rynku energii elektrycznej inne od pożądanых

Badaniu podlegają prawidłowości w kształtowaniu się poszczególnych segmentów rynku w zakresie ilości energii elektrycznej, która będzie przedmiotem obrotu w poszczególnych segmentach oraz poziom średnich cen. Oczekiwane zjawiska to zmniejszanie się udziału MIE, a zwiększanie wolumenu transakcji na rynku kontraktów bilateralnych i giełdzie energii oraz ukształtowanie się na stałym poziomie udziału rynku bilansującego (do 5%). Średnie ceny zakupu energii elektrycznej w kontraktach bilateralnych powinny być

niższe od cen MIE, ponieważ nadmiar energii elektrycznej w systemie spowoduje eliminowanie z rynku źródeł oferujących najwyższe ceny. Cena na rynku bilansującym powinna być wyższa niż na giełdzie energii. Alerty 1 – 2.

**Symptom 5:** Niestabilność przepływów pieniężnych, wahania cen średnich sprzedaży

Zjawisko to może spowodować utratę płynności przez niektórych uczestników rynku. Alert 1.

**Symptom 6:** Zmiany elastyczności cenowej popytu i podaży

Rynek energii elektrycznej w Polsce nie wykazuje elastyczności, jeśli chodzi o stronę popytu, natomiast powinien wykazywać elastyczność cenową podaży ze względu na nadmiar oferowanych mocy. Alert 1.

**Symptom 7:** Wzrost cen energii elektrycznej sprzedawanej przez PSE S.A. spółkom dystrybucyjnym powyżej limitu MIE

Cena energii sprzedawanej powyżej limitu minimalnej ilości energii powinna być niższa od ceny energii w MIE w zatwierdzonej taryfie dla energii elektrycznej PSE S.A. Alert 1.

## 2. Realizacja zasady dostępu do korzystania z usług przesyłowych (Third Party Access – TPA)

### 2.1 Zakres i stopień realizacji funkcjonowania zasady TPA oraz identyfikacja barier dostępu do usług przesyłowych

**Symptom 8a:** Spadek liczby odbiorców uprawnionych korzystających z TPA

**Symptom 8b:** Spadek wolumenu obrotów energii elektrycznej nabywanej z wykorzystaniem zasady TPA

Podstawowe wskaźniki zastosowane podczas badania to liczba podmiotów korzystających z przysługujących im uprawnień oraz ilość energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom uprawnionym. Rejestrowane będą także wszystkie skargi wpływające od odbiorców uprawnionych w celu zidentyfikowania barier dostępu. Prezes URE zamierza prowadzić działania informujące odbiorców o przysługujących im uprawnieniach oraz przeciwdziałać próbom utrudniania korzystania z dostępu do usług przesyłowych odbiorcom uprawnionym. Alerty: 0 (wzrost liczby odbiorców i wolumenu obrotów), 1 (wielkości stale), 2 (spadek).

**Symptom 9a:** Zawyżenie stawek opłat przesyłowych przez spółki dystrybucyjne i PSE S.A.

**Symptom 9b:** Odmowa świadczenia usług przesyłowych

**Symptom 9c:** Nierównoprawne traktowanie odbiorców uprawnionych do korzystania z usług przesyłowych w stosunku do innych odbiorców

Powyższe symptomy oznaczają istnienie barier dostępu do sieci. Alert 2.

**Symptom 10a:** Niezrozumienie przepisów przez odbiorców uprawnionych

**Symptom 10b:** Obawy przed zmniejszeniem pewności dostaw

**Symptom 10c:** Obowiązek zakupu MIE przenoszony na odbiorców uprawnionych

Powyższe symptomy mogą prowadzić do rezygnacji uprawnionych odbiorców z korzystania z usług przesyłowych. Alerty 1 – 3.

### 3. Praktyki monopolistyczne oraz siła rynkowa przedsiębiorstw energetycznych

#### 3.1 Praktyki monopolistyczne Operatora Systemu Przesyłowego (OSP)

**Symptom 11a:** Spadek liczby transakcji i wolumenu obrotów na giełdzie energii elektrycznej

**Symptom 11b:** Skargi przedsiębiorstw obrotu na OSP  
 Obserwacji podlegają: wolumen obrotów na giełdzie energii oraz rejestrowane skargi przedsiębiorstw obrotu, które wskazują na niewłaściwe funkcjonowanie rynku. Alerty 1 – 3.

#### 3.2 Siła rynkowa przedsiębiorstw energetycznych

Siła rynkowa mierzona będzie koncentracją kapitału z uwzględnieniem:

- grup kapitałowych,
- powiązań kapitałowych poziomych i pionowych,
- powiązań kapitałowych z innymi branżami (np. telekomunikacja).

Badaniu poddany zostanie udział danego podmiotu (np. przedsiębiorstwa, spółki lub grupy kapitałowej) w sprzedaży energii w zdefiniowanych segmentach rynku z uwzględnieniem zakresu terytorialnego oraz rodzaju towaru lub usługi.

**Symptom 12a:** Zawyżony poziom cen odbiegający od cen uzasadnionych kosztami

**Symptom 12b:** Zaniżony poziom cen odbiegający od cen uzasadnionych kosztami

Ceny odbiegające w górę od uzasadnionych kosztami powodują generowanie nadmiernych zysków przez przedsiębiorstwa wytwórcze. Natomiast sprzedaż energii po cenach poniżej cen uzasadnionych kosztami, prowadząca do wysokich strat, może być spowodowana polityką monopolistyczną odbiorcy, zbyt wysokimi kosztami własnymi lub próbą wyeliminowania konkurencji. Alerty 1 – 3.

**Symptom 13a:** Nadmierna koncentracja kapitału pozioma i pionowa

**Symptom 13b:** Istnienie powiązań kapitałowych z innymi branżami

Nadmierna koncentracja kapitału może zapewnić jednemu lub kilku podmiotom uprzywilejowaną pozycję na rynku, co daje możliwość manipulacji wielkością produkcji energii oraz wysokością proponowanych cen. Powiązania kapitałowe z innymi branżami mogą umożliwić stosowanie zaniżonych cen energii w celu wyeliminowania konkurencji lub powodować transfer środków z sektora elektroenergetycznego do innych branż. Alerty 1 – 2.

### 4. Rynek bilansujący

**Symptom 14 –** Relacje inne niż pożądane

W powyższym obszarze badaniu poddana jest wysokość cen w funkcji zapotrzebowania na energię elektryczną w tym segmencie rynku. Pożądaną relacją jest aby ce-

ny energii elektrycznej na rynku bilansującym były zróżnicowane ze względu na zmiany dobowego i godzinowego zapotrzebowania na energię elektryczną. Alert 1 – 2.

**Symptom 15a:** Redukcja ilości energii elektrycznej nabywanej w kontraktach bilateralnych spowodowana ograniczeniami systemowymi

**Symptom 15b:** Redukcja ilości energii elektrycznej nabywanej w kontraktach bilateralnych spowodowana innymi ograniczeniami

**Symptom 15c:** Nadmierny wzrost wolumenu obrotów na rynku bilansującym

Zbyt duże obroty na rynku bilansującym oraz występowanie ograniczeń systemowych powodujących konieczność istotnych zmian w planowanym rozdziale obciążeń prowadzą do spadku wolumenu energii elektrycznej sprzedawanej w innych segmentach rynku (szczególnie na giełdzie energii) oraz wzrostu cen energii na rynku bilansującym. Alert 1.

### 5. Obowiązkowe zakupy energii elektrycznej

#### 5.1 Wywiązywanie się z obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych przez PSE S.A., spółki dystrybucyjne oraz przedsiębiorstwa obrotu

**Symptom 16:** Niewywiązywanie się z obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych

Kontroli Prezesa URE podlegać będzie ilość zakupionej energii z zgodnie z limitem określonym w rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości na przedsiębiorstwo obrotu zostanie nałożona kara. Alert 2.

**Symptom 17:** Odmowa zakupu energii ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych

Zjawisko to może być oznaką stosowania praktyk dyskryminujących niektórych wytwórców. Alerty 1 – 3.

\* \* \*

Zaproponowany sposób monitorowania rynku energii elektrycznej pozwoli na aktywne włączenie się Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w procesy tworzenia i umacniania zachowań rynkowych przedsiębiorstw sektora energetycznego w Polsce. Jednocześnie stanowi on swoisty „system wczesnego ostrzegania” przed możliwością wystąpienia ewentualnych zagrożeń deformacji kształtującego się rynku.

Opracowano w Departamencie  
 Promowania Konkurencji URE

# BLIŻEJ UNII EUROPEJSKIEJ

Małgorzata Nowaczek

## Przebieg procesu negocjacji

Dla 6 spośród 13 państw kandydujących, negocjacje akcesyjne zostały formalnie rozpoczęte 31 marca 1998 r. Państwa te tworzą tzw. grupę luksemburską, w skład której wchodzi Cypr, Estonia, Republika Czeska, Węgry, Polska i Słowenia.

Dostosowując swoje systemy prawne do wymogów Unii Europejskiej, kraje kandydujące miały najpierw – w procesie tzw. screeningu – obowiązek sprawdzenia, w jakim stopniu ich ustawodawstwo wewnętrzne jest zgodne z dorobkiem prawnym Wspólnot Europejskich – tzw. *acquis communautaire*. W ramach pierwszego etapu, każde z państw opracowało Narodowe Programy Przygotowania do Członkostwa (National Programmes for the Adoption of the Acquis – NPAA). Odpowiedzią ze strony Komisji Europejskiej były, opracowane dla poszczególnych państw, dokumenty dot. współpracy akcesyjnej (Accession Partnership), gdzie wskazano priorytetowe dziedziny, w zakresie których dane państwo powinno uzyskać postęp i większy stopień harmonizacji z *acquis* oraz wyznaczono rodzaje korzystania z programów przedakcesyjnych – PHARE, ISPA, SAPARD. Po zakończeniu procesu screeningu, zostały otwarte negocjacje dotyczące poszczególnych dziedzin gospodarki. Rezultatem ich było ustalenie wspólnego stanowiska w zakresie poszczególnych obszarów negocjacyjnych. Proces negocjacji w indywidualnych dziedzinach trwa nadal. Negocjacje w zakresie energii dla grupy luksemburskiej – które to zagadnienia obejmują Rozdział 14 wspólnych stanowisk – zostały otwarte w listopadzie 1999 r. W rozmowach, każde państwo jest traktowane indywidualnie z uwzględnieniem charakterystycznych zagadnień i specyfiki danego kraju. Jest to proces równoległy z przeprowadzaniem zmian w wewnętrznych systemach prawnych.

Formą określenia i weryfikacji przez Komisję postępu, osiągniętego przez dane państwo w obszarach negocjacyjnych są – opracowane przez Dyрекcję Generalną ds. Rozszerzenia (DG Enlargement) – regularne raporty – Regular Reports. 8 listopada 2000 roku zostały one przedstawione wraz z przyjęciem, opracowanego z inicjatywy komisarza ds. rozszerzenia Pana Guntera Verheugen'a – dokumentu dotyczącego strategii rozszerzenia („Enlargement strategy paper”). Został on przedłożony Radzie Europejskiej na szczycie w Nicei w grudniu 2000 r. Dokument ten zakłada przyspieszenie tempa negocjacji i wskazuje przyjęcie odpowiedniej metody do rozstrzygania próśb państw członkowskich o uzyskanie okresów przejściowych. Ponadto wyznacza „mapę drogową” (road map) do postępowania z poszczególnymi obszarami negocjacyjnymi z najbardziej zaawansowanymi krajami, określając harmonogram negocjacji z kandydatami. Zakłada on, że

rozmowy zostaną zakończone w połowie 2002 r. Jako priorytetowe uznano ustalenie wspólnych stanowisk w zakresie m.in. energii.

Ocena zawarta w raportach rocznych za rok 2000 wypadła dla Polski pozytywnie. W podsumowaniu Rozdziału 14 Raportu, dotyczącego energii, stwierdzono, że teraz, gdy „struktury administracyjne dla sektora energetycznego zostały ustanowione, wydaje się, że koniecznym byłoby wzmocnienie i monitorowanie wdrażania *acquis* w takich obszarach jak bezpieczeństwo energetyczne, zapasy obowiązkowe oraz transformacja podsektora paliwowo-energetycznego” Potwierdza to stanowisko negocjacyjne oraz trwające cały czas rozmowy i spotkania negocjacyjne. Obecnie, Polska zrezygnowała z przyznania 3-letniego okresu przejściowego dla wdrażania Dyrektywy dot. wspólnego rynku gazu, pozostając przy 8-letnim okresie przejściowym dot. wdrażania obowiązku utrzymywania zapasów ropy naftowej i paliw ciekłych – tzn. do 31.12.2010 r.

## Główne założenia Dyrektywy 96/92/EC w sprawie utworzenia wewnętrznego rynku elektroenergetycznego – zwanej dalej Dyrektywą IEM

Najogólniej rzecz ujmując, celem Dyrektywy jest stopniowa i etapowa budowa wspólnego rynku elektroenergetycznego i utworzenie jednolitego a nie 15-tu lub więcej liberalizowanych rynków krajowych. Dyrektywa określa instrumenty i wprowadza zasady jakimi mają kierować się Państwa członkowskie przy budowie tego wspólnego przedsięwzięcia. Główne problemy, jakie obejmuje Dyrektywa, dotyczą: organizacji systemu wytwarzania (konkurencja przy tworzeniu nowych mocy wytwórczych poprzez wybór procedury autoryzacji bądź procedury przetargowej); kierowania systemem przesyłowym i dystrybucyjnym (wyznaczenie operatora systemu przesyłowego – TSO – i dystrybucyjnego kraju); organizacji dostępu do systemu (wybór procedury wyłącznego nabywcy – single buyer lub procedury dostępu strony trzeciej – zasada TPA w podsystemie regulowanym TPA lub negocjowanym TPA); rozbicia i przejrzystości sprawozdań finansowych (tzw. unbundling) i otwarcia rynku (z mocy samej Dyrektywy z dniem 19.02.1999 r. kwalifikowanymi odbiorcami byli odbiorcy zużywający rocznie 40 GWh – co stanowiło 26% otwarcia rynku).

Efektem stosowania zasad Dyrektywy ma być stworzenie warunków umożliwiających obniżenie cen za energię elektryczną dla odbiorców końcowych oraz kosztów przedsiębiorstw energetycznych. Obecnie trwają prace nad zmianami Dyrektywy m.in. w zakresie zlikwidowania procedury wyłącznego nabywcy, przyspieszenia otwarcia rynków w poszczególnych państwach, tak aby można by-



to utworzyć wspólny rynek energii w 2005 r. Jednolite stanowisko Komisji z 13 marca 2001 r. nie zostało zaakceptowane przez niektóre państwa członkowskie i projekt zmian jest analizowany w Radzie oraz Parlamencie Europejskim.

