

NR 2
2002

1 marca 2002

BIULETYN
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

NR 2 (22) 1 marca 2002 ISSN 1506-090X cena zł 15 (w tym 7% VAT)

w numerze m.in.:

- Interpretacja art. 45b
- Ciepło – raport
- TPA w elektroenergetyce
- Olsztyński eksperyment

Pobieranie ze strony internetowej URE tekstów taryf dla energii elektrycznej i paliw gazowych publikowanych w biuletynach branżowych

W celu pobrania opublikowanych tekstów taryf dla energii elektrycznej i paliw gazowych należy:

1. wejść na stronę internetową URE, adres www.ure.gov.pl

Urząd Regulacji Energetyki - Program Microsoft Internet Explorer dostarczony przez IDG.pl - [Praca w tr

PK Edycja Widok Ułubione Narzędzia Pomoc

Adres <http://www.ure.gov.pl/ure0.html> Przejdź Łączą Bezpłatna poczta Holm

URZĄD REGULACJI ENERGETYKI

00-672 Warszawa, ul. Chłodna 64, tel. (22) 661 61 02, faks: (22) 661 61 06, e-mail: ure@ure.gov.pl

Urząd

Stanowiska Prezesa URE

Prawo

Koncesje

Taryfy

Plany i analizy

Promowanie konkurencji

Odnawialne źródła energii

Biuletyn URE

Poradnik odbiorcy

Biblioteka Regulatora

Kalendarium

AKTUALNOŚCI

- **Zbiórka dla ofiar powodzi 2001 r.** 08.02.2002
- **Arkusze sprawozdawcze dla spółek dystrybucyjnych - ciąg dalszy.** 04.02.2002
- **Zasady IV taryfowania spółek dystrybucyjnych - ciąg dalszy.** 28.01.2002
- **Biuletyn Branżowy URE - Energia Elektryczna Nr 4:** 24.01.2002
 - Taryfa Rafinerii Gdańskiej S.A.
 - Taryfa "RCEkoenergii" Sp. z o.o.
- **Komunikat Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie wysokości minimalnych ilości energii na I półrocze 2002 roku (korekta).** 23.01.2002
- **Jaki model rynku energii? - nowy numer Biblioteki Regulatora.** 23.01.2002
- **Ankieta dla przedsiębiorstw ciepłowniczych.** Informacja o działalności wytwórców, dystrybutorów i przedsiębiorstw obrotu ciepłem za rok 2001. 22.01.2002
- **Komunikat Prezesa URE w sprawie interpretacji art. 45 b ustawy - Prawo** 17.01.2002

<http://www.ure.gov.pl/taryfa/taryfa.html> Internet

2. na stronie tytułowej kliknąć pozycję „Taryfy”; pojawi się poniższa strona, z której należy wybrać „Archiwum taryf”; ze strony, która się wówczas ukaże, można pobrać plik z tekstem zatwierdzonej taryfy dla energii elektrycznej lub paliw gazowych.

Urząd Regulacji Energetyki - Program Microsoft Internet Explorer dostarczony przez IDG.pl - [Praca w tr

PK Edycja Widok Ułubione Narzędzia Pomoc

Adres <http://www.ure.gov.pl/taryfa/taryfa.html> Przejdź Łączą Bezpłatna poczta Holm

URZĄD REGULACJI ENERGETYKI

Taryfy

[Strona główna]

Urząd

Stanowiska Prezesa URE

Prawo

Koncesje

Taryfy

Plany i analizy

Promowanie konkurencji

Odnawialne źródła energii

Biuletyn URE

Poradnik odbiorcy

Biblioteka Regulatora

- **Energia elektryczna**
- **Ciepło**
- **Paliwa**
- **Ceny węgla wskaźnikowego**
- **Archiwum taryf**
- **Artykuły dot. taryf**
- **Pisma**

OD REDAKCJI

Szanowni Czytelnicy,

Postępujący proces prywatyzacji przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego oraz zmieniająca się koncepcja sposobu kontynuowania prywatyzacji i regulacji w elektroenergetyce a także rola Regulatora, to niejako strategiczne problemy sektora, wobec których na łamach bieżącego numeru Biuletynu URE swoje opinie przedstawia w tekście „Komu potrzebna jest konsolidacja” J. Bil.

O trzecim roku taryfowania ciepła piszą w swoim artykule J. Bodych-Wasilewska i W. Cherubin. Zatwierdzaniu przez Prezesa URE taryf na ciepło, produkowane w układach skojarzonych, poświęcony jest też artykuł E. Bytniewskiej.

Od 1 stycznia 2002 r. prawo do korzystania z usług przesyłowych w elektroenergetyce uzyskali odbiorcy, dokonujący rocznych zakupów energii elektrycznej w wielkości nie mniejszej niż 10 GWh. Jednak problem nie jest taki prosty, jakby się to wydawało na pierwszy rzut oka. O realizacji zasady TPA w praktyce pisze P. Karaś.

W tym numerze Biuletynu URE przedstawiamy również naszym Czytelnikom kilka praktycznych porad i przykładów, które mogą okazać się pomocne w rozwiązywaniu regulacyjnych problemów. I tak wielu spośród Państwa zainteresują na pewno materiały dotyczące przepisów i interpretacji oraz komentarze nt. prawa energetycznego. Poza ustawami o zmianach ustaw na stronach prawnych zamieszczamy interpretację art. 45b ustawy – Prawo energetyczne oraz artykuły: „Dla kogo przewidziano usługi przesyłowe?”, „O rozpatrywaniu skarg na bezczynność Prezesa URE” i „Granice kompetencji Prezesa URE”. Piszą o tym J. Kędzia, A. Tutak i M. Szczepańska.

Co robić, aby obniżyć koszty zakupu ciepła? Na to dość zasadnicze pytanie odpowiada, opierając się na własnych doświadczeniach, Z. Procyk, prezes Zarządu SM „Pojezierze”, który po przykrych doświadczeniach związanych z ciągle rosnącymi kosztami ciepła, postanowił „wziąć sprawę w swoje ręce”. Nieco inny sposób niekonwencjonalnego działania opisuje także na naszych łamach M. Balcer prezes Zarządu „Geotermii Mazowieckiej”.

Zachęcając Państwa do lektury Biuletynu URE, Wszystkim Czytelnikom i Współpracownikom składamy także życzenia zdrowia i radości z okazji zbliżających się już wielkimi krokami Świąt Wielkanocnych.

Biuro Komunikacji Społecznej i Informacji

SPIS TREŚCI

Nowele ustaw z dnia 21.12.2001 r.	2
Komunikat Prezesa URE	4
Orzecznictwo Sądów	6
Komisje kwalifikacyjne	10
Komu potrzebna jest konsolidacja?	13
Taryfy dla elektrociepłowni w 2001 r.	16
Trzeci rok zatwierdzania taryf dla ciepła	21
Niektóre problemy realizacji zasady TPA w elektroenergetyce	36
Zwolnienie z obowiązku zatwierdzania ceny węgla brunatnego	38
Łamanie monopolu	42
Perspektywy rozwoju jednolitego rynku konkurencyjnego gazu w Europie	46
Zakład Geotermalny w Mszczonowie...	49
Informacje i komunikaty	52

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

Oddano do druku 27 lutego 2002 r. Nakład: 3000 egzemplarzy. ISSN 1506-090X Cena zł 15 (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 58101010100028732231000000, Urząd Regulacji Energetyki [Biuletyn URE].

USTAWA

z dnia 21 grudnia 2001 r.

o zmianie ustawy o organizacji i trybie pracy Rady Ministrów oraz o zakresie działania ministrów, ustawy o działach administracji rządowej oraz o zmianie niektórych ustaw.

(Dz. U. Nr 154, poz. 1800)

(wyciąg)

(...)

Art. 2. W ustawie z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej (Dz. U. z 1999 r. Nr 82, poz. 928, z 2000 r. Nr 12, poz. 136, Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 550, Nr 62, poz. 718, Nr 70, poz. 816, Nr 73, poz. 852, Nr 109, poz. 1158 i Nr 122, poz. 1314 i 1321 oraz z 2001 r. Nr 3, poz. 18, Nr 5, poz. 43 i 44, Nr 42, poz. 475, Nr 63, poz. 634, Nr 73, poz. 761, Nr 76, poz. 811, Nr 87, poz. 954, Nr 102, poz. 1116, Nr 113, poz. 1207, Nr 115, poz. 1229, Nr 123, poz. 1353, Nr 125, poz. 1371, Nr 126, poz. 1382, Nr 129, poz. 1441 i Nr 130, poz. 1450) wprowadza się następujące zmiany:

(...)

3) w art. 9 ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Minister właściwy do spraw gospodarki sprawuje nadzór nad Prezesem Głównego Urzędu Miar i Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki oraz nad działalnością Urzędu Patentowego Rzeczypospolitej Polskiej.”;

(...)