### Implementacja zapisów Dyrektywy IEM przez Polskę

Na tle państw grupy luksemburskiej, Polska jest największym producentem i konsumentem energii elektrycznej w Środkowo-Wschodniej Europie. Połączona jest ze zsynchronizowanymi systemami połączeń technicznych umożliwiającymi tranzyt energii tj. CENTREL<sup>1)</sup> i UCTE (tworzy go 10 państw członkowskich) poprzez Niemcy. Przyszłe połączenia zakładają budowę kabla podziemnego ze Szwecją i połączenia lądowego z Litwą.

Na rynku występuje 37 przedsiębiorstw wytwórczych. Większość z nich jest własnością państwa. Prywatyzacja sektora została rozpoczęta w celu modernizacji i podniesienia jego efektywności. Podstawą reformy jest ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 z późn. zm.). Powołany na jej podstawie Prezes Urzędu Regulacji Energetyki jest odpowiedzialny m.in. za wydawanie koncesji, zatwierdzanie taryf i rozstrzyganie specyficznych kategorii sporów.

Operatorem systemu przesyłowego (transmission system operator TSO) są Polskie Sieci Elektroenergetyczne

S.A., ogólnie odpowiedzialne za obrót, utrzymanie, rozwój i przesył energii sieciami. Obowiązki i uprawnienia PSE jako przyszłego TSO na międzynarodowym rynku energii elektrycznej będą wymagały rozszerzenia poprzez zmianę rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 25 września 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. Nr 85, poz. 957). Duże znaczenie ma fakt, że PSE S.A. posiada zawarte z wytwórcami kontrakty długoterminowe (co stanowi 65% potrzeb zaopatrzenia w energię elektryczną). Problem ten, wobec liberalizacji rynku będzie stopniowo rozwiązywany w tworzonej systemie opłat kompensacyjnych. Istotne, że model ten też musi być uznany za zgodny z przepisami Dyrektywy odnoszącymi się do tzw. kosztów osieroconych (stranded costs).

W przypadku dostępu stron trzecich do sieci wybrano podsystem regulowanego TPA. Kategorie podmiotów uprawnionych do zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych określa rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz. U. Nr 107, poz. 671). W zakresie energii elektrycznej od 1 stycznia 1999 r. dostęp do sieci otrzymali odbiorcy kupujący więcej niż 100 GWh

Tab. 1.

Państwo	Moc zainstalowana w MW	Wybrane zagadnienia z Dyrektywy IEM					
		Budowa nowych mocy wytwórczych	TSO	TPA	Odmowa dostępu do rynku	Otwarcie rynku	Regulator
Cypr	728	—	—	—	—	—	—
Estonia	3 200	Autoryzacja	Eesti Energia	rTPA <sup>2)</sup>	—	Od 2002 r.	Energy Market Inspectorate – od 1998 r.
Republika Czeska	13 800	Autoryzacja	CEPS	rTPA	Bezpieczeństwo, brak konkurencji, stan wyższej konieczności	Od 2002 – 30%	Ministerstwo Przemysłu i Handlu – w planach niezależny regulator
Słowenia	2 500	Procedura przetargowa	Część ELES	rTPA	Problemy techniczne	Od 15.04.2001 r.	Niezależny Energy Authority – od 1999 r.
Węgry	7 700	Autoryzacja	Niezależna część MVM Rt	rTPA	Brak mocy, problemy techniczne	Lipiec 2001 r.	Węgierski Urząd Regulacji Energetyki (HEO od 1994 r.)
Polska	34 000	Autoryzacja	PSE S.A.	rTPA	Brak mocy, wzajemność	1.01.1999 r. dla odbiorców > 100 GWh, 1.01.2000 r. > 40 GWh	URE od 1997 r.

1) Powstał w 1992 r. i łączy sieci elektroenergetyczne Czech, Słowacji, Polski i Węgier.

2) rTPA – regulowany TPA.



– co stanowiło 37% otwarcia rynku, a od 1 stycznia 2000 r. – odbiorcy kupujący więcej niż 40 GWh – 44% otwarcia rynku. Odnośnie budowy nowych mocy wytwórczych, przyjęta regulacja, swoim charakterem zbliżona jest do procedury autoryzacji. Celem zapewnienia rozbitcia i przejrzystości sprawozdań finansowych wprowadzono w art. 44 ustawy – Prawo energetyczne rozdział kont. Ceny i stawki opłat, zawarte w taryfach, ustalanych przez przedsiębiorstwa energetyczne, odzwierciedlać mają uzasadnione koszty prowadzonej przez nie działalności.

Taryfy przedsiębiorstw koncesjonowanych podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Istotne znaczenie ma fakt, że od 1 lipca 2001 r. Prezes URE zwolnił – poza pewnymi wyjątkami – przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje na wytwarzanie lub obrót energią elektryczną z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej. Decyzja ta została podjęta po dokonaniu wszechstronnej analizy rynku energii elektrycznej, ze szczególnym uwzględnieniem stopnia wypełniania kryteriów rynku konkurencyjnego (stanowisko Prezesa URE zawarte w Biuletynie URE nr 4/2001).

Warto również zwrócić uwagę, że odnośnie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w ustawie – Prawo energetyczne nie ma bezpośrednich przeniesień z art. 3 Dyrektywy IEM dotyczącego możliwości nakładania przez państwa na przedsiębiorstwa tzw. obowiązków świadczenia usług publicznych. Niemniej jednak, niektóre przepisy Prawa energetycznego (art. 4 ust. 1 i 3, art. 7 ust. 1, art. 10, art. 40) są rodzajowo zbieżne z obowiązkami świadczenia usług publicznych.

W 1999 r. wzrost cen nie mógł przekroczyć 13% w stosunku do cen poprzednio stosowanych. Ponadto, przewiduje się prawne rozgraniczenie PSE S.A., które będzie reorganizowane celem wydzielenia jego zadań operatora systemu przesyłowego. Istotnym jest ustanowienie od 1 lipca 2000 r. polskiej giełdy energii.

Porównując proces budowy i tym samym wdrażania postanowień Dyrektywy IEM w Polsce z innymi państwami grupy luksemburskiej, warto wskazać, że prace w tym zakresie są bardzo zaawansowane i Polska znajduje się w czołówce tej grupy. Szczegółową charakterystykę określa tab. 1.

Reasumując, należy wskazać, że mimo różnorodności systemów i specyfiki każdego państwa, realizując postanowienia Dyrektywy IEM w każdym z nich występują te same problemy. Jednakże wszystkie państwa kandydujące zmierzają do osiągnięcia wytyczonego celu nadrzędnego jakim jest przełamanie dotychczasowego monopolu w sektorze elektroenergetycznym z zamiarem zbudowania konkurencyjnego rynku.

Podstawę prawnych działań wszędzie stanowią ustawy – Prawo energetyczne, w tym jako pierwsza powstała i została wprowadzona w życie ustawa węgierska. Generalnie, w przeważającej mierze są one zgodne z wymogami stawianymi przez Dyrektywę IEM, co wynika z faktu, że przy ich tworzeniu była brana pod uwagę konieczność harmonizacji przepisów krajowych z przepisami europejskimi. Obecnie trwają prace legislacyjne nad nowymi ustawami bądź ich zmianami, które lepiej dostosują ich zapisy do wymogów Dyrektywy. Niemniej jednak widać, że niektóre państwa są bardziej zaawansowane – Węgry, Polska, Czechy. Jak już wspomniano w Polsce jako pierwsza powstała giełda energii, której działalność ma poprawić efektywność polskiego sektora energetycznego i sektorów z nim związanych. Można wyróżnić też zróżnicowany poziom otwarcia rynków oraz różny status organów regulacyjnych. Warto podkreślić, iż mimo różnego stopnia liberalizacji rynku elektroenergetycznego systemy połączeń są przygotowane i faktycznie istnieją techniczne możliwości włączenia państw grupy luksemburskiej (z wyjątkiem Cypru) do wspólnego rynku energii elektrycznej państw UE. Działania zmierzające do usunięcia barier prawnych i ekonomicznych dla tworzenia wspólnego rynku elektroenergetycznego, wspomagają polityki energetyczne państw, które zmierzają do spójności z głównymi celami UE i opierają się na zasadzie integracji rynku energii jako głównego czynnika determinującego politykę konkurencji.



*Autorka jest pracownikiem Południowo-Wschodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Krakowie (od 18.09 do 15.12.2000 r. przebywała na stażu w Komisji Europejskiej – Dyrekcji Generalnej ds. Energii i Transportu w Brukseli)*

#### **Bibliografia:**

1. Regular Reports za 2000 r.
2. EURELECTRIC, „Transmission system operation in liberalising markets and the Florence Regulatory Forum”, wrzesień 2000 r.
3. Europe Information Service „Euro-East-reports on EU/EEA relations with Central and Eastern Europe”, listopad 2000 r.
4. Juko Lipponen (red.) „European Electricity Markets in Change”, Turku-Abo, Finland 2000 r.

# ZAOPATRZENIE W ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ – WSPÓLNE ZADANIE SAMORZĄDÓW LOKALNYCH I PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH

Tomasz Wawrzyniak

## Płaszczyzny współdziałania samorządów lokalnych i przedsiębiorstw energetycznych

Obowiązujące uregulowania prawne (ustawa – Prawo energetyczne oraz ustawa o zagospodarowaniu przestrzennym) stanowią bazę do rozwinięcia współpracy pomiędzy przedsiębiorstwem sieciowym a samorządami lokalnymi. W zakresie tej współpracy można wymienić trzy podstawowe obszary:

- rozwój sieci lokalnych pozwalający na pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną,
- współpraca w realizacji zadań dotyczących oświetlenia drogowego,
- współpraca we wdrażaniu racjonalnego użytkowania energii oraz w rozwoju nowych efektywnych źródeł energii elektrycznej i ciepła.

Podstawowym obszarem współpracy pomiędzy samorządami lokalnymi a Energetyką Poznańską S.A., w szczególności w okresie intensywnego rozwoju budownictwa indywidualnego oraz obiektów przemysłowych i handlowych, jest rozwój sieci elektroenergetycznej. Współpraca w tym zakresie była realizowana dotychczas, ale obecnie niezbędne jest wprowadzenie „nowych reguł” polegających na dopracowaniu sprawnych procedur pozwalających uzyskać pożądaných efektów.

## Pierwsze doświadczenia współdziałania w ramach nowych uregulowań prawnych

Nowa sytuacja prawna (wejście w życie ustawy – Prawo energetyczne) przesuwają w sposób zdecydowany zadania gmin w uzbrajaniu energetycznym terenu z udziału inwestycyjnego w kierunku planowania zapewniającego spełnienie bieżących potrzeb energetycznych społeczności lokalnej oraz przygotowanie bazy rozwoju na przyszłe lata. Samorządy lokalne mają stać się głównym realizatorem polityki energetycznej państwa. W trudnej sytuacji finansowej gmin w Polsce można zaobserwować daleko idącą powściągliwość w przystępowaniu do sporządzania czy to planów zagospodarowania przestrzennego, czy projektów założeń do planu zaopatrzenia w media techniczne. Często przypadkiem ciągle jeszcze jest fakt obowiązywania przestarzałych planów ogólnych zagospodarowania przestrzennego, których zapisy nie są wystarczające nawet dla prawidłowego wydania decyzji o warunkach zabudowy i zagospodaro-

wania terenu, ale jednocześnie pozwalają takie ułomne decyzje wydać. Dość powszechnie kwitnie proceder sporządzania planów zagospodarowania dla małych terenów (często pojedynczych działek), oderwanych od istniejących struktur przestrzennych, ciągów komunikacyjnych i sieci infrastruktury technicznej.

Na potrzeby wszystkich opracowań gminnych przedsiębiorstwo energetyczne obowiązane jest przekazywać niezbędne informacje. Do podstawowych informacji, które Energetyka Poznańska zobowiązała się dostarczać należą dane charakteryzujące stan istniejący w zakresie infrastruktury elektroenergetycznej i jej wykorzystania. Dane te obejmują trasy linii 110 kV i niższych napięć przebiegających przez teren gminy i ich bieżące wykorzystanie. Możliwe do przekazania są również dane na temat klientów bytowo – komunalnych wykorzystujących rozliczenia dwustrefowe (przeważnie wykorzystujących energię elektryczną dla celów grzewczych).

Przed opracowaniem pierwszego projektu planu rozwoju, Energetyka Poznańska wystąpiła do wszystkich urzędów miast i gmin na terenie swojego działania o materiały dotyczące posiadanych, aktualnych lub będących w przygotowaniu, opracowań przestrzennych. Na ogólną liczbę 129 wysłanych zapytań, odpowiedzi uzyskano tylko z 69 urzędów, w tym w 11 przypadkach zawarta była informacja o braku jakichkolwiek danych dotyczących omawianego zakresu. Inne otrzymane materiały były w większości niekompletne, bardzo ogólne i lakoniczne, co w niejednym przypadku, nawet po dalszym przystosowaniu do potrzeb planu, uniemożliwiało ich uwzględnienie w zakresie planowanych potrzeb inwestycyjnych. Przy szczegółowej analizie informacji otrzymanych z gmin wystąpiły poważne problemy. I tak np. nie wiadomo

- kiedy sieć elektroenergetyczna ujęta jest w miejscowych planach zagospodarowania. Przepisy prawne, niestety, nie rozstrzygają tej zasadniczej wątpliwości. W tej sytuacji, przy dokonywaniu ustaleń, głoszone były i są do tej pory bardzo rozbieżne poglądy. Według jednego z nich wystarczający jest zapis, że wszystkie obiekty ujęte w miejscowym planie będą zaopatrzone w energię elektryczną. Według innego linia elektroenergetyczna jest ujęta w miejscowym planie tylko wówczas, gdy jej przebieg jest określony z punktu A do punktu B trasą C.
- kolejny problem stanowi brak horyzontu czasowego planów zagospodarowania przestrzennego.

Obiekty ujęte w miejscowym planie zagospodarowania nie mają określonego terminu realizacji, natomiast plan rozwoju zgodnie z wytycznymi Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zawierać musi plan inwestycyjny przedsiębiorstwa energetycznego na 3 lata.

- niezbędne jest także określenie zapotrzebowania mocy i energii.

Plan rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego musi zawierać obecne i przyszłe zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną. W praktyce miejscowe plany zagospodarowania nie posiadają bilansu zapotrzebowania na energię elektryczną, a często nie zawierają również bilansu mocy elektrycznej. Stwarza to kolejne komplikacje przy sporządzaniu planu rozwoju, a w szczególności utrudnia określenie przewidywanego zapotrzebowania.

- podobnie wygląda sprawa z określeniem zakresu rzeczowego.

Niekompletność miejscowych planów zagospodarowania powoduje między innymi to, że zakres rzeczowy sieci energetycznej dla obiektów ujętych planem jest często, nawet w przybliżeniu, nieokreślony.

Z uwagi na przedstawione problemy oraz niepełne informacje z terenu wszystkich obsługiwanych gmin, konieczne było posłużenie się opracowanym wskaźnikowym planowaniem przyszłościowych zadań, dotyczących określonych terenów osadniczych i przemysłowych. W celu dokonania uzgodnień zapewniających realizację zadań rozwoju sieci lokalnych, Energetyka Poznańska ujęła także w planie rozwoju opracowane projekty budowy sieci i przyłączy oraz wydane warunki przyłączenia i zawarte oraz przygotowywane umowy o przyłączenie do sieci.

Ostatecznie pierwszy plan rozwoju Energetyki Poznańskiej w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2000 – 2002 został opracowany i uzgodniony przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na początku 2000 roku.

Obecnie Energetyka Poznańska jest w okresie uzgadniania kolejnego planu rozwoju przygotowanego na lata 2001 – 2003. W celu zminimalizowania występujących wcześniejszych trudności i nieodmówień w Interpretacji postanowień gminnych planów zagospodarowania oraz uzyskania pełniejszych danych na etapie sporządzania kolejnego planu rozwoju, Energetyka Poznańska wystąpiła z inicjatywą określenia potrzeb energetycznych poszczególnych terenów wspólnie z przedstawicielami samorządów lokalnych. W wyniku wzajemnych bezpośrednich kontaktów przedstawicieli terenowych jednostek Energetyki Poznańskiej i gmin ustalone zostały zakresy rzeczowe niezbędnych inwestycji sieciowych oraz harmonogram ich realizacji, obejmujący zamierzenia zarówno rozwojowe, jak i modernizacyjne. Należy podkreślić fakt braku doświadczeń i przygotowania przedstawicieli samorządów lokalnych do precyzowania potrzeb w zakresie elektroenergetyki, szczególnie przy określaniu zakresów rzeczowych, ale również terminów realizacji inwestycji. Podobnie jak przy pierwszym planie rozwoju, w celu przedstawienia całości niezbędnych potrzeb elektroenergetycznych w zakresie

rozwoju i modernizacji sieci, ujęto również opracowane projekty budowy sieci i przyłączy oraz wydane warunki przyłączenia i zawarte oraz przygotowywane umowy o przyłączenie do sieci.

Energetyka Poznańska udostępnia samorządom lokalnym przystępującym do opracowania projektu założeń do planu zaopatrzenia w energię elektryczną plan rozwoju uzgodniony z prezesem Urzędu Regulacji Energetyki. Poziom zaawansowania prac nad projektami założeń do planu zaopatrzenia w energię elektryczną w gminach na terenie działalności Energetyki Poznańskiej wygląda następująco:

- jedna gmina posiada założenia uchwalone przez zarząd gminy,
- dwie gminy mają prace znacznie zaawansowane,
- dwie gminy rozpoczynają prace, są na etapie zbierania wniosków, w tym informacji o planie rozwoju Energetyki Poznańskiej.

Jak widać na ogólną liczbę 129 gmin tylko 5 przejawilo inicjatywę do opracowania projektu założeń do planu zaopatrzenia w energię elektryczną, co stanowi niecałe 4%.

### Propozycje przyszłego modelowego współdziałania

W myśl nowych uregulowań prawnych realizacja i finansowanie „planowej” budowy i rozbudowy sieci jest obowiązkiem przedsiębiorstwa energetycznego. Samorządy gminne reprezentujące lokalną społeczność dążą do zapewnienia powszechnego dostępu do nośników energii rozprowadzanych sieciowo poprzez zapewnienie pożądanych środków na ten cel. Energetyka Poznańska jako podmiot gospodarczy musi działać w określonych warunkach ekonomicznych. Rozwiązaniem tej sytuacji jest podjęcie szerokiej współpracy przedstawicieli gmin i Energetyki Poznańskiej w celu uzgodnień harmonogramu realizacji i finansowania zadań wynikających z planu zaopatrzenia w energię w oparciu o warunki techniczne i ekonomiczne przy uwzględnieniu interesów klientów.

W wyniku tej współpracy powinien być stworzony plan rozwoju Energetyki Poznańskiej w zakresie rozwoju sieci lokalnych. Z punktu widzenia Energetyki Poznańskiej rolą planu uzgadnianego z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki jest:

- przedstawienie potrzeb inwestycyjnych niezbędnych dla realizacji wyżej omówionych celów,
- uzyskanie akceptacji dla proponowanych celów i ich hierarchii ważności w procesie uzgadniania projektu planu rozwoju,
- uznanie inwestycji planowanych na podstawie studiów uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego, miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego oraz planów zaopatrzenia w energię elektryczną jako uzasadnionych, bądź przedstawienie przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zastrzeżeń w tym zakresie,
- uznanie niezbędnych nakładów inwestycyjnych i aprobaty przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wynikających z nich niezbędnych przychodów.

Z uwagi na kompleksowy i długofalowy charakter pla-



nu nie ma w nim miejsca na szczegółowe rozwiązania koncepcyjne zasilania w energię elektryczną poszczególnych obszarów gminy. Energetyka Poznańska musi natomiast dysponować szczegółową koncepcją, aby móc określone zadania przewidzieć przynajmniej w sensie finansowym w swym planie rozwoju. Istnieje zatem potrzeba współpracy przedstawicieli Energetyki Poznańskiej oraz poszczególnych gmin w celu opracowania koncepcji zasilania w energię elektryczną, choćby wybranych obszarów.

Przygotowanie projektu planu zaopatrzenia w energię elektryczną gminy jest wyrazem innej wizji gospodarki energetycznej gminy w stosunku do planu rozwoju Energetyki Poznańskiej. Plan rozwoju musi obejmować między innymi harmonogram realizacji przewidzianych przedsięwzięć oraz podanie źródeł ich finansowania. Wymaga to współdziałania z uwagi na wykorzystanie dotychczasowej infrastruktury oraz ekonomikę monopolu naturalnego rządzącego gospodarką dostarczania energii elektrycznej.

Z komentarzy do ustawy – Prawo energetyczne należy wysnuć wnioski, że występuje szereg uzasadnionych zastrzeżeń do konstrukcji prawnych regulujących proces działania przedsiębiorstwa energetycznego na terenach miast i gmin w zgodności z planami zaopatrzenia w energię elektryczną przyjętymi przez samorządy lokalne tych miast i gmin. Dotyczą one zasadniczo braku tożsamości pomiędzy podmiotami dokonującymi planowania oraz realizacji i finansowania sieci. Nie zwalnia to jednak od wspólnych działań wymienionych podmiotów w procesie planowania oraz realizacji rozbudowy sieci na określonych terenach.

Problemy tej współpracy wynikają z:

- ograniczonych środków inwestycyjnych na rozwój sieci w przedsiębiorstwie energetycznym,
- konieczności uzasadnienia ekonomicznego inwestowania środków w przedsiębiorstwie energetycznym,
- braku koncepcji zasilania określonych obszarów pozwalających na uwzględnienie w planie rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego konkretnych zadań do realizacji.

Na przyszłość należałoby przyjąć nowy tryb postępowania w procesie tworzenia i uzgadniania planu rozwoju Energetyki Poznańskiej i planów zaopatrzenia w energię elektryczną miast i gmin oraz miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego; dotyczy on przede wszystkim większych zadań inwestycyjnych wymagających budowy nowych stacji transformatorowych oraz linii elektroenergetycznych wyższego rzędu (WN i SN). Podstawą ujęcia określonych zadań dotyczących rozbudowy sieci i budowy przyłączy na określonym terenie jest wykonanie koncepcji zasilania tych terenów o stopniu szczegółowości pozwalającej choćby na szacunkowe zaplanowanie rzeczowe i finansowe w planie rozwoju Energetyki Poznańskiej. Koncepcja taka powinna być przygotowywana przez samorządy lokalne przy ścisłej współpracy z przedstawicielami Energetyki Poznańskiej w ramach założeń do planu zaopatrzenia w energię elektryczną lub jako uszczegółowienie tych założeń pozwalające Energetyce Poznańskiej na ujęcie ich w swoim planie rozwoju.

Koncepcja ta powinna być ostatecznie uzgodniona z Energetyką Poznańską w zakresie technicznym oraz w zakresie harmonogramu realizacji zadań wynikających z potrzeb i możliwości inwestycyjnych Energetyki Poznańskiej. Będzie ona stanowiła podstawę do umieszczenia wynikających z niej zadań do realizacji w określonym czasie w projekcie planu rozwoju Energetyki Poznańskiej. Uzgodnienie projektu planu rozwoju Energetyki Poznańskiej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w zakresie zadań przewidzianych we wszystkich koncepcjach będzie stanowiło podstawę do zapewnienia jego realizacji i finansowania przez Energetykę Poznańską.

Z kolei uzgodnienie projektu planu rozwoju Energetyki Poznańskiej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w zmienionym zakresie dotyczącym realizacji inwestycji sieciowych spowoduje potrzebę przesunięcia realizacji zadań przewidzianych w koncepcjach na dalsze lata lub rozpatrzenia możliwości innego sposobu finansowania ich realizacji. Energetyka Poznańska będzie zawiadamiać samorządy lokalne o wynikach uzgodnień z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki dotyczących zadań wynikających z uzgodnionych koncepcji zasilania.

Rozpoczęcie przez Energetykę Poznańską realizacji zadań przewidzianych w programach zasilania i zamieszczonych w uzgodnionym planie rozwoju następować będzie po podpisaniu odpowiednich umów o przyłączenie zapewniających uzasadnienie ekonomiczne realizacji planowanych zadań.

Należy zaznaczyć, że jednym z najistotniejszych punktów przedstawionego modelu współdziałania, według Energetyki Poznańskiej, jest moment przekazywania wytycznych i uzgadniania opracowanej przez gminę koncepcji zasilania. Założmy, że Energetyka Poznańska na wykonanie zadania ujętego na podstawie koncepcji w planie rozwoju zaciągnie kredyt inwestycyjny. Założmy dalej, że zrealizowana inwestycja nie spełni stawianych założeń, to znaczy przedsiębiorstwo nie uzyska zakładanej opłaty za przyłączenie do sieci, która w 25% powinna zapewnić zwrot nakładów, nie będzie również odpowiedniej wielkości sprzedaży energii elektrycznej, a co się z tym wiąże, rozłożonego w czasie, zwrotu kolejnych 75% nakładów. Dodatkowo Prezes Urzędu Regulacji Energetyki będzie kontrolował między innymi minimalizację nakładów i kosztów, tak aby nie powodowały one nadmiernego wzrostu cen energii. Dobrze jeżeli przedstawiona sytuacja będzie tylko „chwilowym opóźnieniem”, jednak w przypadku ewidentnego błędu w przyjętej koncepcji, a co za tym idzie w planie rozwoju przedsiębiorstwa, konsekwencje finansowe poniesie tylko Energetyka Poznańska.

### **Pokrywanie kosztów przyłączenia do sieci**

Zgodnie z art. 7 ust. 4 ustawy przedsiębiorstwo energetyczne obowiązane jest zapewniać realizację i finansowanie budowy i rozbudowy sieci ujętej w założeniach do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. W porównaniu do poprzedniego stanu przyłączający podmiot nie musi podejmować inwestycji sieciowych i przekazywać ich nieodpłatnie na majątek przedsiębior-



stwa energetycznego. Na podstawie Rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznej (...) rozpoczęcie całego procesu następuje po złożeniu przez podmiot ubiegający się o przyłączenie odpowiedniego wniosku. Następnie zawiera on z przedsiębiorstwem umowę o przyłączenie do sieci, w której po stronie przedsiębiorstwa energetycznego są zobowiązania do realizacji rozbudowy sieci i budowy przyłącza, a po stronie klienta wpłata opłaty za przyłączenie. Zgodnie z art. 7 ust. 5 ustawy stawki opłat za przyłączenie do sieci kalkuluje się na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączenia, określonych w planie rozwoju. Na podstawie Rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf (...) stawki dla określonych grup klientów (6 grup przyłączeniowych) otrzymuje się dzieląc przewidywane nakłady, o których mowa wyżej przez średnioroczną sumaryczną moc planowaną do przyłączenia w poszczególnej grupie. Tak ustalone stawki ujmowane są w taryfie dla energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego, zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Opłatę za przyłączenie do sieci dla konkretnego klienta wyznacza się mnożąc określoną stawkę przez wnioskowaną przez niego moc przyłączeniową. Uzależnienie opłat za przyłączenie od wartości mocy przyłączeniowej jest jak najbardziej zasadne, skłania do planowania racjonalizacji wykorzystania energii i do oszczędności w nakładach inwestycyjnych związanych z jej dostarczaniem. Jednak zgodnie z art. 7 ust. 4 ustawy stawki opłat za przyłączenie do sieci ustalone w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego można stosować w przypadku przyłączenia do sieci przewidzianej w gminnych założeniach do planu zaopatrzenia w energię elektryczną. Wydaje się, że w pozostałych przypadkach, tzn. przy przyłączaniu podmiotu do sieci nie przewidzianej w założeniach, przedsiębiorstwo energetyczne może pobierać opłatę indywidualnie wynegocjowaną i dwustronnie

ustaloną z klientem w umowie o przyłączenie do sieci. Jednak w tych przypadkach Energetyka Poznańska uwzględnić musi dotychczasowe orzecznictwo sądowe i antymonopolowe między innymi:

1. Ciężący ustawy zakaz stosowania praktyk monopolistycznych polegających na nadużywaniu pozycji dominującej na rynku poprzez narzucanie klientom uciążliwych warunków umów, które mogłyby przynieść Energetyce Poznańskiej nieuzasadnione korzyści.
2. Ugruntowane stanowisko orzecznictwa sądowego uznające prawo Energetyki Poznańskiej do szacowania efektywności jej gospodarowania i osiągania korzyści usprawiedliwionych ogółem dóbr i interesów oraz ogółem pozytywnych następstw mieszczących się w kategorii związku przyczynowego i gospodarczego.
3. Zasadę ekwiwalentności w zakresie rozdziału kosztów inwestycji, strat i korzyści (ekwiwalentność wzajemnych świadczeń), przy uwzględnieniu jednakże długookresowego zwrotu nakładów inwestycyjnych.

Z uwagi na powyższe uwarunkowania oraz stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki reprezentowane w decyzjach zatwierdzających taryfy nie wydaje się możliwe, aby do czasu opracowania założeń do planu zaopatrzenia w energię elektryczną dla terenów większości gmin, Energetyka Poznańska mogła pobierać opłaty przyłączeniowe na poziomie wyższym niż wynikającym z opłat wyznaczanych z zastosowaniem stawek ustalonych w taryfie.