Art. 24. W ustawie 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) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 21:

- a) w ust. 2 dodaje się na końcu wyrazy „na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki”,
- b) w ust. 3 po wyrazach „może być odwołany” dodaje się wyrazy „przez Prezesa Rady Ministrów”,
- c) w ust. 5 wyrazy „na wniosek Prezesa URE, Prezes Rady Ministrów” zastępuje się wyrazami „minister właściwy do spraw gospodarki na wniosek Prezesa URE”,
- d) ust. 6 otrzymuje brzmienie:

„6. Minister właściwy do spraw gospodarki, w drodze zarządzenia, nadaje statut URE, określający jego organizację wewnętrzną.”;

2) w art. 22 w ust. 2 wyrazy „Rada Ministrów” zastępuje się wyrazami „Minister właściwy do spraw gospodarki”;

3) art. 24 otrzymuje brzmienie:

„Art. 24. Prezes URE składa ministrowi właściwemu do spraw gospodarki corocznie, w terminie do końca pierwszego kwartału, sprawozdanie ze swojej działalności oraz przedstawia, na jego żądanie, informacje z zakresu swojej działalności.”;

4) skreśla się art. 25–27.

(...)

Art. 42. Do zakresu działania właściwych ministrów przechodzą, wynikające z innych przepisów, zadania i kompetencje Prezesa Rady Ministrów w zakresie nadzoru nad urzędami, o których mowa w art. 10, 13, 14, 24, 26 i 34.

(...)

Art. 48. 1. Kadencja rad nadzorczych Wojskowej Agencji Mieszaniowej i Agencji Mienia Wojskowego upływa z dniem wejścia w życie niniejszej ustawy.

2. Kadencja Rady Konsultacyjnej przy Prezesie Urzędu Regulacji Energetyki, działającej na podstawie ustawy zmienianej w art. 24, upływa z dniem wejścia w życie niniejszej ustawy.

(...)

Art. 51. Do czasu wydania przepisów wykonawczych na podstawie upoważnień zmienianych niniejszą ustawą, nie dłużej jednak niż do dnia 30 czerwca 2002 r., zachowują moc przepisy dotychczasowe, jeżeli nie są sprzeczne z niniejszą ustawą.

(...)

Art. 53. Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2002 r., z wyjątkiem:

- 1) art. 14 pkt 5, który wchodzi w życie z dniem 10 stycznia 2002 r.,
- 2) art. 32 pkt 1 i art. 41, które wchodzi w życie z dniem 6 kwietnia 2002 r.,
- 3) art. 2 pkt 1 lit. b) i pkt 6, art. 5, art. 28 oraz art. 39, które wchodzi w życie z dniem 1 lipca 2002 r.,

4) art. 12 pkt 2 oraz art. 37 pkt 1–4, pkt 5 w zakresie art. 5 ust. 2, art. 8 ust. 2 i art. 13, oraz pkt 6, które wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2003 r.,

5) art. 25 pkt 2, który wchodzi w życie z dniem uzyskania przez Rzeczpospolitą Polską członkostwa w Unii Europejskiej.

USTAWA

z dnia 21 grudnia 2001 r.

o zmianie ustaw: o Bankowym Funduszu Gwarancyjnym, Prawo energetyczne, o partiach politycznych, o dostosowaniu górnictwa węgla kamiennego do funkcjonowania w warunkach gospodarki rynkowej oraz szczególnych uprawnieniach i zadaniach gmin górniczych, o zmianie niektórych ustaw związanych z funkcjonowaniem administracji publicznej, Prawo telekomunikacyjne, o komercjalizacji, restrukturyzacji i prywatyzacji przedsiębiorstwa państwowego „Polskie Koleje Państwowe”, o spółdzielniach mieszkaniowych, o jakości handlowej artykułów rolno-spożywczych, Ordynacja wyborcza do Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej i do Senatu Rzeczypospolitej Polskiej, o przebudowie i modernizacji technicznej oraz finansowaniu Sił Zbrojnych Rzeczypospolitej Polskiej w latach 2001-2006, o zmianie ustawy o zamówieniach publicznych oraz o utracie mocy ustawy o kasach oszczędnościowo-budowlanych i wspieraniu przez państwo oszczędzania na cele mieszkaniowe.

(Dz. U. Nr 154, poz. 1802)

(wyciąg)

(...)

Art. 2. W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255, z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099 oraz z 2001 r. Nr 154, poz. 1800) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 34:

- a) skreśla się ust. 2,
- b) w ust. 3 kropkę na końcu zastępuje się przecinkiem i dodaje się wyrazy „z uwzględnieniem wysokości przychodów przedsiębiorstw ener-

tycznych osiągniętych z działalności objętej koncesją, a także kosztów regulacji.”;

2) po art. 45a dodaje się art. 45b w brzmieniu:

„Art. 45b. Zmiany opłat za ciepło dostarczane odbiorcom nie mogą następować częściej niż raz na 12 miesięcy.”

(...)

Art. 17. Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2002 r., z wyjątkiem art. 12, który wchodzi w życie z dniem 31 grudnia 2001 r.

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



**PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**

dr Leszek Juchniewicz

KOMUNIKAT

w sprawie interpretacji art. 45b ustawy – Prawo energetyczne

W związku z licznymi pytaniami dotyczącymi stosowania art. 45b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 z późn. zm.), dodanego ustawą z dnia 21 grudnia 2001 r. o zmianie ustaw: o Bankowym Funduszu Gwarancyjnym, Prawo energetyczne (...) (Dz. U. Nr 154, poz. 1802), przedstawiam następujący pogląd.

Zgodnie z tym przepisem, który zaczął obowiązywać od dnia 1 stycznia 2002 r., „Zmiany opłat za ciepło dostarczane odbiorcom nie mogą następować częściej niż raz na 12 miesięcy.”. Taka redakcja tego przepisu powoduje liczne wątpliwości interpretacyjne oraz możliwość różnej jego wykładni, prowadzącej do skrajnie odmiennych wniosków.

Jedna z nasuwających się interpretacji zdawałaby się wskazywać, że w przepisie tym jest mowa o **opłatach** wymienionych w art. 45a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, tj. o opłatach (jako sumie należności) za dostarczone odbiorcy ciepło, wyliczanych na podstawie **cen i stawek opłat** zawartych w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego. Jednakże konsekwencją przyjęcia takiego założenia byłoby to, że przez okres 12 miesięcy, przedsiębiorstwo energetyczne musiałoby obciążać odbiorców opłatami w jednakowej wysokości i to niezależnie od ilości faktycznie pobranego przez nich ciepła.

Tak więc zarówno w sezonie grzewczym, jak i w miesiącach letnich, poszczególni odbiorcy byłiby zmuszeni uiszczać jednakową opłatę, niezależnie od tego, jaką ilość ciepła dostarczyłoby im w danym miesiącu przedsiębiorstwo energetyczne. Interpretacja taka pozostawałaby więc w oczywistej sprzeczności z założeniami, które legły u podstaw ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzeń wykonawczych wydawanych na jej podstawie, w których konsekwentnie dąży się do realizacji postulowanej przez odbiorców zasady, że rozliczenia między przedsiębiorstwem energetycznym a odbiorcą powinny następować stosownie do ilości dostarczonego ciepła – w oparciu o wskazania układów pomiarowo-rozliczeniowych.

Interpretacja ta byłaby w szczególności sprzeczna z art. 5 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, który to przepis stronom umowy pozostawia swobodne określenie m.in. **ilości** dostarczanego ciepła, cen i stawek opłat oraz warunków wprowadzania w nich zmian, a także sposobu rozliczeń. Byłaby ona również sprzeczna z wynikającą z Konstytucji zasadą wolności gospodarczej (art. 20) oraz zasadą równości wszystkich podmiotów (art. 32 ust. 1).

Na uwagę zasługuje też fakt, że przedstawiona interpretacja mogłaby niejednokrotnie powodować pogorszenie sytuacji odbiorców ciepła, którzy przecież – według założeń projektodawcy przepisu – mieli odnieść korzyści w związku z jego wejściem w życie. Sytuacja taka wystąpiłaby w szczególności w przypadku, gdyby za punkt wyjścia przyjęć opłaty ponoszone przez odbiorców w dniu wejścia w życie ustawy, a więc opłaty bardzo wysokie, z uwagi na występujące w tym czasie niskie temperatury powietrza atmosferycznego.

Przeciwko przedstawionemu wyżej sposobowi interpretacji art. 45b przemawia również fakt, że w przepisie tym nie został wskazany sposób określenia wysokości opłat, które nie mogłyby ulec zmianie przez okres 12 miesięcy. Jest to istotne o tyle, że w zależności od przyjętego sposobu ustalenia opłaty, różne mogą być skutki dla odbiorców ciepła. Gdyby więc intencją ustawodawcy było, aby przepis ten odnosił się do **opłat** (wyliczanych na podstawie cen i stawek opłat), w ustawie zostałby również określony sposób ustalenia opłaty – niezmiennej przez okres 12 miesięcy (czego jednak nie uczyniono). Przedstawiony sposób rozumienia art. 45b, pozostawałby więc w sprzeczności również z zasadą racjonalnego działania ustawodawcy.

Znacznie mniej wątpliwości budzi przyjęcie, że przepis ten odnosi się do **jednostkowych stawek opłat** zawartych w taryfach, na podstawie których przedsiębiorstwo energetyczne wylicza opłaty odbiorcom.