Autor jest pracownikiem Energetyki Poznańskiej S.A. Zakładu Dystrybucji Energii



Instalacja odsiarczonego gazu koksowniczego w „Elektrociepłowni Marcel” Sp. z o.o. w Radlinie

# USTALANIE ZAMÓWIIONEJ MOCY CIEPLNEJ I ROZLICZENIA ZA MOC Z ODBIORCAMI

Witold Cherubin

Odbiór i pomiar ilości dostarczonego odbiorcom ciepła następuje w przyłączach i węzłach cieplnych, które są bezpośrednio zasilane ze źródła ciepła, albo przyłączone do parowej lub wodnej sieci ciepłowniczej, przy czym:

- w przypadku dostarczania pary, jest ona wytwarzana w źródle ciepła przy określonym (stałym) ciśnieniu i temperaturze, przesyłana parową siecią ciepłowniczą oraz rozdzielana do przyłączy i węzłów cieplnych, z których jest kierowana do poszczególnych instalacji i urządzeń odbiorczych,
- w przypadku dostarczania gorącej wody, jest ona podgrzewana w źródle ciepła do określonej temperatury, przesyłana wodną siecią ciepłowniczą oraz rozdzielana do przyłączy i węzłów cieplnych, w których następuje wymiana ciepła. Po oddaniu ciepła w węzłach cieplnych schłodzony nośnik ciepła (woda) wraca siecią ciepłowniczą do źródła ciepła, gdzie następuje jego ponowne podgrzanie.

Można więc stwierdzić, że ciepło zawarte w nośniku ciepła, dostarczonym siecią ciepłowniczą, podgrzewa wodę (lub inną ciecz), płynącą w instalacjach lub urządzeniach odbiorczych. W zależności od rodzaju i układu technologicznego węzłów cieplnych i instalacji odbiorczych, może w nich być podgrzewana woda (inna ciecz), krążąca w instalacjach centralnego ogrzewania, grzewczo-wentylacyjnych lub technologicznych oraz woda wodociągowa, płynąca w instalacjach ciepłej wody użytkowej.

Należy wyjaśnić, że w niektórych sieciach parowych nie stosuje się zwrotu skroplin, gdyż mogłyby one ulec zanieczyszczeniu w urządzeniach technologicznych. Aby uniknąć przedostania się tych zanieczyszczeń do kotłów energetycznych, co spowodowałoby ich uszkodzenie, stosowany jest w takich przypadkach tylko rurociąg parowy.

Natomiast w wodnych sieciach ciepłowniczych, krążąca w nich woda „sieciovą” może być sprzedawana odbiorcom w celu uzupełnienia ubytków wody krążącej w instalacjach odbiorczych centralnego ogrzewania i grzewczo-wentylacyjnych (niekiedy technologicznych).

W wyniku wymiany ciepła jest ono odbierane od nośnika ciepła przez wodę (lub inną ciecz) płynącą w poszczególnych instalacjach odbiorczych, przy czym w zależności od zastosowanych rozwiązań technicznych, instalacje te mogą obsługiwać jeden lub wiele obiektów. Jeśli połączone z węzłem cieplnym instalacje odbiorcze obsługują więcej niż jeden obiekt, węzeł taki jest określany jako **grupowy węzeł cieplny**, a odcinki instalacji odbiorczych między tym węzłem a poszczególnymi obiektami są określane jako **zewnętrzne instalacje odbiorcze**.

Aby określić ilość dostarczonego (odebranego) ciepła

konieczne jest jednoczesne dokonanie wielu pomiarów różnych wielkości fizycznych (natężenia przepływu, temperatury i ciśnienia nośnika ciepła) i obliczenie ilości ciepła. Jednocześnie trzeba wyjaśnić, że w technice pomiarowej (ze względu na mechanikę i dynamikę płynów) istnieją szczególne wymagania, dotyczące warunków montażu urządzeń pomiarowych w rurociągach (przepływomierzy, termometrów, ciśnieniomierzy), a pomiary są możliwe tylko w ściśle określonych warunkach.

Ponadto w technice cieplnej stosowane jest umowne pojęcie mocy cieplnej, określonej jako *ilość ciepła wytworzonego lub dostarczonego do podgrzania określonego nośnika ciepła lub odebranego od tego nośnika w ciągu godziny*, przy czym zarówno ilość ciepła jak i moc cieplna nie stanowią wielkości, które można zmierzyć, gdyż są one obliczane na podstawie rejestracji wskazań wielu urządzeń pomiarowych (przepływomierzy i przyrządów mierzących parametry nośnika ciepła). Ilość tych przyrządów zależy od rodzaju nośnika ciepła, a w przypadku pary także od tego czy jest to para przegrzana czy nasycona oraz czy występuje zwrot kondensatu.

Na tym tle trzeba zwrócić uwagę, że przepisy wykonawcze do ustawy – Prawo energetyczne (zwanej dalej ustawą) zawierają określenie „**układ pomiarowo-rozliczeniowy**”, które oznacza dopuszczony do stosowania zespół urządzeń, służących do pomiaru ilości i parametrów nośnika ciepła, których wskazania stanowią podstawę do obliczenia należności z tytułu dostarczania ciepła.

Do określenia ilości ciepła dostarczanego w postaci gorącej wody służy ciepłomierz, który składa się z przepływomierza do pomiaru ilości lub natężenia przepływu wody i termometrów do pomiaru temperatury wody w rurociągu zasilającym i powrotnym oraz układu elektronicznego, obliczającego ilość ciepła.

Ponieważ mocy cieplnej nie można zmierzyć, jest ona obliczana jako ilość ciepła dostarczonego (odebranego) w jednostce czasu według wzoru:  $N = Q : T$  gdzie:

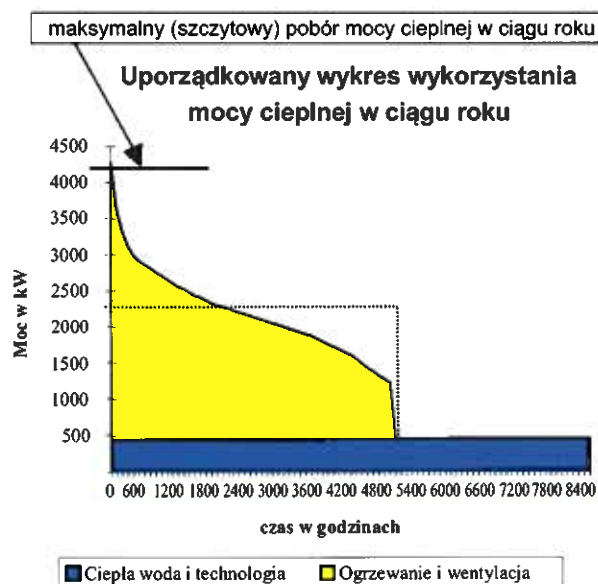
**N** – moc cieplna, średnia w okresie czasu „T” [kW lub MW],  
**Q** – ilość ciepła dostarczonego (odebranego) w okresie czasu „T” [kWh lub MWh],

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

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



Jak wiadomo wielkość poboru mocy cieplnej na ogrzewanie i wentylację zależy od warunków atmosferycznych i występuje w sezonie grzewczym (ok. 7 miesięcy), zaś pobór mocy cieplnej na potrzeby ciepłej wody i dla potrzeb technologicznych występuje w ciągu całego roku (12 miesięcy) i zależy od wielu różnych czynników (w mniejszym stopniu od warunków atmosferycznych). Na tym tle powstają nieporozumienia i spory, gdyż pobór mocy cieplnej jest zmienny w ciągu roku i zależy od chwilowych potrzeb odbiorców (zwłaszcza grzewczo-wentylacyjnych), które głównie zależą od warunków atmosferycznych i od komfortu cieplnego, utrzymywanego przez użytkowników lokali. Poniżej na tzw. uporządkowanym wykresie wykorzystania mocy cieplnej przedstawiono zmiany poboru mocy cieplnej w ciągu roku:



Wykres ten ilustruje zmiany poboru mocy cieplnej na ogrzewanie i wentylację w przeciętnym sezonie grzewczym oraz średni w ciągu roku pobór mocy cieplnej na potrzeby technologiczne i do podgrzewania wody wodociągowej.

Średni pobór mocy cieplnej na potrzeby grzewczo-wentylacyjne (linia przerywana) jest w sezonie grzewczym ok. 2-krotnie mniejszy od szczytowego poboru mocy cieplnej, a w okresie letnim pobór mocy cieplnej jest ograniczony tylko do podgrzewania wody wodociągowej i potrzeb technologicznych (przeważnie do 15% poboru szczytowego). Jednakże dobór urządzeń w źródle ciepła, sieci ciepłowniczej i węzłach cieplnych musi zapewniać pokrycie maksymalnego poboru mocy cieplnej, jaki może wystąpić w ciągu roku, mimo że jest on krótkotrwały (kilkadziesiąt godzin w roku), a niekiedy w ogóle nie występuje (łagodne zimy).

Na tym tle konieczne jest wyjaśnienie, że zgodnie z obowiązującymi przepisami **zamówiona moc cieplna** oznacza *ustaloną przez odbiorcę największą moc cieplną, jaka w ciągu roku występuje w danym obiekcie dla warunków obliczeniowych*, przy czym powinna ona uwzględniać moc cieplną niezbędną dla:

a) pokrycia strat ciepła w obiekcie, zapewniającą utrzy-

- manie normatywnej temperatury i wymiany powietrza w pomieszczeniach, znajdujących się w tym obiekcie,
- b) zapewnienia utrzymania normatywnej temperatury ciepłej wody w punktach czerpalnych, znajdujących się w tym obiekcie,
- c) zapewnienia prawidłowej pracy innych urządzeń lub instalacji, zgodnie z określonymi dla nich warunkami technicznymi i wymaganiami technologicznymi.

Natomiast warunki obliczeniowe oznaczają obliczeniową temperaturę powietrza atmosferycznego określoną dla strefy klimatycznej<sup>1)</sup>, w której zlokalizowane są obiekty, do których jest dostarczane ciepło.

Zamówiona przez odbiorcę moc cieplna jest więc stała w ciągu całego roku (jednakowa w sezonie grzewczym i w okresie letnim) i powinna być określona w umowie sprzedaży ciepła, gdyż jest to moc cieplna, jaką dostawca musi utrzymywać w gotowości, aby zapewnić pokrycie największego poboru mocy cieplnej w obiektach odbiorcy. Wymaga to ponoszenia kosztów na utrzymywanie odpowiedniego majątku trwałego, zapewniającego niezbędną moc cieplną źródeł ciepła, zdolność przesyłową sieci ciepłowniczej i wydajność urządzeń w węzłach cieplnych.

Można więc stwierdzić, że wielkość zamówionej mocy cieplnej wynika z maksymalnego zapotrzebowania ciepła, jakie jest niezbędne do pokrycia potrzeb cieplnych występujących w obiekcie (budynku) odbiorcy. Zamówiona moc cieplna wynika więc zarówno z charakteru potrzeb cieplnych (technologia, ogrzewanie, wentylacja, klimatyzacja, podgrzewanie wody wodociągowej), jak też z charakterystyki techniczno-energetycznej obiektu. Jednocześnie trzeba podkreślić, że zamówiona moc cieplna nie może być określona przez odbiorcę w sposób dowolny, lecz musi być ustalona zgodnie z przepisami ustawy Prawo budowlane wraz z aktami wykonawczymi oraz obowiązującymi postanowieniami Polskich Norm.

Należy wskazać, że rozporządzenie Ministra Gospodarki Przestrzennej i Budownictwa z dnia 14.12.1994 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. Nr 10 z 1995 r., poz. 46 ze zm.) określa wymagania istotne również dla ustalenia zamówionej mocy cieplnej. Określają to m.in. następujące przepisy:

- § 49 – zgodnie z którym budynki i pomieszczenia powinny być wyposażone w instalacje (urządzenia) do ogrzewania pomieszczeń w okresie obniżonych temperatur, umożliwiające utrzymanie, odpowiedniej do ich przeznaczenia, temperatury powietrza wewnętrznego,
- § 120 ust. 1 i 2 – zgodnie z którymi instalacja ciepłej wody powinna zapewniać uzyskanie w punktach czerpania wody temperatury co najmniej 45 °C, lecz nie wyższej niż 55 °C oraz zapewniać stały obieg wody,
- § 134 ust. 1 – zgodnie z którym instalacje i urządzenia do ogrzewania budynku powinny umożliwiać dotrzy-

1) Polska jest podzielona na 5 stref klimatycznych, dla których obliczeniowa temperatura powietrza atmosferycznego wynosi od -16 nad morzem do -24 °C w górach i na Suwalszczyźnie (różnica między strefami co 2 °C).

wanie w poszczególnych pomieszczeniach temperatury obliczeniowej, przy obliczeniowych warunkach zapotrzebowania ciepła, a temperatury i warunki obliczeniowe określają przepisy szczególne i Polskie Normy.

W związku z powyższym, przy ustalaniu zamówionej mocy cieplnej, odbiorca musi uwzględnić wymagania dotyczące temperatury obliczeniowej (odpowiednio do przeznaczenia pomieszczeń) i temperatury ciepłej wody oraz warunki obliczeniowe dla obiektu (budynku), do którego jest (lub ma być) dostarczane ciepło.

Ponadto trzeba zwrócić uwagę, że rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z 30.09.1997 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. Nr 132, poz. 878) określiło m.in.:

- maksymalne dopuszczalne wartości współczynnika przenikania ciepła dla ścian, stropów, stropodachów, okien, świetlików, drzwi i bram,
- graniczne wartości wskaźnika sezonowego zapotrzebowania ciepła na ogrzewanie budynku  $E_o$ , w zależności od współczynnika kształtu budynku,
- minimalną temperaturę wewnętrznej powierzchni przegród (chodzi o uniemożliwienie kondensacji pary wodnej na wewnętrznej powierzchni ścian).

Inaczej mówiąc, przy obliczeniowej temperaturze powietrza atmosferycznego dla danej strefy klimatycznej, zamówiona moc cieplna musi zapewniać:

- utrzymywanie wymaganej temperatury wewnętrznej w pomieszczeniach,
- podgrzewanie w węźle cieplnym zimnej wody wodociągowej (zwykle ok.  $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) do temperatury ok.  $+55\text{ }^{\circ}\text{C}$  (temperatura w punktach czerpania wody musi wynosić  $+45\text{ }^{\circ}\text{C}$ ).