Takie rozumienie art. 45b, uzasadnione jest w szczególności w kontekście pozostałych przepisów ustawy – Prawo energetyczne, regulujących, stosownie do treści art. 1 ust. 1, działalność przedsiębiorstw energetycznych. W szczególności należy mieć na względzie, że został on zamieszczony w rozdziale 5, zatytułowanym „Koncesje i taryfy”. Znajdujące się w tym rozdziale przepisy art. 45, 46, 47 i 49 odnoszą się do zasad ustalania i zatwierdzania taryf, które zgodnie z definicją zamieszczoną w art. 3 pkt 17 ustawy, **stanowią zbiór cen i stawek opłat** oraz warunków ich stosowania [należy przy tym wskazać, że art. 3 pkt 17, stanowił pierwotnie, że taryfa jest to zbiór cen i **opłat** oraz warunków ich stosowania; wyraz „stawek” przed wyrazem „opłat” dodany został w wyniku zmiany dokonanej ustawą z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 48, poz. 555)].

Biorąc pod uwagę wszystkie wyżej przedstawione argumenty, należy uznać, że art. 45b zawiera w istocie zakaz zmiany, przez okres 12 miesięcy, **stawek opłat** ustalanych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia w ciepło. Przemawia za tym również fakt, że do stawek opłat ustalanych w taryfach odnoszą się przepisy art. 5, 7, 16 i 45 ustawy – Prawo energetyczne. Zawarty w art. 45b zakaz adresowany jest więc do przedsiębiorstw ciepłowniczych – ustalających swoją taryfę oraz do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki – zatwierdzającego te taryfy.

Uwzględniając przy tym postanowienia § 7 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. Nr 96, poz. 1053), należy stwierdzić, że art. 45b odnosi się do stawek opłat wymienionych w tym przepisie i związanych z działalnością przesyłową, a więc stawek opłat za usługi przesyłowe, stawek opłat abonamentowych i stawek opłat za przyłączenie do sieci.

Przedstawiony pogląd uzasadniony jest również z punktu widzenia kosztów stanowiących podstawę kalkulacji stawek opłat ustalanych w taryfach dla ciepła, ponieważ zasadniczo koszty te nie ulegają nagłym, znaczącym zmianom, na które przedsiębiorstwo energetyczne nie ma wpływu.

Na zakończenie należy podkreślić, że ustawa z dnia 21 grudnia 2001 r. o zmianie ustaw: o Bankowym Funduszu Gwarancyjnym, Prawo energetyczne (...), opublikowana została w Dzienniku Ustaw Nr 154 z dnia 29 grudnia 2001, a zaczęła obowiązywać od dnia 1 stycznia 2002. Tak więc ustawa ta weszła w życie bez niezbędnego *vacatio legis*, które dałoby podmiotom prowadzącym działalność gospodarczą możliwość przygotowania się do nowych, zasadniczo zmienionych, warunków prowadzenia tej działalności.

Biorąc przy tym pod uwagę konstytucyjną zasadę, że prawo nie działa wstecz, nakaz równoprawnego traktowania wszystkich przedsiębiorców (tu: bez względu na datę zatwierdzenia taryfy), a także fakt, że ustawa nowelizująca nie zawiera stosownego przepisu przejściowego, uzasadniony wydaje się pogląd, że przepis art. 45b odnosi się **jedynie** do taryf zatwierdzonych **po dniu 1 stycznia 2002 r.** Oznacza to, że przedsiębiorstwa ciepłownicze mogą, stosownie do okoliczności, wystąpić zarówno o zatwierdzenie zmian w dotychczasowej taryfie, jak i nowej taryfy, uwzględniając jednak fakt, że zmiana wprowadzonych w ten sposób stawek opłat, będzie mogła nastąpić nie wcześniej niż po upływie 12 miesięcy od daty wejścia w życie taryfy lub jej zmiany.

Warszawa, 17 stycznia 2002 r.

Zapraszamy na stronę internetową URE:

www.ure.gov.pl

oraz podajemy adres e-mail:

ure@ure.gov.pl

ORZECZNICTWO SĄDÓW

DLA KOGO USŁUGI PRZESYŁOWE? (Joanna Kędzia, Alicja Tutak)

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych¹⁾, wydane na podstawie art. 65 ustawy – Prawo energetyczne²⁾, uzależniło nabycie prawa do korzystania z usług przesyłowych od wielkości **rocznych** zakupów paliw lub energii dokonywanych przez danego odbiorcę.

I tak, zgodnie z § 1 tego rozporządzenia, poszczególne grupy odbiorców uzyskują prawo do korzystania z usług przesyłowych, polegających na przesyłaniu paliw lub energii, wydobywanych lub wytwarzanych w kraju, zależnie od wielkości dokonywanych rocznych zakupów paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła. Z kolei w myśl § 5, wielkość rocznych zakupów paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła ustala się na podstawie danych określonych **we wniosku** o zawarcie umowy o świadczenie usług przesyłowych.

Interpretacja tych przepisów, dokonywana przez przedsiębiorstwa energetyczne oraz przez odbiorców różniła się zasadniczo, a główny problem sprowadzał się do tego, czy odbiorca posiadający np. oddziały na terenie całego kraju jest uprawniony do korzystania z usług przesyłowych, jeżeli jego roczne zakupy (jako **całego** podmiotu, czyli **suma** zakupów wszystkich oddziałów od różnych przedsiębiorstw energetycznych) przekraczają wymaganą rozporządzeniem wielkość.

Zarówno odbiorcy, zainteresowani korzystaniem z usług przesyłowych, jak i przedsiębiorstwa energetyczne zwracały się do różnych organów państwa z prośbą o dokonanie interpretacji niejasnych – ich zdaniem – przepisów rozporządzenia. Departament Energetyki Ministerstwa Gospodarki prezentował pogląd, iż jedynym kryterium uprawniającym do korzystania z usług przesyłowych jest **ogólna** wielkość rocznych zakupów. W myśl tego poglądu – ani z przepisów ustawy, ani z przepisów omawianego rozporządzenia nie wynika, że energia ta musi być zakupiona od jednego przedsiębiorstwa energetycznego.

Natomiast Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (Prezes URE) kierował się literalnym brzmieniem § 5 rozporządzenia. Z treści tego przepisu wynika bowiem, iż wielkość rocznych zakupów, która decyduje o uzyskaniu

prawa do korzystania z usług przesyłowych, ustala się na podstawie danych określonych **we wniosku** o zawarcie umowy o świadczenie usług przesyłowych. Wniosek ów odbiorca składa do **konkretnego** przedsiębiorstwa energetycznego, prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw lub energii. Zatem wniosek, o którym mowa w § 5, powinien być rozpatrywany w odniesieniu do wielkości zamawianej u danego przedsiębiorcy. Zdaniem Prezesa URE, jeżeli suma deklarowanych zakupów energii lub paliwa, które będą dokonywane np. za pośrednictwem kilku punktów poboru obsługiwanych przez **jedno** przedsiębiorstwo energetyczne osiąga wymaganą przez rozporządzenie wielkość, odbiorcę takiego należy traktować jako uprawnionego do korzystania z usług przesyłowych. Ustalenie wielkości rocznych zakupów odnosi się więc każdorazowo do **konkretnego wniosku** o zawarcie umowy o świadczenie usług przesyłowych, a nie do łącznych zakupów dokonywanych przez tego odbiorcę, realizowanych za pośrednictwem **różnych** przedsiębiorstw energetycznych.

Dokonując powyższej wykładni Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wziął również pod uwagę **przejściowy** charakter rozporządzenia Ministra Gospodarki, co wynika z art. 65 Prawa energetycznego³⁾. Ustalony harmonogram powoduje rozłożenie w czasie uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych, co umożliwi przedsiębiorstwom energetycznym zajmującym się przesyłaniem i dystrybucją energii i ciepła odpowiednie przygotowanie się do świadczenia tych usług poprzez m.in. podjęcie działań zmierzających do dostosowania swojej infrastruktury czy odpowiednią redakcją taryf. Zgodnie bowiem z art. 4 ust. 3 Prawa energetycznego, świadczenie usług przesyłowych nie może obniżać niezawodności dostarczania oraz jakości paliw lub energii poniżej poziomu określonego odrębnymi przepisami, a także nie może powodować niekorzystnej zmiany cen oraz zakresu dostarczania paliw lub energii do innych podmiotów przyłączonych do sieci.

Należy też zwrócić uwagę, iż Dyrektywa 96/92/EC Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej z 19 grudnia 1996 r. w sprawie jednolitych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej, która (wobec dostosowywa-

1) Dz. U. Nr 107, poz. 671.

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, z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099 oraz z 2001 r. Nr 154, poz. 1800 i poz. 1802).

3) Brzmienie art. 65 ustawy – Prawo energetyczne jest następujące: „Minister Gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, harmonogram, obejmujący okres nie dłuższy niż 8 lat od dnia wejścia ustawy w życie, uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych, o których mowa w art. 4 ust. 2, zależnie od wielkości dokonywanych przez nie rocznych zakupów paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła.”.

nia prawa krajowego do wymogów prawa Unii Europejskiej) niewątpliwie musiała wywrzeć wpływ na treść omawianego rozporządzenia, za odbiorcę uprawnionego uważa odbiorcę finalnego o określonej rocznej konsumpcji energii. Chodzi tu o zużycie energii dla wydzielonego odbioru, miejsca odbioru (*consumption site basis*). Definicja wydzielonego odbioru bazuje na określeniu „jednostka lokalna”, za którą uważa się przedsiębiorstwo lub jego część, zlokalizowaną w określonym geograficznie miejscu. Określone geograficznie miejsce jest interpretowane bardzo ściśle – dwie jednostki o różnych lokalizacjach należące do tego samego przedsiębiorstwa należy uważać za **dwie jednostki lokalne**. Zatem – definicja „uprawnionego odbiorcy” przyjęta przez wyżej wymienioną Dyrektywę jest jeszcze węższa niż prezentowana przez Prezesa URE.

Wątpliwości dotyczące wykładni § 5 omawianego rozporządzenia rozwił Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Antymonopolowy, wydając w dniu 7 listopada 2001 r. wyrok o sygnaturze XVII Ame 3/01, oddalający odwołanie od decyzji Prezesa URE wniesione przez odbiorcę ubiegającego się o ustalenie treści umowy o świadczenie usług przesyłowych. W uzasadnieniu wyroku Sąd Antymonopolowy poparł przedstawioną wyżej interpretację dokonaną przez Prezesa URE. Ponadto, Sąd stwierdził m.in.: „Bezspornie rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 6.08.1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych, co jasno wynika z jego treści jak również delegacji do jego wydania zawartej w art. 65 prawa energetycznego, ma charakter normy przejściowej, której celem jest umożliwienie przedsiębiorstwom energetycznym, a zwłaszcza przedsiębiorstwom świadczącym usługi przesyłowe, stworzenie infrastruktury (technicznej i organizacyjnej) niezbędnej dla realizacji prawa

odbiorcy do swobodnego wyboru dostawcy energii. Z tego też względu należy podzielić pogląd pozwanego [Prezesa URE – przypis J. K., A. T.], że prawo do korzystania z usług przesyłowych dotyczy podmiotów, które w określonych przepisami okresach czasu zakupują i przysyłają za pośrednictwem przedsiębiorstwa przesyłowego wymienione ilości energii.

Odmierna wykładnia powodowałaby, że przedsiębiorstwo przesyłowe nie dysponując żadnymi możliwościami weryfikacji faktycznej ilości kupowanej energii (i przysyłanej za pośrednictwem osób trzecich) zmuszone byłoby zawierać umowy o usługi przesyłowe z każdym, co czyniłoby zawarte w rozporządzeniu ograniczenie całkowicie fikcyjnym.

Należy także zauważyć, że efektywność nakładów na infrastrukturę niezbędną dla świadczenia usług przesyłowych jest ściśle powiązana z ilością przesłanej energii. Całkowita ilość kupowanej przez podmiot energii nie ma zatem wpływu na niezbędne nakłady przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłowe, o ile energia ta nie jest przesłana za jego pośrednictwem.”.

Wyrok jest prawomocny.



Joanna Kędzia



Alicja Tutak

Autorki są pracownicami Biura Prawnego URE

ROZPATRYWANIE SKARG NA BEZCZYNNOŚĆ PREZESA URE (Joanna Kędzia)

Zgodnie z art. 30 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, do postępowania przed Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki (Prezes URE) stosuje się przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego. Jednakże odwołanie od decyzji Prezesa URE lub zażalenie na postanowienie służy do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu antymonopolowego (art. 30 ust. 2 – 4). Z kolei skargi na bezczynność tego organu składa się do Naczelnego Sądu Administracyjnego. Fakt, iż do decyzji wydanych przez Prezesa URE stosuje się i przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego i przepisy Kodeksu postępowania cywilnego, powoduje wiele niejasności dotyczących wyboru właściwego trybu postępowania.

I tak, jeszcze do niedawna nie było wiadome, do którego z sądów: Naczelnego Sądu Administracyjnego czy Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu antymonopolo-

wego, można złożyć skargę na bezczynność Prezesa URE (gdyby taki zarzut chciało postawić np. przedsiębiorstwo energetyczne). Oba sądy konsekwentnie odrzucały kierowane do nich skargi. Dopiero w dniu 6 grudnia 2000 r. Naczelny Sąd Administracyjny wydał postanowienie (sygn. akt II SAB 174/00), w którym uznał się za właściwy do rozpatrywania tych spraw (szerzej pisano o tym w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki Nr 4/2001).

Następna wątpliwość dotyczyła właściwości ośrodków zamiejscowych Naczelnego Sądu Administracyjnego do rozpatrywania takich skarg.

W dniu 5 września 2001 r. do Naczelnego Sądu Administracyjnego – Ośrodka Zamiejscowego w Katowicach wpłynęła skarga na bezczynność Prezesa URE – Południowego Oddziału Terenowego z siedzibą

w Katowicach, złożona przez osobę mającą miejsce zamieszkania w województwie śląskim. Naczelny Sąd Administracyjny – Ośrodek Zamiejscowy w Katowicach w dniu 10 stycznia 2002 r. wydał postanowienie o sygn. II SAB/Ka 64/01, w którym uznał się za niewłaściwy i postanowił przekazać sprawę według właściwości **Naczelnemu Sądowi Administracyjnemu w Warszawie**.

W uzasadnieniu postanowienia Sąd stwierdził m.in.: „Zgodnie z treścią Rozdziału 4 i art. 21 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 ze zm. – zwanej dalej *Prawem energetycznym*), organem do spraw regulacji gospodarki paliwami i energią jest na gruncie tej ustawy Prezes Urzędu Regulacji Energetyki w Warszawie – jako centralny organ administracji rządowej. Do zakresu kompetencji i obowiązków tego organu należy m.in. zgodnie z treścią art. 23 ust. 2 pkt 5 *Prawa energetycznego* rozstrzygnięcie sporów w zakresie określonym w art. 8 ust. 1, który to spór stanowi przedmiot niniejszej sprawy. **Z żadnego przepisu omawianej ustawy nie wynika aby organami administracji publicznej, upoważnionymi do wydawania we własnym imieniu orzeczeń w toczących się na podstawie tej ustawy postępowaniach administracyjnych byli dyrektorzy oddziałów URE** [podkreślenie – J. K.]. *Możliwości w tym względzie nie przewiduje również zawarta w art. 22 ust. 2 Prawa energetycznego delegacja*

do wydania przez Radę Ministrów przepisów wykonawczych. Z przepisów tych, tj. z rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 24 grudnia 1998 r. w sprawie szczegółowego zasięgu terytorialnego i właściwości rzeczowej Oddziału Centralnego i oddziałów terenowych Urzędu Regulacji Energetyki (Dz. U. Nr 162, poz. 1141), wynika przy tym, iż dyrektorzy oddziałów terenowych mogą wydawać decyzje administracyjne jedynie po uzyskaniu odrębnego upoważnienia od Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Nawet jednak wówczas będą oni działali w jego imieniu (z upoważnienia).

W konsekwencji, skoro organem administracji publicznej w rozumieniu art. 35 § 1 kpa jest w niniejszej sprawie Prezes Urzędu Regulacji Energetyki w Warszawie, to tylko w odniesieniu do niego może być wniesiona skarga na bezczynność na podstawie art. 17 ustawy o NSA. Skarga dotyczy zatem centralnego organu administracji rządowej mającego siedzibę w Warszawie. **Zgodnie więc z treścią § 1 i 2 rozporządzenia Prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 24 listopada 1998 r. w sprawie utworzenia ośrodków zamiejscowych Naczelnego Sądu Administracyjnego, określania ich siedzib oraz właściwości miejscowej i rzeczowej (Dz. U. Nr 145, poz. 940) podlega ona rozpoznaniu przez NSA w Warszawie** [pokreślenie – J. K.].”

Rozstrzygnięcie to jest zgodne z wnioskiem uczestniczących w rozprawie przedstawicieli Prezesa URE.

GRANICE KOMPETENCJI PREZESA URE (Małgorzata Szczepańska)

Bardzo często przedsiębiorstwa energetyczne i odbiorcy (energii elektrycznej, ciepła i gazu) występują do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o rozstrzygnięcie i to w sposób władczy (w drodze decyzji administracyjnej) w sprawie nurtujących ich różnorodnych problemów, jeżeli tylko w jakikolwiek sposób dotyczą one zagadnień regulowanych przez Prawo energetyczne. Organ ten ma jednak ściśle określone kompetencje i decyzje może wydawać tylko w przypadkach określonych przez prawo. Przykładem może służyć postanowienie Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Antymonopolowego z dnia 17 października 2001 r. sygn. akt XVII Ame 98/01, odrzucające „odwołanie” odbiorcy od pisma Prezesa URE informującego go, że do rozpatrzenia jego wniosku właściwy jest sąd powszechny.

Do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezesa URE) wpłynął wniosek o rozstrzygnięcie sporu dotyczącego nieuzasadnionego wstrzymania dostaw paliwa gazowego, w trybie art. 8 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne¹⁾. Wnioskodawca domagał

się w szczególności wydania decyzji stwierdzającej, że przedsiębiorstwo gazownicze nie jest uprawnione do wstrzymania lub ograniczenia dostaw gazu z powodu nieterminowego regulowania należności w sytuacji, kiedy Wnioskodawca terminowo płaci za dostarczany gaz ceny obowiązujące na podstawie taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE. Z treści wniosku oraz z okoliczności sprawy wynikało jednak, iż dostawy gazu do obiektu Wnioskodawcy nie zostały wstrzymane ani ograniczone.