Na tym tle trzeba stwierdzić, że w poprzednim okresie rola umów cywilno-prawnych była ograniczona, gdyż w tym czasie obowiązywało wiele szczegółowych przepisów o charakterze instruktażowym<sup>2)</sup>, lub wprowadzonych tymi przepisami szczegółowych instrukcji. W związku z tym występuje potrzeba dostosowywania umów nie tylko do zmieniających się podstaw prawnych, ale przede wszystkim ze względu na zmiany zasad funkcjonowania dostawców i odbiorców ciepła oraz na zmieniające się warunki gospodarcze. Nowe umowy powinny uwzględniać problemy, stanowiące potencjalne źródło sporów, które mogą i powinny być uzgodnione przez strony. Ponadto umowy dotyczące dostaw ciepła, podobnie jak w krajach o gospodarce rynkowej, powinny być zawierane na okresy wieloletnie (rzędu 30 lat), ze względu na długi okres amortyzacji urządzeń i instalacji ciepłowniczych oraz ich wysoką kapitałochłonność i stosunkowo długi okres zwrotu zainwestowanego kapitału. Trzeba też zwrócić uwagę, że takie wieloletnie umowy są traktowane przez banki jako rodzaj gwa-

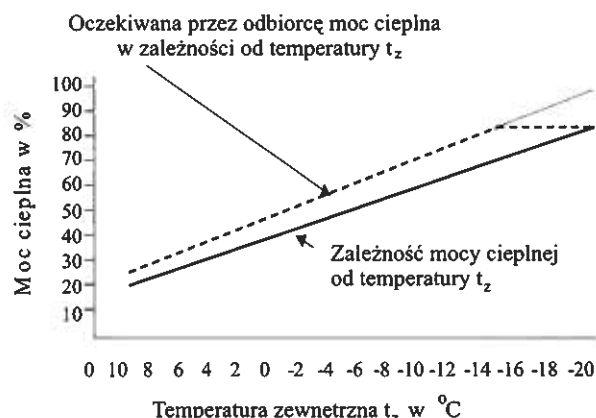
2) Przepisy eksploatacji kotłowni, sieci i wielu innych urządzeń, przepisy określające warunki dostarczania ciepła, paliw gazowych i energii elektrycznej, przepisy dotyczące dopuszczania do ruchu, warunków technicznych dla różnych urządzeń i instalacji energetycznych itd.

rancji kredytowej, zapewniającej przychód i możliwość spłaty kredytu.

Obecnie ustawa określa w art. 5 podstawowy wymóg, że dostarczanie ciepła odbywa się na podstawie umowy, która powinna zawierać m.in. postanowienia dotyczące ilości, jakości, niezawodności i ciągłości dostarczania i odbioru, cen i stawek opłat oraz warunków wprowadzania w nich zmian i sposobu rozliczeń, a także odpowiedzialności stron za niedotrzymanie warunków umowy, okresu obowiązywania umowy i warunków jej rozwiązania. Natomiast przepisy wykonawcze do ustawy określają szczegółowe warunki, jakie powinny być określone w umowach, przy czym znaczna część przepisów wykonawczych ma charakter fakultatywny, co wpływa na zwiększenie roli umów, w których można uwzględnić lokalne warunki i specyficzne cechy każdej ze stron zawierających umowę. Zgodnie z § 12 rozporządzenia „przyłączeniowego” umowa sprzedaży ciepła powinna w szczególności określać:

- lokalizację obiektów, do których będzie dostarczane ciepło oraz przeznaczenie dostarczanego ciepła,
- rodzaj nośnika ciepła i jego parametry dla warunków obliczeniowych,
- wielkość zamówionej mocy cieplnej oraz obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła i tabele regulacyjne oraz szczegółowe warunki i terminy wprowadzania zmian ustaleń w tym zakresie.

Ponieważ w ostatnich latach obserwuje się dość łagodne zimy (najniższa temperatura nie osiąga temperatury obliczeniowej), niektórzy odbiorcy uznali, że mogą obniżyć zamówioną moc cieplną, gdyż przewidują że w roku na który zamawiają moc cieplną, nie wystąpi obliczeniowa temperatura powietrza atmosferycznego, a tym samym nie wystąpi maksymalny pobór mocy cieplnej. Jednocześnie oczekują oni, że do poszczególnych obiektów będzie dostarczana taka ilość ciepła w jednostce czasu (czyli moc cieplna), która będzie pokrywała potrzeby cieplne tych obiektów przy temperaturze o kilka  $^{\circ}\text{C}$  wyższej od obliczeniowej. Założenie to przedstawiono poniżej na wykresie (linia przerywana):



Założenie takie jest błędne, gdyż obniżenie przez odbiorcę zamówionej mocy cieplnej spowoduje zmniejszenie przez sprzedawcę obliczeniowego natężenia przepływu, a tym samym dostarczanie mniejszej ilości ciepła w ciągu całego sezonu grzewczego, co na wykresie ilustruje linia



ciąga. Wynika to stąd, że na podstawie zamówionej przez odbiorcę mocy cieplnej, zgodnie z obowiązującymi przepisami, obliczane jest przez sprzedawcę ciepła **obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła** dla poszczególnych obiektów. Jest to największe natężenie przepływu nośnika ciepła dla danego przyłącza, odpowiadające zamówionej mocy cieplnej i parametrom nośnika ciepła, określonym w tabeli regulacyjnej dla warunków obliczeniowych. Natomiast **tabela regulacyjna** określa zależność temperatury nośnika ciepła od warunków atmosferycznych, przedstawioną w postaci tabeli lub na wykresie.<sup>3)</sup>

Trzeba bowiem wyjaśnić, że moc cieplna stanowi iloczyn natężenia przepływu i różnicy entalpii nośnika ciepła w rurociągu zasilającym i powrotnym, czyli zależy od natężenia przepływu oraz temperatury wody zasilającej i powrotnej, określonej w tabeli regulacyjnej. Ponieważ tabela regulacyjna dla danej sieci ciepłowniczej jest jednakowa dla wszystkich odbiorców, oznacza to, że u odbiorców którzy obniżyli zamówioną moc cieplną (co oznacza zmniejszenie obliczeniowego natężenia przepływu), nastąpi zmniejszenie ilości ciepła dostarczanego do budynku w całym sezonie grzewczym.

W związku z tym można stwierdzić, że nieuzasadnione obniżenie przez odbiorcę zamówionej mocy cieplnej i wynikająca z tego zmiana obliczeniowego natężenia przepływu wody sieciowej spowodują, że ilość ciepła dostarczanego do obiektu będzie niewystarczająca do pokrycia potrzeb cieplnych tego obiektu. **W wyniku tego musi w tym obiekcie wystąpić niedogrzewanie pomieszczeń.**

Niektórzy odbiorcy zakładają nawet, że w razie wystąpienia najniższej temperatury w krótkim okresie czasu, użytkownicy lokali będą mogli dogrzewać pomieszczenia przy pomocy ogrzewaczy elektrycznych lub kuchni gazowych. Należy zwrócić uwagę, że takie postępowanie odbiorców (zarządców budynków) nie ma nic wspólnego z ochroną interesów użytkowników lokali (lokatorów), gdyż to nie zarządzający budynkami, ale lokatorzy będą odczuwali skutki niedogrzewania i będą musieli zapłacić za zwiększony pobór gazu i energii elektrycznej, zużytych w celu dogrzewania pomieszczeń i podgrzewania ciepłej wody.

Natomiast w przypadku, gdy obniżenie zamówionej mocy cieplnej przez odbiorcę wynika z „termomodernizacji” obiektu, zmniejszenie natężenia przepływu wody spowoduje dostosowanie mocy cieplnej dostarczanej do tego obiektu – odpowiednio do aktualnych potrzeb (zależnych od temperatury zewnętrznej).

Należy też zwrócić uwagę, że odbiorcy bezpodstawnie zaniżający zamówioną moc cieplną doprowadzili nie tylko do niedogrzewania obiektów, ale także pogorszenia ich stanu technicznego, wskutek zagrzybienia pomieszczeń (w wyniku przemarzania ścian i skraplania się wody na ścianach wewnątrz pomieszczeń), co pociąga za sobą znacznie poważniejsze skutki ekonomiczne (remont budynku) i ma znamiona działania na szkodę użytkowników lokali, którzy będą musieli pokryć związane z tym koszty.

W świetle powyższego, aby uniknąć nieuzasadnionych

decyzji ze strony odbiorców, które mogą spowodować poważne szkody (niekiedy nieodwracalne), uważam że wniosek o zmianę zamówionej mocy cieplnej powinien określać nie tylko moc cieplną zamówioną dla poszczególnych obiektów, ale także ogrzewaną powierzchnię i kubaturę tych obiektów, wraz z uzasadnieniem zgłoszonego obniżenia zamówionej mocy cieplnej. Jako najprostszy sprawdzian poprawności ustalenia zamówionej mocy cieplnej można wskazać wskaźnik poboru mocy w kW/m<sup>2</sup> lub kW/m<sup>3</sup> dla obiektów danego odbiorcy i innych porównywalnych obiektów. W przypadku wątpliwości można też wykonać tzw. audyt energetyczny, określający zapotrzebowanie mocy cieplnej dla poszczególnych obiektów w warunkach obliczeniowych.

Na tym tle trzeba zwrócić uwagę, że w sieciach ciepłowniczych występują straty ciepła, przy czym ich wielkość nie zależy od stopnia obciążenia sieci (natężenia przepływu) lecz od wymiarów geometrycznych rurociągów (długości i średnicy) oraz intensywności wymiany ciepła z otoczeniem (jakości izolacji cieplnej).

Straty ciepła w sieci powodują spadek temperatury transportowanego nośnika ciepła, co oznacza że ilość ciepła dostarczonego w określonym czasie (godzina, doba, miesiąc, rok) ze źródła ciepła do sieci jest większa od ilości ciepła dostarczonej w tym czasie odbiorcom. Ma to istotne znaczenie dla określenia obliczeniowego natężenia przepływu nośnika ciepła w źródle ciepła i poszczególnych węzłach cieplnych, gdyż od tego zależy dobór urządzeń (kotłów, wymienników, pomp itd.), co wpływa na wysokość nakładów inwestycyjnych, a tym samym na poziom kosztów zaopatrzenia w ciepło.

Trzeba wyjaśnić, że ocena strat ciepła podczas przesyłu na podstawie wskazań ciepłomierzy może prowadzić do błędnych wniosków, gdyż ich graniczny błąd względny pomiaru wynosi nawet ±8%. W skrajnym przypadku różnica wskazań ciepłomierza w źródle ciepła i sumy wskazań ciepłomierzy w węzłach cieplnych może więc sięgać +16% lub -16%. Podobne różnice mogą występować między wskazaniami ciepłomierzy w grupowych węzłach cieplnych i sumą wskazań ciepłomierzy w obiektach zasilanych z tych węzłów. Przyjmując że względne straty ciepła w sieci ciepłowniczej wynoszą ok. 14% (średnioroczne), nakładanie się omawianych błędów pomiarów i faktycznych strat ciepła może prowadzić do błędnych wniosków, że straty ciepła podczas przesyłu wynoszą w skrajnym przypadku aż 30% bądź występuje absurdalna sytuacja, w której ilość ciepła dostarczonego do obiektów jest o 2% większa od ilości oddanej do sieci. Bliższa prawdy jest ocena strat ciepła podczas przesyłu na podstawie pomiaru temperatury wody w różnych punktach sieci, gdyż błąd pomiaru jest wówczas znacznie mniejszy. Trzeba wyjaśnić, że dokonanie pomiarów spadku temperatury wymaga utrzymywania przez odpowiednio długi czas stałej temperatury wody zasilającej sieć, w której dokonywane są pomiary temperatury wody.

Zgodnie z § 41 ust. 1 rozporządzenia „taryfowego” obliczeniowe natężenie przepływu w przyłączy do węzła cieplnego ustala przedsiębiorstwo energetyczne na podstawie mocy cieplnej zamówionej przez odbiorcę i różnicy temperatury wody w warunkach obliczeniowych, przy czym temperaturę

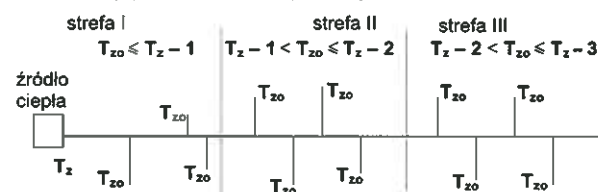
3) Przepisy wykonawcze do ustawy zawierają jednoznaczne określenie tych skrótowych pojęć.

wody dostarczanej do węzła ustala się na podstawie tabeli regulacyjnej dla danej sieci ciepłowniczej, po uwzględnieniu strat ciepła podczas przesyłania i wynikającego z tych strat obniżenia temperatury wody w przyłączy do tego węzła. Przepisy te stanowią, że obniżenie temperatury wody w tym przyłączy określa się w umowie, a temperaturę wody zwracanej z węzła ciepłego do sieci ciepłowniczej ustala się dla warunków obliczeniowych, uwzględniając układ funkcjonalny tego węzła oraz optymalne wykorzystanie ciepła w zainstalowanych w nim urządzeniach. Jednocześnie zgodnie z tymi przepisami różnicę temperatury wody dostarczonej do węzła ciepłego i zwróconej z tego węzła do sieci ciepłowniczej oblicza się uwzględniając obowiązujący dla tej sieci wykres regulacyjny oraz schemat funkcjonalny i warunki cieplno – hydrauliczne dla danego węzła ciepłego.

Natomiast przepisy § 41 ust. 2 i 3 stanowią, że obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła dla danej sieci ciepłowniczej, określone na podstawie przyłączeniowej mocy cieplnej dla tej sieci<sup>4)</sup>, powinno być równe sumie obliczeniowego natężenia przepływu nośnika ciepła dla węzłów ciepłych przyłączonych do tej sieci i średnich strat nośnika ciepła w tej sieci, z tolerancją +5% i –5%. Jeśli warunek ten nie jest spełniony, przedsiębiorstwo energetyczne dokonuje niezbędnej korekty przyłączeniowej mocy cieplnej dla sieci ciepłowniczej lub uzgadnia z odbiorcami korektę zamówionej mocy cieplnej i obliczeniowego natężenia przepływu nośnika ciepła dla węzłów ciepłych, przyłączonych do tej sieci.

Jednocześnie zgodnie z § 41 ust. 4 omawianego rozporządzenia obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła dla węzła ciepłego stanowi podstawę doboru urządzenia regulującego natężenie przepływu nośnika ciepła w przyłączy do tego węzła (regulacji hydraulicznej).

Aby uniknąć pracochłonnych pomiarów i obliczeń, niektóre przedsiębiorstwa stosują podział sieci na strefy, w zależności od wielkości spadku temperatury wody w rurociągu zasilającym w warunkach obliczeniowych. Doświadczenia tych przedsiębiorstw wykazały, że nie powoduje to znaczących rozbieżności przy obliczaniu natężenia przepływu nośnika ciepła dla warunków obliczeniowych i przeprowadzaniu na tej podstawie regulacji hydraulicznej sieci ciepłowniczej (regulacji rozprywu nośnika ciepła do poszczególnych węzłów ciepłych). Istotą takiego podziału na strefy przedstawiono poniżej na schemacie:



Objaśnienia:

**T<sub>z</sub>** – temperatura wody zasilającej sieć w warunkach obliczeniowych w °C

**T<sub>zo</sub>** – temperatura wody zasilającej przyłącza w warunkach obliczeniowych w °C

4) Zasady obliczania przyłączeniowej mocy cieplnej omówiono w Biuletynie URE nr 5/2001.