Prezes URE, działając na podstawie art. 66 § 3 Kodeksu postępowania administracyjnego²⁾ (Kpa) poinformował Wnioskodawcę o braku właściwości rzeczowej do załatwienia przedstawionej sprawy i wskazał, że właściwy do rozstrzygnięcia sprawy jest sąd powszechny³⁾.

Wnioskodawca uznał to pismo za decyzję i złożył odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Antymonopolowego. Odwołanie opierało się na dwóch przesłankach:

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

2) Ustawa z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2000 r. Nr 98, poz. 1071 oraz z 2001 r. Nr 49, poz. 107).

3) Art. 66 § 3 Kpa stanowi, że „jeżeli podanie wniesiono do organu niewłaściwego, a organu właściwego nie można ustalić na podstawie danych podania, albo gdy z podania wynika, że właściwym w sprawie jest sąd, organ, do którego podanie wniesiono, zwraca je wnoszącemu z odpowiednim pouczeniem”.

- 1) zdaniem Wnioskodawcy istnieje zasadność rozstrzygnięcia przez Prezesa URE sporu dotyczącego nieuzasadnionego wstrzymania dostaw również w sytuacji gdy ich wstrzymanie faktycznie nie nastąpiło,
- 2) pismo organu sporządzone na podstawie art. 66 § 3 Kpa jest decyzją administracyjną.

W ocenie Prezesa URE argumenty przedstawione w odwołaniu były oczywiście niezasadne. Do badania swojej właściwości rzeczowej zobowiązuje go art. 19 Kpa, zgodnie z którym organy administracji publicznej przestrzegają z urzędu swojej właściwości rzeczowej i miejscowej. Znalazło to potwierdzenie w wyroku Naczelnego Sądu Administracyjnego w Warszawie z dnia 19 stycznia 1998 r. sygn. akt IV SA 631/96 (niepubl.). Sąd wyraził pogląd, że „Zgodnie z art. 19 kpa organy administracji państwowej obligowane są do przestrzegania swojej właściwości rzeczowej i miejscowej. O ile chodzi o właściwość rzeczową organów, to w naszym systemie prawnym stanowią o tym przepisy ustaw materialnoprawnych oraz te przepisy ustaw ustrojowych, które dotyczą kompetencji organów administracji publicznej”.

Kwestia prawidłowego ustalenia właściwości organu do załatwienia sprawy danego rodzaju ma istotne znaczenie dla dalszego bytu postępowania, bowiem naruszenie przez organ administracji publicznej swojej właściwości skutkować będzie stwierdzeniem nieważności wydanej decyzji, na podstawie art. 156 § 1 pkt 1 Kpa.

Granice właściwości rzeczowej Prezesa URE, w zakresie rozstrzygnięcia sporów, określa art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego. Przepis ten stanowi m.in., że Prezes URE rozstrzyga, na wniosek strony, w sprawach spornych dotyczących m.in. nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej, ciepła lub gazu. Dotyczy on więc sporów, u których podstaw legło wstrzymanie dostaw, które miało już miejsce i nie daje podstaw do prowadzenia postępowania w sprawach sporów przyszłych, potencjalnych, które mogą dopiero zaistnieć w związku z wykonywaniem umów sprzedaży. W opinii Prezesa URE nie jest możliwa ocena zasadności ewentualnego wstrzymania dostaw, które miałyby nastąpić w bliżej nieokreślonej przyszłości, gdyż nie jest możliwe aby w dacie wydania decyzji organ rozstrzygający o potencjalnym wstrzymaniu dostaw był w stanie przewidzieć wszelkie okoliczności, jakie mogłyby zaistnieć w przyszłości i miałyby wpływ na ocenę tego faktu. Nie jest więc celowe rozstrzygnięcie sporu w sytuacji, w której wstrzymanie dostaw jeszcze nie nastąpiło.

W omawianej sprawie istotne było również, iż Wnioskodawca nie wskazał, że dąży do zmiany umowy zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym i w jakim zakresie proponowana przez niego zmiana nie jest akceptowana przez dostawcę gazu. Wniosek ograniczał się jedynie do żądania rozstrzygnięcia sporu w sprawie nieuzasadnionego (przyszłego) wstrzymania dostaw. Nie było więc również możliwe określenie, na podstawie wniosku, ewentualnych spornych postanowień umowy. Ponieważ art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego upoważnia Prezesa URE do rozstrzygnięcia spraw spornych tylko na wniosek strony, oznacza to również, że rozstrzygnięcie zapada w granicach tego wniosku.

Argumenty Wnioskodawcy były chybione również ze względu na proceduralnych. Dla dokonania zwrotu pisma w trybie art. 66 § 3 Kpa nie jest wymagana forma decyzji administracyjnej (w rozumieniu art. 104 Kpa w związku z art. 107 § 1). Pismo takie, w myśl art. 66 § 3 Kpa, powinno wskazywać jedynie na brak właściwości danego organu administracji publicznej oraz zawierać informację o właściwości sądu powszechnego do załatwienia sprawy przedstawionej we wniosku (i taka też była jego treść). Nie zawierało ono władczego rozstrzygnięcia (ani w całości, ani nawet w części) co do praw i obowiązków, ani też nie kończyło sprawy w inny sposób w danej instancji. Natomiast decyzje Prezesa URE wydawane w sprawach spornych dotyczących nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej, ciepła lub gazu, rozstrzygają, czy zaistniałe wstrzymanie dostaw było uzasadnione, czy też nie. Pismo to również w swej formie nie zawierało minimum elementów, wymaganych dla decyzji administracyjnej, określonych w art. 107 § 1 Kpa, takich jak: rozstrzygnięcie, uzasadnienie faktyczne i prawne, pouczenie o trybie odwoławczym.

Zgodnie z utrwalonym stanowiskiem doktryny prawnej i judykatury – zwrot podania złożonego do organu niewłaściwego, dokonany na podstawie art. 66 § 3 Kpa (podobnie jak przekazanie pisma innemu organowi na podstawie art. 65 § 1 Kpa), stanowi czynność materialno-techniczną. Pogląd ten podzielają w szczególności autorzy publikacji pt.: „Kodeks postępowania administracyjnego. Komentarz” – prof. dr hab. Barbara Adamiak i prof. dr hab. Janusz Borkowski (Wydawnictwo C. H. Beck, Warszawa 1996). Prezes URE wniósł więc o odrzucenie odwołania.

Sąd Antymonopolowy nie podzielił argumentacji Wnioskodawcy i postanowieniem z dnia 17 października 2001 r. sygn. akt XVII Ame 98/01 odrzucił odwołanie. Sąd podzielił natomiast stanowisko Prezesa URE i uznał, że zaskarżone pismo „nie jest decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Wynika to jednoznacznie z jego treści i formy. Pismo to nie zostało wydane przez organ administracji państwowej, którym jest Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, lecz przez Urząd Regulacji Energetyki, będący instytucją wykonawczą Prezesa URE. Z treści pisma wynika jednoznacznie, że w tej formie dokonywany jest zwrot wniosku (...) jako wniesiony do organu niewłaściwego, w oparciu o przepis art. 66 § 3 k.p.a. Czynność ta ma charakter techniczny i nie jest przedmiotem rozstrzygnięcia w trybie decyzji administracyjnej, bowiem zgłoszenie żądania innemu organowi niż właściwy nie powoduje wszczęcia postępowania.”.



Autorka jest pracownikiem Biura Prawnego URE

KOMISJE KWALIFIKACYJNE

Marek Krawczyński

W ubiegłym roku działalność Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z zakresie realizacji art. 54 ust. 3 i 3a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 1997 r., Nr 54 z późn. zm.) dotyczyła powołania nowych komisji oraz odwoływania członków komisji kwalifikacyjnych działających od IV kwartału 1998 r. Dodatkowy element stanowiły nowelizacje aktów powołania (aktualizacja składów osobowych komisji kwalifikacyjnych), w rezultacie realizacji kierowanych do Prezesa URE stosownych wniosków kierowników jednostek organizacyjnych, przy których powoływano komisje.

Powoływanie nowych komisji miało związek (w 12 przypadkach) z wcześniejszymi odwołaniami członków komisji u tego samego wnioskodawcy, wobec czego należy je traktować jako pewien element porządkujący istniejący stan faktyczny. Takie zachowania wnioskodawców sugerują, że wcześniejsze występowanie o powołanie komisji było rezultatem braku znajomości przez wnioskodawców bądź to rzeczywistych możliwości kandydatów bądź regionalnych potrzeb w tym zakresie (dotyczy to przede wszystkim stowarzyszeń naukowo-technicznych). Odwoływanie wszystkich członków komisji, na wniosek jednostek organizacyjnych przy których one działały, było głównie spowodowane procesami restrukturyzacji przedsiębiorstw (zmiana formy własności, likwidacja, konsolidacja itp.).

Powoływanie komisji kwalifikacyjnych

W 2001 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki powołał 17 komisji kwalifikacyjnych. Wykaz powołanych komisji kwalifikacyjnych, wraz z przyznanymi jej uprawnieniami zamieszczony jest w postaci tabeli na str. 10 wkładki do Biuletynu. W pracach tych komisji uczestniczy 218 osób, a ich powołanie nie zmienia zasadniczo dotychczasowego rozmieszczenia komisji kwalifikacyjnych na terytorium kraju (średnio 38 komisji w województwie) [1].