Należy też wyjaśnić, że przepisy § 41 ust. 1 rozporządzenia „taryfowego” stanowią, że w przypadku grupowego węzła ciepłego, obsługującego obiekty więcej niż jednego odbiorcy, obliczeniowe natężenie przepływu w eksploatowanych przez przedsiębiorstwo energetyczne przyłączach do instalacji centralnego ogrzewania w tych obiektach, również jest ustalane przez to przedsiębiorstwo na podstawie zamówionej mocy cieplnej przez odbiorcę i różnicy temperatury wody w warunkach obliczeniowych, przy czym temperaturę wody dostarczanej do instalacji centralnego ogrzewania ustala się na podstawie danych projektowych dla tej instalacji. Natomiast ust. 4 stanowi, że obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła stanowi podstawę doboru urządzeń regulujących natężenie przepływu wody w eksploatowanych przez to przedsiębiorstwo przyłączach do instalacji centralnego ogrzewania w obiektach różnych odbiorców, obsługiwanych przez grupowy węzeł ciepły.

Na tym tle trzeba zwrócić uwagę na potrzebę określania w umowach nie tylko zamówionej mocy cieplnej i obliczeniowego natężenia przepływu nośnika ciepła w przyłączach do poszczególnych węzłów ciepłych (oraz obiektów różnych odbiorców obsługiwanych przez węzły grupowe), ale także procedury postępowania i zasady rozliczeń w przypadku zmiany mocy zamówionej przez odbiorców.

Ponadto trzeba wyjaśnić, że określenie ilości ciepła, dostarczonego z sieci ciepłowniczej do węzła ciepłego na pokrycie kilku rodzajów potrzeb ciepłych, wymaga dokonania podziału na poszczególne instalacje odbiorcze (np. instalację ogrzewania i instalację ciepłej wody) łącznej ilości dostarczonego ciepła. W przypadku grupowego węzła ciepłego niezbędne jest nie tylko określenie ilości ciepła odebranego od nośnika ciepła (dostarczonego do węzła ciepłego) na potrzeby podgrzewania wody krążącej w instalacji ogrzewania i do podgrzewania wody wodociągowej (kierowanej do instalacji ciepłej wody), ale niekiedy także dokonanie podziału tych ilości ciepła na poszczególne budynki (w przypadku węzłów, z którymi są połączone instalacje odbiorcze obsługujące budynki należące do więcej niż jednego odbiorcy).

Aby uniknąć wysokich kosztów, związanych z montażem skomplikowanych i drogich układów pomiarowych, stosuje się mniej kosztowne metody rozliczeń, pozwalające na obliczenie należności z tytułu dostarczania ciepła na potrzeby poszczególnych odbiorców. Polegają one na podziale kosztów zaopatrzenia w ciepło na podstawie odczytów wskazań prostych i tanich urządzeń (służących jako podzielniki kosztów), zamiast kosztownych i skomplikowanych układów pomiarowych, które i tak nie gwarantują dokładnych pomiarów. Zasady rozliczeń w tych przypadkach określone są w rozdziale 4 rozporządzenia „taryfowego”.

Istotnym elementem, występującym w systemach ciepłowniczych, jest konieczność regulacji ilości ciepła w zależności od aktualnych potrzeb odbiorców, przy czym w zależności od rodzaju nośnika ciepła i charakteru potrzeb ciepłych stosowane są różne sposoby regulacji ilości dostarczanego ciepła. Regulacja ilości ciepła dostarczanego w postaci pary lub gorącej wody o stałej tempe-



raturze odbywa się w drodze zmiany ilości dostarczonej pary lub gorącej wody (tzw. regulacja ilościowa). Natomiast przy dostarczaniu ciepła w postaci gorącej wody o zmiennej temperaturze (w zależności od warunków atmosferycznych), najczęściej stosowana jest regulacja, polegająca na zmianie temperatury wody dostarczonej ze źródła ciepła do sieci ciepłowniczej, przy stałym natężeniu przepływu wody (tzw. regulacja jakościowa). Zmiana temperatury wody wychodzącej ze źródła ciepła jest dokonywana przez obsługę tego źródła okresowo, odpowiednio do zmieniających się warunków atmosferycznych i warunków pracy sieci ciepłowniczej, według obowiązującej tabeli regulacyjnej i poleceń dyspozytora sieci.

Wskazane jest, aby umowa określała zasady prowadzenia regulacji dostawy ciepła z sieci ciepłowniczej, przy czym wieloletnie doświadczenia wykazują istotne wady regulacji jakościowej, które powodują że moc cieplna, dostarczana do poszczególnych węzłów cieplnych, nie odpowiada aktualnym potrzebom cieplnym odbiorców. Dlatego obecnie, gdy znikła bariera dostępności urzędzeń, w węzłach cieplnych instalowane są tzw. regulatory pogodowe, które umożliwiają dostosowanie do aktualnych potrzeb ilości ciepła, dostarczanego na potrzeby grzewczo-wentylacyjne. Dzięki temu można wyeliminować wady regulacji jakościowej i ograniczyć ilość dostarczanego ciepła do niezbędnego minimum, zapewniającego wymagany komfort cieplny.

Jednakże regulatory pogodowe, zainstalowane w węzłach cieplnych, powodują zmiany ilości wody pobieranej z sieci do tych węzłów, co z kolei wywołuje zmiany ciśnienia dyspozycyjnego i natężenia przepływu w sieci ciepłowniczej. Aby zapewnić prawidłową regulację dostawy i odbioru ciepła do węzłów cieplnych niezbędne jest regulowanie ciśnienia dyspozycyjnego w sieci ciepłowniczej, czyli dostosowywanie natężenia przepływu wody w sieci do zmieniających się warunków pracy sieci, wynikających zarówno ze zmiany warunków atmosferycznych, jak też zmieniającego się zapotrzebowania mocy cieplnej w węzłach cieplnych. Regulacja taka jest prowadzona w źródle ciepła i przepompowniach sieciowych poprzez utrzymywanie stałego ciśnienia dyspozycyjnego (najczęściej dzięki napędom o zmiennej prędkości obrotowej), a jednocześnie w źródle ciepła prowadzona jest regulacja temperatury wody zasilającej, odpowiednio do zmian warunków atmosferycznych. Oznacza to, że aby wyeliminować wady regulacji „jakościowej” niezbędne jest regulowanie zarówno temperatury (entalpii), jak też natężenia przepływu wody w sieci ciepłowniczej (tzw. regulacja ilościowo – jakościowa).

Na tym tle trzeba wyjaśnić, że dotychczas stosowane tabele regulacyjne oparte były na „Wytocznych Regulacji Temperatury Wody w Źródłach Ciepła i Sieciach Cieplnych”, opracowanych w latach 1974–75 (obowiązek ich stosowania został uchylony w 1989 r.). Określały one temperaturę wody sieciowej w zależności od warunków atmosferycznych – przy stałym natężeniu przepływu wody sieciowej. Dla warunków obliczeniowych temperatura wody zasilającej wynosiła 150 °C, a powrotnej 70 °C, ale w praktyce temperatura wody zasilającej nie przekraczała

135 °C. Ostatnio występuje wyraźna tendencja do obniżenia obliczeniowych parametrów wody sieciowej i przełożenia na wykres regulacyjny 135/65 lub 130/60 °C, głównie ze względu na możliwość stosowania nowoczesnej, bezkanałowej technologii budowy sieci ciepłowniczych z rur preizolowanych. Natomiast w krajach Europy Zachodniej od dawna stosowane są tabele regulacyjne o znacznie niższych parametrach wody sieciowej niż w Polsce (np. 120/60, 110/50 i niżej). Uzasadnione jest to względami ekonomicznymi, gdyż obniżenie temperatury przynosi wzrost produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu, zmniejszenie strat ciepła podczas przesyłu, a także umożliwia stosowanie tanich rur z tworzyw sztucznych, co eliminuje problem korozji itd.

Niezwykle istotne w każdej umowie jest możliwe precyzyjne określenie zasad rozliczeń oraz procedur postępowania w przypadku konieczności skontrolowania dotrzymywania warunków umowy i standardów jakościowych obsługi odbiorców. Ta część umowy wymaga szczególnie wnikliwego przeanalizowania i współpracy w formułowaniu poszczególnych postanowień, przy czym bardzo ważne jest wykorzystywanie w umowach nazewnictwa i sformułowań, stosowanych w ustawie i przepisach wykonawczych.

Dotrzymywanie warunków umowy dotyczy głównie standardów jakościowych, czyli dopuszczalnych odchyłań parametrów nośnika ciepła i obliczeniowego natężenia przepływu, a więc wiąże się z jakością regulacji dostawy i odbioru ciepła. W systemach o jednorodnym charakterze potrzeb cieplnych możliwe jest stosowanie regulacji ilościowej (sieci parowe i gorącej wody technologicznej) lub jakościowej (sieci osiedlowe bez ciepłej wody). Jednakże najczęściej do sieci przyłączone są obiekty o różnym charakterze potrzeb cieplnych, zwłaszcza gdy tylko część budynków jest wyposażona w instalacje ciepłej wody. Tabela regulacyjna dla takiej sieci musi zapewnić podgrzanie wody wodociągowej do temperatury ok. 55 °C, co oznacza, że w tzw. „okresie przejściowym” temperatura wody w sieci jest wyższa od wymaganej dla potrzeb ogrzewania, a więc ilość ciepła dostarczanego przy stałym natężeniu przepływu byłaby większa od faktycznych potrzeb. W związku z tym zachodzi potrzeba dostosowania poboru ciepła z sieci do aktualnych potrzeb poszczególnych obiektów, czyli wprowadzenia regulacji ilościowo-jakościowej, co wymaga kompleksowego wyposażenia źródeł ciepła i węzłów cieplnych w urządzenia automatycznej regulacji (czyli nakładów inwestycyjnych).

Brak współdziałania wytwórców, dystrybutorów i odbiorców przy wprowadzaniu automatycznej regulacji dostawy i odbioru ciepła powoduje, że modernizują oni poszczególne elementy systemu ciepłowniczego bez porozumienia ze swoimi partnerami handlowymi. Efektem tego są nawet zakłócenia w pracy źródeł ciepła i sieci ciepłowniczych oraz w dostarczaniu ciepła do obiektów, a na tym tle powstają różnego rodzaju spory. Dlatego wskazane jest, aby umowy wieloletnie regulowały również sprawy współdziałania przy podejmowaniu inwestycji modernizacyjnych i rozwojowych. Dotyczy to przede wszystkim wprowadzenia zasady powiadamiania drugiej strony o plano-

wanych inwestycjach z odpowiednim wyprzedzeniem oraz nie podejmowania działań mających wpływ na warunki dostarczania i odbioru ciepła bez porozumienia ze swoim partnerem handlowym. Wiąże się to również z planowaniem robót inwestycyjnych i remontowych oraz postojów niezbędnych dla ich wykonania.

Następstwem niedotrzymania warunków umowy i określonych w niej standardów jakościowych obsługi odbiorców może być konieczność uwzględnienia w rozliczeniach odpowiednich upustów. Najwięcej wątpliwości budzą upusty udzielane w przypadku niedotrzymania mocy cieplnej, a właściwie sposób w jaki można to ustalić w warunkach eksploatacyjnych dla sieci o zmiennej temperaturze i natężeniu przepływu wody sieciowej. Trzeba podkreślić, że przepisy regulujące sposób obliczania tych upustów mają charakter fakultatywny i strony mogą w umowie określić inny sposób rozliczeń. Jeśli jednak umowa przewiduje stosowanie w rozliczeniach upustów obliczanych zgodnie z przepisami, to niezbędne jest wyjaśnienie w jaki sposób powinno być określane ograniczenie mocy cieplnej.

Przepisy § 42 ust. 1 rozporządzenia „taryfowego” określają sposoby obliczania wielkości poboru mocy cieplnej na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego. Zgodnie z ust. 2, ograniczenie lub przekroczenie mocy cieplnej określa się jako różnicę między rzeczywistą mocą cieplną, określoną na podstawie obliczeniowego natężenia przepływu i rzeczywistych parametrów nośnika ciepła dla aktualnych lub obliczeniowych warunków atmosferycznych, a mocą cieplną określoną na podstawie obliczeniowego natężenia przepływu i parametrów nośnika ciepła, określonych w tabeli regulacyjnej dla tych samych warunków atmosferycznych. Oznacza to, że dla stwierdzenia ograniczenia lub przekroczenia mocy cieplnej niezbędna jest znajomość:

- obliczeniowego i faktycznego natężenia przepływu wody w rurociągu zasilającym,
- faktycznej i określonej w tabeli regulacyjnej dla danych warunków atmosferycznych temperatury wody w rurociągu zasilającym i w rurociągu powrotnym.

Zgodnie z tymi przepisami moc cieplna dostarczona odbiorcy jest obliczana jako iloczyn obliczeniowego natężenia przepływu i różnicy entalpii, określonej dla rzeczywistej temperatury wody zasilającej i powrotnej w danych warunkach atmosferycznych. Natomiast zgodna z warunkami umowy moc cieplna stanowi iloczyn obliczeniowego natężenia przepływu i różnicy entalpii, określonej dla temperatury wody zasilającej i powrotnej, ustalonej w tabeli regulacyjnej dla tych samych warunków atmosferycznych.

Trzeba przy tym zwrócić uwagę na konieczność uwzględnienia określonych przepisami (lub uzgodnionych przez strony w umowie) dopuszczalnych tolerancji natężenia przepływu i temperatury wody.

Jeśli dostarczona moc cieplna jest niższa niż moc zgodna z warunkami umowy, niezbędne jest sprawdzenie czy jest to wynik niedotrzymania mocy przez dostawcę, czy też ograniczenia jej poboru przez odbiorcę. Ze względu na specyfikę dostarczania ciepła w drodze wymiany ciepła, przede wszystkim należy sprawdzić czy temperatura wody zasilającej i powrotnej jest zgodna z wykresem regulacyjnym. Dopiero po dokonaniu tego sprawdzenia można wnioskować, czy nastąpiło niedotrzymanie mocy przez dostawcę, czy też ograniczenie jej poboru przez odbiorcę. Ogólną zasadą jest, że dostawca jest odpowiedzialny za dotrzymanie temperatury wody zasilającej i zapewnienie obliczeniowego (maksymalnego) natężenia przepływu wody w przyłączy na poziomie określonym w umowie, a odbiorca jest odpowiedzialny za dotrzymanie temperatury wody powrotnej i nie podejmowanie działań mających na celu zwiększenie maksymalnego natężenia przepływu wody w przyłączy powyżej poziomu określonego w umowie. Można więc przyjąć, że niedotrzymanie mocy cieplnej przez dostawcę występuje jeżeli temperatura wody zasilającej jest niższa od temperatury określonej w tabeli regulacyjnej, a temperatura wody powrotnej nie przekracza temperatury określonej w tabeli regulacyjnej, a także gdy maksymalne natężenie przepływu wody w przyłączy jest niższe od obliczeniowego.