Aktualnie działa 619 komisji kwalifikacyjnych, powołanych przez Prezesa URE, w pracach których uczestniczy ok. 7350 osób.

Obserwując rezultaty prac komisji na przestrzeni 2001 r. (liczba przeprowadzonych postępowań kwalifikacyjnych) można przypuszczać, że liczba powołanych przez Prezesa URE i działających komisji kwalifikacyjnych jest zbyt wysoka, o czym może m.in. świadczyć fakt toczących się przed Prezesem URE postępowań mających na celu odwołanie kolejnych kilkunastu komisji. Całość krajowych potrzeb w tym zakresie będzie prawdopodobnie kształtować się na poziomie ok. 200 tys. świadectw rocznie i mogłaby być zrealizowana

przez znacznie mniejszą niż dotychczas liczbę komisji kwalifikacyjnych.

Odwoływanie członków komisji kwalifikacyjnych

Przepis dodany przez ustawę z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 48, poz. 555), wprowadzając ust. 3a do art. 54 przyznał Prezesowi URE prawo odwoływania poszczególnych członków komisji kwalifikacyjnych, powoływanych na podstawie art. 54 ust. 3, w ściśle określonych przypadkach:

1. choroby trwale uniemożliwiającej sprawowanie funkcji,
2. rezygnacji z członkostwa w komisji,
3. niewywiązywania się z obowiązków członka komisji,
4. utraty kwalifikacji umożliwiających powołanie w skład komisji.

Praktyka wykazała, że potrzeba zmian w składach komisji jest dość częsta, a brak odpowiednich przepisów stwarzał szereg trudności formalno-prawnych związanych z aktualizacją ich składów osobowych. Szczególnie dotyczyło to przypadków, kiedy organ powołujący lub organy kontrolne stwierdzały uchybienia w pracach komisji lub też wnioskodawcy występowali o zaprzestanie działalności komisji (poprzez odwołanie jej członków ze składu osobowego).

Dotychczasowy brak takiego przepisu mógł być również przesłanką do głoszenia poglądu, że członkowie komisji powoływani są bezterminowo, bez możliwości ich odwołania. Należy zauważyć, że do czasu odwołania (przez organ powołujący) osoba, która złożyła rezygnację nadal pozostaje członkiem komisji i może brać udział w jej pracach [2]. Komisja w zmniejszonym składzie może nadal działać i przeprowadzać egzaminy, a świadectwa kwalifikacyjne przez nią wydane są ważne, pod warunkiem, że skład zespołu egzaminacyjnego był zgodny z § 9 ust. 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 16 marca 1998 r. w sprawie wymagań kwalifikacyjnych dla osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci oraz trybu stwierdzania tych kwalifikacji, rodzajów instalacji i urządzeń, przy których eksploatacji wymagane jest posiadanie kwalifikacji, jednostek organizacyjnych, przy których powołuje się komisje kwalifikacyjne, oraz wysokości opłat pobieranych za sprawdzenie kwalifikacji (Dz. U. Nr 59, poz. 377 i z 2000 r. Nr 15, poz. 187).

Mimo wprowadzenia nowego przepisu nie został uregulowany problem odwoływania całych komisji, np. w przypadkach, gdy istotne zmiany dotyczące jednostki organizacyjnej, przy której działa komisja, powodują, że nie

daje ona gwarancji prawidłowego wykonywania swoich zadań. W tych przypadkach znajduje zastosowanie przepis art. 54 ust. 3a pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne i wymagane jest złożenie rezygnacji przez **wszystkich** członków komisji. Z praktyki Urzędu wynika, że nieświadomość tego faktu wśród wnioskodawców jest przyczyną wydłużających się terminów postępowań i długotrwałej korespondencji między zainteresowanymi stronami.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki w 2001 r. odwołał członków 24 komisji kwalifikacyjnych, powołanych w latach 1998-1999, w tym dwóch komisji w związku z utratą przez jej członków kwalifikacji (które uprzednio umożliwiały ich powołanie – art. 54 ust. 3a pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne). Pozostałe przypadki odwołań były związane z indywidualnymi rezygnacjami z członkostwa w komisjach (ust. 3a pkt 2 wyżej wymienionej ustawy), przy czym zdecydowana większość była wynikiem wystąpień jednostek wnioskujących o odwołanie całych składów osobowych. W sumie odwołanych zostało 248 osób. Wykaz odwołanych komisji kwalifikacyjnych w 2001 r. zamieszczony jest w postaci tabeli na str. 12 wkładki do Biuletynu. Należy zaznaczyć, że w kilku jednostkach organizacyjnych w miejsce odwołanych powołano nowe komisje tyle tylko, że wnioskodawcy zoptymalizowali (zmniejszyli) ich liczbę (np. STOEN Warszawa, Zakład Energetyczny Płock) lub składy osobowe (Stowarzyszenie Wspierania Inicjatyw Energetycznych – Radom). Oprócz wymienionych przypadków odwołania całych składów osobowych Prezes URE odwołał ze składów poszczególnych komisji pojedyncze osoby (w sumie 79) z powodu:

- choroby trwale uniemożliwiającej sprawowanie funkcji (art. 54 ust. 3a, pkt 1 ustawy) – 62 osoby,
- niewywiązywania się z obowiązków członka komisji (art. 54 ust. 3a, pkt 3 ustawy) – 17 osób.

Fakt odwołania całych składów osobowych komisji pociąga za sobą określone zobowiązania wynikające z terminu ważności wydawanych przez nie świadectw (5 lat). Mimo, że rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 16 marca 1998 r. bezpośrednio nie mówi, że osobom, które poddały się egzaminowi sprawdzenia kwalifikacji wydaje się świadectwa z przeprowadzonych egzaminów, to pośrednio na to wskazuje § 9 ust. 9 mówiący, że kierownik jednostki organizacyjnej, przy której działa komisja kwalifikacyjna prowadzi rejestr wydanych świadectw. Na tej podstawie można wyciągnąć wniosek, iż akta zlikwidowanej komisji kwalifikacyjnej powinny być przechowywane w jednostce organizacyjnej, przy której działa komisja. Przywołany wyżej przepis nakłada również na kierowników jednostek organizacyjnych, przy których działają poszczególne komisje, obowiązek zapewnienia ich obsługi administracyjnej, do zakresu której należy zaliczyć także działania zabezpieczające stworzoną przez komisję dokumentację. Dlatego zasadnym wydaje się rozciągnięcie tego obowiązku także na okres po odwołaniu komisji (wobec 5-letniej ważności

świadectw). Z uwagi na fakt, że komisje kwalifikacyjne są – na mocy § 7 ust. 3 wspomnianego rozporządzenia – powoływane na wniosek kierowników zainteresowanych jednostek organizacyjnych, należy uznać, że omawiana dokumentacja stanowi integralną część dokumentacji jednostek, przy których działają komisje. Nasuwa się oczywisty wniosek, że z chwilą odwołania komisji (zaprzestania działalności), stworzona przez nią dokumentacja winna być przechowywana w jednostce organizacyjnej, na wniosek której komisja była powołana.

Jednocześnie należy przypomnieć, że powinnością państwowych jednostek organizacyjnych i stowarzyszeń naukowo-technicznych, przy których zostały powołane komisje kwalifikacyjne, jest odzwierciedlenie tej działalności w rzeczowym wykazie akt opracowanym zgodnie z § 6 ust. 1 pkt 2 rozporządzenia Ministra Nauki, Szkolnictwa Wyższego i Techniki z dnia 25 lipca 1984 r. w sprawie zasad klasyfikowania i kwalifikowania dokumentacji oraz zasad i trybu przekazywania materiałów archiwalnych do archiwów państwowych (Dz. U. Nr 41, poz. 216).

W celu podsumowania działalności komisji, przed jej odwołaniem, organ powołujący powinien uzyskać dane dotyczące dotychczasowych rezultatów pracy komisji. Sprowadza się to do przekazania do URE syntetycznego zbioru danych, związanych z liczbą wydanych przez komisję świadectw i deklaracji co do sposobu przechowywania dokumentacji przez okres 5 lat, od daty ostatniego przeprowadzonego egzaminu.

Zmiany w komisjach – nowelizacje aktów powołania

W wyniku rozpatrzenia wniosków dotyczących zmian w składach osobowych komisji kwalifikacyjnych (148), Prezes URE uznał celowość nowelizacji 124 aktów powołania komisji. Zmiany dotyczyły głównie rozszerzenia zakresu uprawnień poszczególnych członków komisji, co w wielu przypadkach pociągało za sobą również rozszerzenie dotychczasowego zakresu uprawnień całych komisji. W dalszym ciągu przedmiotem licznych kontrowersji pozostaje treść fragmentu § 8 pkt 1 i 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 16 marca 1998 r., dotyczącego kwalifikacji kandydatów na członków komisji („wysztalcenie odpowiadające specjalności osób egzaminowanych”). Szczególnie dotyczy to urządzeń instalacji i sieci energetycznych wymienionych w Grupie 3 Załącznika Nr 1 do wspomnianego rozporządzenia („sieci, urządzenia i instalacje gazowe ...”). W licznych przypadkach o przyznaniu uprawnień w tym zakresie, mimo braku wymaganego wykształcenia, decydowało posiadanie przez zainteresowanych dokumentów poświadczających ukończenie specjalistycznych szkoleń lub udokumentowana wieloletnia praktyka związana z eksploatacją i dozorem urządzeń, instalacji i sieci gazowniczych.

Analiza dokonanych w latach 1999-2001 nowelizacji aktów powołania komisji wykazuje, że dotychczas tylko 12% wszystkich powołanych komisji nie wystąpiło do

Prezesa URE z wnioskami o dokonanie zmian zakresów uprawnień lub składów osobowych. Uwzględniając fakt powoływania komisji dopiero od IV kwartału 1998 r. można przypuszczać, że taka sytuacja jest bardziej rezultatem mało przemyślanych i umotywowanych decyzji wnioskodawców (o powołanie komisji) niż zbiegiem zdarzeń losowych. Zmniejszeniu skali tego zjawiska wychodzą naprzeciw wystąpienia niektórych stowarzyszeń naukowo-technicznych do Ministra Gospodarki z postulatami i propozycjami zmian w przytoczonym wcześniej rozporządzeniu. Zmian podporządkowanych nadrzędnemu celowi jakim jest podnoszenie poziomu kwalifikacji zawodowych, pogłębianie wiedzy i podnoszenie kultury technicznej osób zajmujących się eksploatacją i dozorem urządzeń, instalacji i sieci energetycznych. Sugerowane w tych wystąpieniach nowelizacje regulacji prawnych idą również w kierunku stworzenia organowi powołującemu komisje kwalifikacyjne bardziej przejrzystych niż dotychczas kryteriów do podejmowania wiarygodnych decyzji o powołaniu komisji. Pozwoli to na eliminowanie przypadkowości powołań, co w znaczący sposób poprawi nie tylko image komisji kwalifikacyjnych, ale powinno znaleźć również odzwierciedlenie w poziomie absolwentów postępowań egzaminacyjnych.

Podsumowanie

Według obowiązujących przepisów (art. 70 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne¹⁾) zachowały moc zaświadczenia kwalifikacyjne, wydane przez komisje kwalifikacyjne powołane na mocy przepisów ustawy z dnia 6 kwietnia 1984 r. o gospodarce energetycznej (Dz. U. z 1984 r. Nr 21, poz. 96 z późn. zm.) i Zarządzenia Ministra Przemysłu z dnia 15 marca 1989 r. (M.P. z 1989 r. Nr 8, poz. 75). Analiza terminarza aktów legislacyjnych i treści ich zapisów wskazuje, że ostatnie wydane **zaświadczenia** kwalifikacyjne utracą moc dopiero z dniem 5 czerwca 2003 r. Do tego czasu osoby, zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci energetycznych, mają prawo posługiwać się zaświadczeniami kwalifikacyjnymi typu K, D i E („stara ustawa”). Należy się liczyć, że obok wydawanych od IV kwartału 1998 r. świadectw kwalifikacyjnych typu D i E („nowa ustawa” – Prawo energetyczne), jeszcze przez około 2 lata będziemy mieli do czynienia z równoległym występowaniem tych dwóch rodzajów dokumentów. W dodatku analiza treści zaświadczeń i świadectw kwalifikacyjnych oraz liczne pytania pod adresem URE wskazują, że nie są to w pełni kompatybilne dokumenty, co powoduje nie tylko określone trudności o charakterze porządkowym, ale również merytorycznym (np. w procedurach przetargowych przed komisjami ds. zamówień publicznych).

Uwzględniając przytoczone wyżej fakty oraz liczbę wydanych świadectw przez komisje kwalifikacyjne powołane z mocy ustawy – Prawo energetyczne (tylko

1) Przepis zmieniony przez ustawę z dnia 10 września 1999 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 88, poz. 980).

komisje powołane przez Prezesa URE w trakcie 3-letniej działalności wydały ponad 0,5 mln świadectw), można z dużym prawdopodobieństwem szacować, że w tej chwili liczba osób legitymujących się zaświadczeniami lub świadectwami kwalifikacyjnymi wynosi w skali kraju ok. 3/4 mln osób. Tak duża liczba postępowań kwalifikacyjnych jest wynikiem aktualnie przyjętych rozwiązań ustawowych (art. 54 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne) powodując, że osoba posiadająca świadectwo kwalifikacyjne wydane przez komisję powołaną przez jeden z upoważnionych organów, w przypadku zamiaru podjęcia działalności „w obszarze oddziaływania” komisji powołanej przez inny organ – obowiązana jest poddać się ponownemu sprawdzeniu kwalifikacji i uzyskać nowe świadectwo [2].

Dotychczasowy podział i liczba organów powołujących komisje kwalifikacyjne ds. dodatkowych uprawnień kwalifikacyjnych dla osób zajmujących się dozorem i eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci energetycznych (w kraju powołano ok. 670 komisji kwalifikacyjnych – wg [1]) pozwala przypuszczać, że ustawodawca kierował się założeniem o specyficznych warunkach eksploatacji tych urządzeń w jednostkach organizacyjnych podległych uprawnionym organom. Takie rozwiązanie (istnienie różnego rodzaju wariantów uprawnień energetycznych) może stanowić pewne utrudnienie w realizacji działań podporządkowanych zharmonizowaniu regulacji prawnych w obszarze energetyki z ich odpowiednikami w krajach Unii Europejskiej. Dostosowanie polskiego ustawodawstwa regulującego zasady wykorzystania nabytych kwalifikacji do wykonywania zawodu w krajach UE (w tym dodatkowych uprawnień kwalifikacyjnych) będzie zapewne procesem długim i złożonym, którego wstępnym elementem jest ustawa z dnia 26 kwietnia 2001 r. o zasadach uznawania nabytych w państwach członkowskich UE kwalifikacji do wykonywania zawodów regulowanych (Dz. U. Nr 87, poz. 954).



Autor jest naczelnikiem wydziału w Departamencie Koncesji URE

Literatura:

1. M. Krawczyński: „Komisje kwalifikacyjne” – Biuletyn URE Nr 4 (18) z dn. 2 lipca 2001 r.,
2. R. i B. Taradejna: „Prawo energetyczne – zbiór przepisów” – Wyd. Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, Warszawa, 2001 r.

KOMU POTRZEBNA JEST KONSOLIDACJA?

Janusz Bil

Motto:

„Nie ustaniemy w poszukiwaniach
A kresem tych dociekań
Będzie powrót tam, skąd przyszliśmy
I po raz pierwszy rozpoznanie tego miejsca.”
Thomas S. Eliot

Postępujący proces prywatyzacji przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego oraz zmieniające się koncepcje prywatyzacji sprawiają, że po wielu latach ponownie wracamy do rozważań nad kształtem i strukturą sektora zadając sobie po raz kolejny fundamentalne pytania, na które odpowiedzi, zdawać by się mogło, znane są od dawna. Na powyższe nakładają się problemy związane z nie do końca określoną i rozumianą rolą Regulatora oraz nierozzerwalnym związkiem regulacji i prywatyzacji.

Wiele krajów, które podjęły próbę zmiany istniejącego *status quo* w energetyce stanęło wobec dylematu: jak przeprowadzić reformę sektora elektroenergetycznego aby, ograniczając regulację do niezbędnego minimum, wymusić rynkową poprawę efektywności jego działania, przy jednoczesnej maksymalizacji korzyści dla konsumentów?

Regulacja a konkurencja

Dotychczasowe doświadczenia wskazują, że nie ma istotnych różnic w efektywności działania między firmami państwowymi a pionowo zintegrowanymi, prywatnymi monopolami sieciowymi, poddanymi regulacji kosztowej. Innymi słowy oba modele są równie nieefektywne i równie nieefektywna jest ich regulacja. Dopiero poddanie tych przedsiębiorstw mechanizmom rynku konkurencyjnego może przyczynić się do znacznej poprawy ich efektywności. Wprowadzenie konkurencji jest możliwe przez podział pionowo zintegrowanych monopolów, czyli tzw. *unbundling*, lub liberalizację zasad dostępu do sieci. Przy czym to drugie rozwiązanie (bez *unbundlingu*) jest trudniejsze, wymaga bowiem dość złożonych regulacji, które będą w stanie skutecznie przeciwdziałać nadużyciu dotychczasowej pozycji właściciela sieci – monopolisty. W raporcie regulatora brytyjskiego (OFFER, 1998) została przytoczona cała lista przykładów takich nadużyć, polegających na utrudnianiu dostępu do sieci nowym podmiotom przez zintegrowane pionowo przedsiębiorstwa energetyczne w Szkocji. W takich warunkach ochrona interesów odbiorców i promowanie konkurencji są dla Regulatora nie lada wyzwaniem. Niedogodności te usuwa *unbundling*. Ma on bowiem tę zaletę, że pozwala ograniczyć regulację tylko do tych obszarów, w których nie mogą w sposób efektywny zadziałać mechanizmy rynku konkurencyjnego.

W strukturze sektora elektroenergetycznego można wyróżnić cztery podsektory, odpowiadające poszczególnym etapom technologicznym związanym z dostarczaniem energii. Są to: wytwarzanie, przesył sieciami wysokiego napięcia, dystrybucja sieciami średniego i niskiego napięcia oraz obrót. Struktura kosztów na rozwiniętych rynkach energii jest w przybliżeniu następująca: wytwarzanie – 65%, przesył – 5%, dystrybucja – 20%, obrót – 10%.