Natomiast ograniczenie poboru mocy cieplnej przez odbiorcę występuje jeżeli temperatura wody powrotnej jest wyższa od temperatury określonej w tabeli regulacyjnej, a temperatura wody zasilającej jest zgodna lub niższa od temperatury określonej w tabeli regulacyjnej, lub gdy natężenie przepływu jest niższe od obliczeniowego, a temperatura wody zasilającej jest niższa od temperatury określonej w tabeli regulacyjnej. Z kolei przekroczenie poboru mocy cieplnej przez odbiorcę występuje jeżeli maksymalne natężenie przepływu wody w przyłączy jest wyższe od obliczeniowego.



*Autor jest doradcą Prezesa URE*



# KIERUNKI ZMIAN REGULACJI RYNKÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU W KRAJACH UNII EUROPEJSKIEJ

dr Mirosław Duda

**Na posiedzeniu Europejskiej Rady Regulatorów Energetyki w Wiedniu w październiku 2001 r. z udziałem przedstawicieli organów regulacyjnych krajów kandydujących do Unii Europejskiej, w którym wzięła udział delegacja polska z Prezesem URE dr. Leszkiem Juchniewiczem, przedstawiono przyszłe rozwiązania prawne modyfikujące dyrektywy Unii Europejskiej dotyczące jednolitych rynków energii elektrycznej (dyrektywa 96/92/EC) i gazu (dyrektywa 98/30/EC). Propozycje podstawowych kierunków tych zmian zaprezentowano w artykule.**

## Aktualny stan wdrożenia dyrektyw rynku energii elektrycznej i gazu

Celem dyrektyw dotyczących utworzenia i działania rynków energii elektrycznej i gazu w krajach Unii Europejskiej jest stworzenie konkurencyjnych rynków tych nośników energii na obszarze Unii Europejskiej. Należy wyraźnie podkreślić, że chodzi tutaj o rynki jednolite a nie współpracę rynków narodowych. Obecnie jeszcze trudno mówić o działających rynkach jednolitych, gdyż nie ma jeszcze pełnego otwarcia rynków narodowych. Wprawdzie stopień otwarcia rynków narodowych jest wyższy niż tego wymagają dyrektywy<sup>1)</sup>, to jednak ograniczenia mocy połączeń międzysystemowych uniemożliwiają korzystanie w pełni z rynku konkurencyjnego przez odbiorców uprawnionych do TPA. Potrzebne są poważne inwestycje, aby owe ograniczenia usunąć. Poza tym wykorzystanie możliwości płynących z dostaw konkurencyjnych przez odbiorców uprawnionych jest bardzo niskie. Przyczyną tego zjawiska jest pewna bezwładność zachowań odbiorców oraz dość iluzoryczne korzyści ze zmiany dostawcy, gdyż przedsiębiorstwa dystrybucyjne w obliczu utraty swoich odbiorców, zaczynają oferować lepsze warunki dla swoich klientów, zmniejszając w ten sposób potencjalne korzyści tych, którzy ewentualnie wybrali by innych dostawców. Jest to, oczywiście, pozytywne zjawisko, które można zaobserwować np. w krajach skandynawskich, w których od początku rynek otwarty był w 100%.

Do niedawna podstawowym kryterium rynku konkurencyjnego sieciowych nośników energii było organizacyjne

rozdzielenie wytwarzania od działalności sieciowej, co zresztą było podstawą polskiej reformy u jej początku, gdzie dokonano administracyjnego rozdziału wytwarzania i działalności sieciowej, rozdrabniając przy okazji sektor wytwórczy w sposób, który obecnie stwarza poważne problemy, zwłaszcza w obliczu przystąpienia do konkurencji na obszarze Europy. Okazuje się, że konkurencja może działać również przy mniejszych wymaganiach dotyczących rozdzielenia działalności wytwórczej a także handlowej od sieciowej. Z tego względu dyrektywy wymagają tylko wyraźnego rozdzielenia kosztów i odrębnego zarządzania tymi rodzajami działalności. Nie jest na razie wymagane rozdzielenie prawne (podmiotowe) i własnościowe. Istnieją nadal wątpliwości, czy Operator Systemu Przesyłowego zarówno w elektroenergetyce, jak i gazownictwie, powinien być wydzieloną prawnie jednostką organizacyjną.

Dyrektywa elektryczna dopuszcza możliwość istnienia jedyne nabywcy (single buyer) oraz regulowany lub negocjowany dostęp do sieci (TPA). Dyrektywa gazowa nie przewiduje możliwości działania jedyne nabywcy tylko dostęp regulowany lub negocjowany. W praktyce w elektroenergetyce wszystkie kraje UE wybrały regulowany dostęp do sieci z wyjątkiem Niemiec, gdzie przyjęto dostęp negocjowany.

Wydawało się, że w procesie wdrażania jednolitego rynku w Unii Europejskiej główne problemy wystąpią ze strony Francji ze względu na tradycyjnie mocne przedsiębiorstwa monopolistyczne Electricité de France i Gaz de France. Tymczasem ze stosunkowo spójnego podejścia krajów Unii do tworzenia rynków konkurencyjnych wylamują się Niemcy, które wprawdzie otwały całkowicie rynek energii elektrycznej lecz zachowały negocjowany dostęp do sieci, co stwarza uprzywilejowaną pozycję niemieckim przedsiębiorstwom w oferowaniu usług transportowych – tym bardziej, że jako jedyny kraj w Unii nie powołały instytucji regulatora energetyki. Spełnia to jednak wymagania obydwu dyrektyw, w których żąda się tylko, aby państwa członkowskie Unii posiadały niezależny od przedsiębiorstw energetycznych organ rozstrzygający ewentualne spory. Takim organem w prawodawstwie RFN jest federalny urząd antymonopolowy.

Dyrektywa gazowa jest mniej restrykcyjna niż elektryczna. Wymaga np. tylko rozdzielenia księgowości działalności w zakresie przesyłania, dystrybucji i magazynowania gazu. Dopuszcza łączenie przesyłania z dystrybucją, jeśli odbiorcy otrzymują rachunki łączone. Nie jest wymagane ani prawne, ani administracyjne, ani też własnościowe rozdzielenie poszczególnych rodzajów działalności.

1) Dla energii elektrycznej wymaga się, aby od 19 lutego 2000 r. rynek energii elektrycznej był otwarty w co najmniej 28% dla odbiorców pobierających powyżej 20 GWh rocznie, a dla gazu od 10 sierpnia 2000 r. odpowiednio w co najmniej 20% dla odbiorców zużywających powyżej 25 mln m<sup>3</sup> rocznie. Faktycznie rynek energii elektrycznej jest otwarty w ponad 60%, a gazu – w 33%.

### Kierunki modyfikacji dyrektyw

Dotychczasowe doświadczenia we wdrażaniu dyrektyw wskazały na celowość ich modyfikacji w celu większego ujednoczenia rozwiązań rynkowych obu sektorów energetyki. Główne kierunki proponowanych zmian to:

- Ujednoczenie harmonogramów otwierania rynków energii elektrycznej gazu. Proponuje się, aby z dniem 1 stycznia 2003 r. uprawnienia do TPA uzyskali wszyscy odbiorcy poza bytowo-komunalnymi, a od 1 stycznia 2005 r. – wszyscy odbiorcy bytowo-komunalni.
- Wprowadzenie jednolitego wymagania prawnego wydzielenia podmiotów zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją, dostarczających energię elektryczną lub gaz powyżej 100 000 odbiorców.



Od lewej: Leszek Juchniewicz – Prezes URE, Antonio Jorge Viegas de Vasconcelos – Przewodniczący URE Portugalii, Przewodniczący Stowarzyszenia Regulatorów Krajów Unii Europejskiej, Vidmantas Jankauskas – Przewodniczący Komisji do Spraw Kontroli Cen Energii Litwy

- Ujednoczenie wymagań w odniesieniu do TPA – tylko dostęp regulowany.
- Określenie zakresu działania regulatorów jako formułowanie ogólnych warunków prowadzenia działalności przedsiębiorstw energetycznych, stanowienie taryf, regulacja ograniczeń sieciowych.
- Wprowadzenie jednolitego zakresu obowiązku świadczenia usług publicznych dla wszystkich przedsiębiorstw. W ramach powyższych ogólnych kierunków modyfikacji dyrektyw na uwagę zasługują propozycje niektórych rozwiązań szczegółowych:
  - Nowe jednostki wytwórcze będą budowane tylko w oparciu o koncesjonowanie, z wyjątkiem przypadków, kiedy są niezbędne w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub gazu, gdzie dopuszcza się procedury przetargowe<sup>2)</sup>.
  - Regulator lub inna jednostka administracyjna lub rządowa będą zobowiązani do sporządzania i publikowania

2) Należy przypomnieć, że takie rozwiązanie jest od początku zastosowane w polskim prawie energetycznym, gdzie przedsiębiorstwa sieciowe w przypadku przewidywanego deficytu dostaw rynkowych obowiązane są do finansowania i budowy nowych źródeł energii. W takich przypadkach stosowane powinny być procedury przetargowe, aby spełnić wymóg prawa dotyczący kosztów uzasadnionych.

raportów z oceną bezpieczeństwa dostaw<sup>3)</sup>. Wymóg ten pojawił się po negatywnych doświadczeniach Kalifornii, gdzie przekonano się, że rynki konkurencyjne, zwłaszcza typu „spot”, nie generują wystarczających bodźców do podejmowania inwestycji o długich cyklach budowy.

- Operatorzy Systemów Przesyłowych będą musieli spełniać 4 podstawowe kryteria:
  - Funkcjonalna niezależność zarządzania,
  - Finansowa niezależność zarządzania,
  - Całkowita kontrola nad majątkiem OSP,
  - Posiadanie programów zapewnienia niedyskryminacji podmiotów w systemie<sup>4)</sup>.
- Niezależnie od posiadania programów zapewnienia niedyskryminacji podmiotów w systemie Operatorzy Systemów Przesyłowych będą musieli posiadać prze-



Loyola de Palacio, Komisarz Unii Europejskiej do Spraw Transportu i Energii

rzyste i nie dyskryminacyjne procedury zakupu energii lub gazu na pokrycie strat energii lub gazu w systemie.

- Dopuszczona będzie integracja przesyłu i dystrybucji<sup>5)</sup>.
- Wprowadzone będą jednolite procedury publikacji taryf.
- Podstawowy zakres uprawnień i obowiązków regulatorów narodowych będzie obejmował w szczególności:
  - Stanowienie lub zatwierdzanie warunków dostępu do sieci i taryf,
  - Stanowienie lub zatwierdzanie taryf w obrocie transgranicznym,

3) W polskim prawie energetycznym istnieje obowiązek sporządzania przez przedsiębiorstwa sieciowe planów rozwoju, uzgadnianych z regulatorem, w których nieodzownym elementem jest ocena długofalowego bezpieczeństwa dostaw energii.

4) Jest to wykorzystanie doświadczeń w zakresie systemów zapewnienia jakości, które są wymagane normami klasy ISO 9000.

5) Na marginesie tej sprawy pojawia dyskusja o celowości wydzielenia pojęć „przesyłanie” i „dystrybucja”. O ile podział na sieci przesyłowe i dystrybucyjne ma sens techniczny, związany z parametrami technicznymi, to rozróżnienie pojęć fizycznych „przesyłania” i „dystrybucji” jest mocno wątpliwe, gdyż w sieciach energetycznych występują oba te zjawiska fizyczne razem. Przy okazji modyfikacji dyrektyw będą również proponowane zmiany definicji w celu ich ujednoczenia i uspołnienienia. Jest to istotne dla przewidywanej nowelizacji polskiego prawa energetycznego, w której proponuje się przyjęcie z dyrektyw in extenso dotychczasowych definicji przesyłania i dystrybucji.



- Określanie zasad przyłączeń odbiorców do sieci,
- Stanowienie lub zatwierdzanie procedur zarządzania ograniczeniami sieciowymi.

Specyfika gazownictwa w dyrektywach będzie uwzględniona w zasadzie tylko w dwu przypadkach:

- Dopuszczenie większej liczby Operatorów Systemu Przesyłowego w jednym kraju,
- Dostęp do systemów magazynowania gazu, który może być negocjowany lub regulowany.

### Taryfy w wymianie transgranicznej

Zmodyfikowane dyrektywy będą zawierać zasady określania przez Operatorów Systemów Przesyłowych taryf w wymianie transgranicznej. Generalnie ich wysokość powinna być wyznaczona na podstawie kosztów ponoszonych przez OSP z tytułu świadczenia usługi przesyłowej lub tranzytowej. Wysokość kosztów będzie weryfikowana przez Komisję Europejską w oparciu o tzw. przyszłościowe długoterminowe koszty przyrostowe (forward looking long-run incremental costs), które odzwierciedlają zarówno koszty strat przesyłowych, jak i niezbędny poziom zysku na finansowanie wymaganych dyrektywą inwestycji rozwojowych.

Taryfy przesyłowe narodowych OSP muszą być budowane w oparciu o rzeczywiste koszty sieciowe **bez uwzględnienia odległości przesyłu**. Dopuszcza się, aby opłaty za usługi przesyłowe były płacone również przez wytwórców (dostawców) lecz w mniejszym udziale niż odbiorcy. W opłatach za przesył powinny być rozliczane wpływy i wydatki z tytułu opłat transgranicznych. Opłaty za moc przyłączeniową podmiotów do sieci powinny być wykorzystywane do finansowania rozbudowy sieci. Operatorzy Systemów Przesyłowych będą zobowiązani do codziennego publikowania rezerw mocy przesyłowych w swoich systemach.

Szczegóły i procedury ustalania taryf transgranicznych będą określone w wytycznych opracowanych przez zespół ekspertów ds. regulacji złożony z przedstawicieli wszystkich krajów Unii.

### Obowiązek świadczenia usług publicznych przez przedsiębiorstwa energetyczne

W nowelizacji dyrektyw istotne będzie ujednoczenie zakresu obowiązku świadczenia usług publicznych przez przedsiębiorstwa elektroenergetyki i gazownictwa. Zakres tego obowiązku będzie obejmował:

- Ochronę socjalną odbiorców, którzy nie są w stanie płacić pełnych rachunków za energię elektryczną lub gaz,
- Przestrzeganie praw odbiorców wymienionych w załączniku do znowelizowanych dyrektyw,
- Przyjęcie zasady równoważenia interesu ekonomicznego i społecznego (social and economic cohesion)<sup>6)</sup>,
- Ochrona środowiska i wspomaganie rozwoju źródeł energii odnawialnej,
- Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii.

6) Również i w tym przypadku polskie prawo wyprzedza dyrektywy, gdyż zasada równoważenia interesów przedsiębiorstw i odbiorców jest naczelną zasadą, w oparciu o którą formułowane były przepisy ustawy – Prawo energetyczne.

Powyższe doprecyzowanie zakresu świadczenia usług publicznych przez przemysł energetyczny jest wynikiem trwających dyskusji o stopniu zaangażowania przedsiębiorstw energetycznych w rozwiązywanie kwestii społecznych w krajach Unii. Jest to odwieczny problem, kto powinien finansować realizację celów socjalnych związanych z dostarczaniem energii: podatnicy czy odbiorcy energii, gdyż przedsiębiorstwa, zwłaszcza prywatne, to obciążenie socjalne przerzucą na odbiorców. Zakres tego obowiązku jest znacznie wyższy niż np. w USA, co wynika z różnic tradycji i struktury przemysłów energetycznych. W Europie występował i nadal występuje duży udział własności państwowej w energetyce i państwa realizowały politykę socjalną w dużej części poprzez owe przedsiębiorstwa. Zwiększenie udziału kapitału prywatnego może w przyszłości powodować napięcia w realizacji tak szerokiego zakresu obowiązku świadczenia usług publicznych. Zwłaszcza w zakresie wspomaganie rozwoju źródeł energii odnawialnej, co będzie pogarszać wyniki ekonomiczne przedsiębiorstw. W tym zakresie nieodzowny będzie większy udział budżetu państwa (podatników).

Warto tutaj przytoczyć rozwiązania francuskie, gdzie jak wiadomo w energetyce dominuje własność państwowa i komunalna, a jednocześnie ostatnio rozwija się tzw. delegowanie obowiązku świadczenia usług publicznych na przedsiębiorstwa prywatne. Dotyczy to przede wszystkim usług komunalnych, w tym zaopatrzenia w ciepło. Istnieje sporo wariantów tego rozwiązania zależnych od lokalnych warunków, w których przedsiębiorstwa prywatne tylko eksploatują majątek komunalny aż do przypadku posiadania pełnej własności majątku infrastrukturalnego. W tym drugim przypadku prawo przewiduje przejście majątku przez władze komunalne, jeśli przedsiębiorstwo nie wywiązuje się z obowiązku świadczenia pełnego zakresu usług publicznych. Władze komunalne na ogół dochodzą do porozumienia w sprawie zakresu owej delegacji, zawsze jednak naczelną zasadą jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii i innych mediów. W takich przypadkach nie ma regulacji taryf za usługi komunalne, w tym za dostarczane ciepło scentralizowane, gdyż wystarczają tutaj negocjacje pomiędzy władzami gminnymi a przedsiębiorstwami, które wykonują obowiązek świadczenia usług publicznych. Takie rozwiązania mogą funkcjonować w krajach o ugruntowanych tradycjach demokracji lokalnej, aby nie dochodziło do wypaczeń i nadużywania władzy lub korupcji. Być może w Polsce, w miarę rozwoju demokracji, również nie będzie potrzebna regulacja taryf na ciepło scentralizowane. Obecnie, kiedy nadal trwa u nas transformacja rynkowa a demokracja nie jest jeszcze ugruntowana, regulacja poprzez państwowy organ jest jeszcze potrzebna.



Autor jest doradcą Prezesa URE

## KOMUNIKAT URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w sprawie

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

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki decyzją z 12 października 2001 r. **ponownie odmówił** zatwierdzenia taryfy dla paliw gazowych, przedłożonej przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. z siedzibą w Warszawie.

Taryfa nie została przygotowana zgodnie z wymogami ustawy – Prawo energetyczne i rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 20 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2001 r. Nr 1, poz. 8 i Nr 34, poz. 407).

Proponowane przez PGNiG S.A. w taryfie **ceny i stawki opłat nie zapewniają ochrony odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen**. I tak np. odbiorcy domowi gazu wysokoometanolowego w celu przygotowania posiłków (grupa taryfowa W-1) zapłaciliby więcej średnio o 19,7%, a gazu zaazotanego (grupa taryfowa Z-1) średnio więcej o 19,8%. Takie ceny i stawki opłat są sprzeczne z przyjętą w § 29 ust. 3 cytowanego rozporządzenia zasadą stopniowej eliminacji subsydiowania skrośnego i rozłożenia w czasie dochodzenia do cen ekonomicznych. Ponadto są sprzeczne z przyjętymi przez Radę Ministrów – na podstawie art. 13 ust. 1 Prawa energetycznego – „Założeńmi polityki energetycznej Polski do 2020 r.”. Dokument ten dopuszcza „wzrost cen o kilka punktów procentowych ponad inflację dla tych odbiorców, którzy byli dotąd beneficjentami skrośnego subsydiowania, kosztem innych grup odbiorców”. Zgodnie z art. 23 ust. 1 Prawa energetycznego, Prezes URE regulując działalność przedsiębiorstw energetycznych zobowiązany jest uwzględniać postanowienia „Założeń ...”. Warto przypomnieć, że wprowadzona w życie 15 marca 2001 r. korekta taryfy PGNiG S.A. skutkowałą wzrostem średniej ceny już o 16,3%. Zatem nie znajduje uzasadnienia nałożenie się w przeciągu kilku miesięcy dwu wysokich podwyżek związanych z dostawą paliw gazowych dla odbiorców domowych. Jednocześnie analiza skutków wzrostu opłat dla odbiorców prze-

mysłowych wskazuje dla grup taryfowych W5.2., W6.1 oraz Z-5.2., Z-6.1 (czyli małych hut szkła, zakładów ceramicznych i niektórych zakładów cieplowniczych) na wzrost opłat ponad 30% w stosunku do opłat w 2000 r.

Przedsiębiorstwo po raz kolejny nie przedstawiło kalkulacji stawek opłat dystansowych (wbrew postanowieniom § 19 pkt 2 lit. a) rozporządzenia taryfowego). **Brak stawek dystansowych uniemożliwia wprowadzenie mechanizmów konkurencyjnych do sektora i konsekwentne jego liberalizowanie.** W 2001 r. już 25 odbiorców zużywających rocznie więcej niż 25 mln m<sup>3</sup> paliwa gazowego nabyło prawo do korzystania z usługi przesyłowej, a jeden z nich (Zakłady Azotowe Puławy S.A.) wystąpił w lipcu br. do PGNiG S.A. z prośbą o określenie wstępnych warunków świadczenia usługi przesyłowej.

Należy podkreślić, że ponownie opracowana taryfa przez Zarząd Spółki świadczy o chęci utrzymania monopolistycznej pozycji rynkowej PGNiG S.A. Przedsiębiorca, z jednej strony, nie wykorzystał dorobku poprzedniego postępowania taryfowego, z drugiej – próbuje wysokimi kosztami finansowymi PGNiG S.A. obciążyć odbiorców paliw gazowych (w kolejnych wersjach przedkładanych wniosków planowane koszty finansowe osiągały w lipcu, w sierpniu, i we wrześniu zasadniczo odmienne wielkości), wreszcie – mimo trudnej sytuacji finansowej uczestniczy m.in. w działaniach zmierzających do prywatyzacji grupy przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego. Sytuacja taka może świadczyć o niekompetencji autorów taryf przedkładanych do zatwierdzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki.

Warszawa, 15 października 2001 r.

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

### Prenumerata Biuletynu URE w 2002 r.

Drukujemy kupon prenumeraty na 2002 r. Biuletynu URE, jak dotychczas, wydawany będzie w formie dwumiesięcznika. Cena 1 egzemplarza w 2002 r. wyniesie 15 zł, roczna prenumerata czyli 6 numerów – 90 zł.

Prenumeratę można zamówić na dowolną liczbę egzemplarzy, w dowolnym terminie. Biuletyn URE będzie przesyłany na nazwisko osoby i adres podany na kuponie prenumeraty.

### PROSIMY O PRZESYLANIE CZYTELNIE WYPELNIENEGO KUPONU ZAMÓWIENIA WRAZ Z KOPIĄ PRZELEWU ZA ZAMÓWIONĄ LICZBĘ EGZEMPLARZY.

Egzemplarze archiwalne są do nabycia w Urzędzie Regulacji Energetyki, ul. Chłodna 64, 00-872 Warszawa – pok. 222.

Dodatkowych informacji udzielamy pod numerem telefonu: (022) 661-62-22.



2	POLECENIE PRZELEWU		A
<b>W ciężar rachunku</b>		<b>Na dobro rachunku</b>	
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
<b>W ciężar rachunku</b>		<b>Na dobro rachunku</b>	
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
<b>W ciężar rachunku</b>		<b>Na dobro rachunku</b>	
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
<b>W ciężar rachunku</b>		<b>Na dobro rachunku</b>	
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 – 2002**

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 – 2002**

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 2002****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

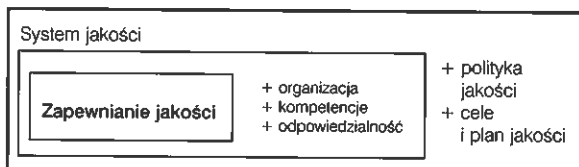
**Jakość** – zespół własności, które wpływają na zdolność wyrobu lub usługi do zaspokajania potrzeb.

**Zapewnienie jakości** – utrzymanie wiarygodności, że wyrób lub usługa będzie spełniać wymagania w stopniu zadeklarowanym wobec klienta.

**System jakości** – to elementy należące do systemu organizacji, czyli: struktura organizacyjna, rozłożenie odpowiedzialności, procedury, procesy i zasoby umożliwiające zarządzanie jakością.

**Polityka jakości** – ogół zamierzeń i działań dotyczących zapewnienia tych właściwości wyrobu lub usługi, dzięki którym zaspokojone zostaną oczekiwania klienta. Głównym zamierzeniem polityki jakości jest zapewnienie właściwości wyrobu najbardziej oczekiwanej przez klienta i jednocześnie korzystnej dla firmy ze względu na konkurencję na rynku.

**Zarządzanie jakością** – ogół funkcji z zakresu zarządzania określających i wdrażających politykę jakości za pomocą takich środków jak: planowanie jakości, sterowanie jakością, zapewnienie jakości i doskonalenie jakości.



**Certyfikat jakości** – dowód wiarygodności firmy, potwierdzony przez niezależnych audytorów, mówiący o tym, że wyrób lub usługa wykonywane są zgodnie z zasadami systemu jakości, opracowanego w oparciu o normę ISO 9001, -2, -3, opisanego w Księdze Jakości a udokumentowanego w instrukcjach i procedurach.

**Zestaw norm ISO serii 9000 z roku 1994 obejmuje:**

● **Norma ISO 8402 „Zarządzania jakością i zapewnienie jakości. Terminologia”** to inaczej słownik jakości. Opracowano go w celu ustalenia terminów i definicji dotyczących jakości. Norma ta nie zawiera ani wytycznych, ani wymagań, lecz definiuje podstawowe koncepcje i pojęcia dotyczące jakości.

Systemy jakości w oparciu o normę ISO 9000 można wdrażać na podstawie trzech modeli:

● **ISO 9001 System jakości; Model zapewnienia jakości podczas projektowania, rozwoju, produkcji, instalacji i serwisu.** Norma ta, ma najszerszy zakres i jest ona stosowana, gdy istnieje konieczność udokumentowania systemu jakości przez firmę w całym cyklu wytwarzania obejmującym: projektowanie (konstruowanie), produkcję, instalowanie i obsługiwanie. Określone w niej wymagania mają na celu przede wszystkim zadowolenie klienta poprzez zapobieganie niezgodnościom na wszystkich etapach od projektowania po serwis. Norma ta, opisuje najbardziej kompleksowy model systemu jakości, jak również zawiera wymagania dla pozostałych modeli. Wśród firm, które posiadają certyfikat na normy ISO 9001 znalazły się m.in.: Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. z Chelma, Grupa Kapitałowa Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Kaliszu, Poznańska Energetyka Ciepła S.A.

● **ISO 9002 System jakości; Model zapewnienia jakości podczas produkcji instalacji i serwisu.** Norma ta powinna mieć zastosowanie, gdy organizacja jest zobowiązana do zapewnienia zgodności z postawionymi wymaganiami w trakcie produkcji, instalacji i serwisu. Normę tą stosuje się wówczas, gdy w organizacji nie występuje (ma niewielkie znaczenie) etap projektowania, a firma ogranicza się głównie do wdrożenia projektu opracowanego przez inne instytucje lub opracowanych w przeszłości, które nie uległy istotnym zmianom.

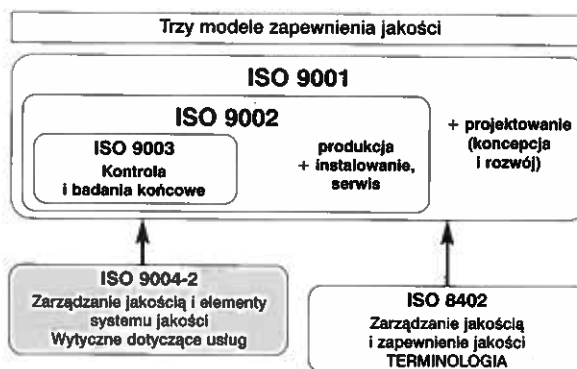
Certyfikat na normy ISO 9002 posiadają m.in. takie firmy jak: Elektrociepłownia BĘDZIN S.A., Elektrociepłownia BIAŁYSTOK S.A., ENERGETYKA POZNAŃSKA S.A., Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny S.A., Południowy Koncern Energetyczny S.A. Oddział Elektrownia JAWORZNO III, STOEN S.A., Zakład Energetyczny Plock S.A., Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A., Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. z Krakowa, Elbląskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o., Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o., Stołeczne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej.

● **ISO 9003 System jakości; Model zapewnienia jakości podczas kontroli i badań ostatecznych.** Norma dotycząca zapewnienia jakości w zakresie kontroli i badań końcowych. Obejmuje ona w istocie części norm ISO 9001 i 9002 dotyczące badań i testów.

Opisane modele służą zarządzaniu jakością dla celów zewnętrznego zapewnienia jakości. We wszystkich trzech modelach wymagania dotyczące systemu jakości uzupełniają, a nie zastępują wymagania wykonawcze dotyczące produktu (wyrobu/usługi).

● **Norma ISO 9004-2 „Zarządzanie jakością i elementy systemu jakości. Wytyczne dotyczące usług”.**

Norma ta podaje wytyczne dla systemu zarządzania jakością w organizacjach usługowych, przy czym nie chodzi tutaj o wymagania w charakterze imperatywnym (jak ma to miejsce w normach ISO 9001, ISO 9002, ISO 9003), ale jedynie o rady mające pomóc w zarządzaniu jakością w sferze usług



**Nowelizacja norm ISO serii 9000 z roku 2000**

W roku 2000 nastąpiła zasadnicza nowelizacja norm serii 9000 oraz wszystkich norm wspomagających. Uległy uproszczeniu i dalszej uniwersalizacji. Ukierunkowanie tych norm na „podejście procesowe” dało możliwość zebrania wszystkich wymagań z kilkudziesięciu wcześniejszych do trzech norm podstawowych i kilku uzupełniających.

Przykładem firmy, która posiada certyfikat na „nowe normy” są Polskie Sieci Elektroenergetyczne ZACHÓD Sp. z o.o. (Norma ISO 9001:2000).

(A. D.)



**URE**  
URZĄD REGULACJI ENERGETYKI