Newbery [3] stwierdził, że regulacja jako narzędzie wymuszania poprawy efektywności działania przedsiębiorstw jest mniej efektywna niż konkurencja¹⁾, co wyjaśnił następnie na gruncie normatywnej i pozytywnej teorii regulacji. Skoro regulacja jest nieefektywna to oczywiste, iż powinna być ograniczona do niezbędnego minimum. Konkurencja powinna stopniowo wypierać regulację, a nawet jeśli w niektórych, potencjalnie konkurencyjnych obszarach trzeba przez jakiś czas ją utrzymywać, to nie można tracić z oczu oczywistej prawdy, że to wolnorynkowa konkurencja, a nie protekcyjizm jest kluczem do wyegzekwowania realnej poprawy efektywności, wzrostu gospodarczego i bezpieczeństwa (energetycznego).

Spośród wyżej wymienionych czterech podsektorów jedynie przesył i dystrybucja stanowią przykład tzw. naturalnych monopolów²⁾, a więc obszarów gdzie regulacja jest konieczna. Pozostałe, tj. wytwarzanie i obrót mogą być z powodzeniem poddane mechanizmom konkurencji. Jeśli jeszcze raz popatrzymy na strukturę kosztów poszczególnych podsektorów, to widać, że korzyści z wdrożenia konkurencji mogą być znaczne, albowiem ponad 70% kosztów całego sektora może zostać poddane weryfikacji przez rynek.³⁾

- 1) Gdyby bowiem było odwrotnie to nikt nigdy nie zdecydowałby się na podjęcie wysiłków zmierzających do deintegracji struktur pionowych. Nieefektywność regulacji wynika przede wszystkim z asymetrii informacyjnej i nierozwiązanego jak dotąd skutecznego problemu tzw. pryncypała i agenta. Szerzej o tym m.in. w P. Urbański (1999). Potwierdziła to praktyka zaobserwowana w Polsce w okresie taryfowania wytwórców, kiedy Prezes URE zatwierdzał ceny energii przedsiębiorstwom wytwórczym, a i tak nie były one w stanie uzyskać tych cen w otwartych negocjacjach ze spółkami dystrybucyjnymi.
- 2) Tj. takich segmentów rynku, na których popyt może zaspokoić jedna firma po niższym koszcie dla konsumenta, niż gdyby dopuścić jakąkolwiek kombinację wielu konkurujących ze sobą firm.
- 3) Problemy tzw. kosztów osieroconych (od ang. *stranded costs*) ujawniły się przede wszystkim właśnie w wyniku procesów podziału pionowo zintegrowanych monopolów, obnażając tym samym skalę nieatrakcyjnych inwestycji, czynionych dotychczas całkowicie na koszt i ryzyko konsumentów. Wprowadzenie mechanizmów rekompensujących koszty osierocone często postrzega się przy tym jako społeczny kompromis, bez którego *unbundling* prawdopodobnie nie byłby w ogóle możliwy.

Komu przeszkadza konkurencja (nie tylko w energetyce)?

Przede wszystkim producentom. Najskuteczniejszym przy tym sposobem na zmonopolizowanie rynku i generowanie nieuzasadnionych korzyści jest rozrost przedsiębiorstwa w wymiarze poziomym i pionowym. I odwrotnie – nie ma lepszego sposobu na transfer tych korzyści do konsumentów, niż ograniczanie monopolu jednocześnie w obu tych wymiarach.

Do końca lat 80-tych większość organizacyjnych struktur energetycznych funkcjonowała w postaci jednolitych zintegrowanych pionowo i poziomo przedsiębiorstw państwowych. Dlaczego więc możliwe było tolerowanie takiego stanu rzeczy skoro własność państwową i/lub regulację utrzymuje się rzekomo dla potrzeb ochrony interesów odbiorców?

Otóż, oprócz wspomnianych już normatywnej i pozytywnej teorii regulacji, istnieje jeszcze jedna, interesująca koncepcja, wedle której regulacja może być postrzegana jako narzędzie godzenia (równoważenia) interesów różnych, konkurujących między sobą grup. Powstaje jednak pytanie – o co konkurują (zabiegają) ww. grupy interesu, a także czy w wyniku tej konkurencji otrzymuje się rozwiązanie najbardziej optymalne z punktu widzenia konsumentów?

Renta monopolu

W teoretycznym modelu rynku doskonale konkurencyjnego ceny dóbr i usług równe są kosztom krańcowym. Żadna z firm nie ma dostatecznej siły rynkowej aby wpływać na cenę, co zmusza je do obniżania kosztów oraz poszukiwania coraz to bardziej innowacyjnych technologii pozwalających na poprawę efektywności, która stanowi jedyne narzędzie zwiększania zysków i utrzymania swojej rynkowej pozycji. W tej sytuacji wszelkie korzyści z poprawy efektywności w całości transferowane są do konsumentów.

Z różnych jednak względów rynki doskonale konkurencyjne istnieją wyłącznie w teorii ekonomii. Zawsze bowiem mamy do czynienia z pewnymi ograniczeniami i niedoskonałościami, na skutek których część korzyści jest zatrzymywana przez producentów. Problem ten nasila się szczególnie w przypadku monopolu naturalnych, które nawet poddane regulacji, maksymalizują zysk poprzez zaniżanie podaży, generując swoistą rentę monopolu. Ponieważ energia elektryczna jest niezbędna dla funkcjonowania każdej współczesnej i w miarę rozwiniętej gospodarki, to renta generowana szczególnie przez ten monopol ma charakter renty wieczystej, a więc niezwykle intratnej. I to właśnie o możliwie maksymalne zawłaszczenie tej renty zabiegać będą różne grupy interesu.

Teoria grup interesu

Według tej teorii konkurencja o zawłaszczenie renty monopolu ma charakter konkurencji oligopolistycznej, nie jest więc doskonała⁴⁾. Wskutek tego alokacja renty

4) W przypadku własności państwowej w energetyce nieefektywność tej konkurencji wynika także z faktu, że odbywa się na płaszczyźnie politycznej.

do poszczególnych grup interesu nie jest optymalna ze społecznego punktu widzenia. Jakie są tego przyczyny?

Zanim spróbujemy odpowiedzieć na to pytanie należy zastanowić się z jakimi grupami interesu mamy do czynienia, jaka jest ich siła negocjacyjna, preferencje, pozycja, a także koszty ich organizacji w relacji do potencjalnych korzyści.

Najsprawniej konstytuują się te grupy, dla których koszt organizacji jest niski a możliwe do uzyskania korzyści duże. Skupiać więc będą one w większym stopniu organizacje producentów i dostawców, niż konsumentów, za wyjątkiem dużych odbiorców energii elektrycznej poddanych międzynarodowej konkurencji, którzy zwykle będą domagać się specjalnego traktowania i preferencyjnych warunków (tj. odpowiednio niższych cen energii i usług przesyłowych). Z kolei drobni odbiorcy (elektorat!!!) reprezentowani będą najczęściej przez liczne partie polityczne. Regulator występuje zaś jako (niezależny) arbiter, którego zadaniem jest pogodzenie interesów ww. grup.

Na tym tle jawi się najsilniejsza grupa interesu skupiająca przedstawicieli sektora energetycznego. Oni będą dominować i w efekcie przejmować przeważającą część renty monopolu⁵⁾. Fakt, że przez wiele lat sektor energetyczny prawie na całym świecie funkcjonował jako monopol zintegrowany, tak pionowo jak i poziomo, oznacza, że tej wyjątkowo dobrze zorganizowanej zbiorowości udało się jak dotąd skutecznie zawłaszczać całą rentę kosztem konsumentów. Interesujące jest także to, że sektor będzie się godził na „rozpraszenie” części renty na skutek nieefektywnej o nią konkurencji. Stopień tego rozproszenia zależy od skali konfliktu interesów poszczególnych grup, kosztów uzyskania kompromisu, oraz jego utrzymania przez dostatecznie długi okres. Zważywszy, że podsektor wytwarzania ma najwięcej do stracenia w wyniku wdrożenia konkurencji, będzie on wkładał maksimum wysiłku w utrzymanie istniejącego *status quo*, powiększając tym samym nieefektywność, gdyż coraz większa część renty monopolu będzie rozpraszana (na potrzeby przekonania słabiej zorientowanych elit politycznych o słuszności i dobrodziejstwach integracji pionowej).

Dlaczego kluczowe – dla poprawy efektywności w sektorze – reformy wciąż nie mogą być przeprowadzone? Powód wydaje się być zgoła prozaiczny – chodzi wszak o ochronę partykularnych interesów sektora.

Warto podkreślić: integracja pionowa pozwala łatwiej ukrywać i kontrolować informacje o poziomie uzasadnionych kosztów i niezbędnych inwestycji i w ten sposób znacznie skuteczniej chronić własne interesy. Dla potrzeb ochrony tych interesów używa się jednak zgoła innych argumentów takich jak np. ekonomia skali i zakresu⁶⁾, czy

5) Istnieje pogląd (Peltzman, 1976), że dystrybucja renty nastąpi w przybliżeniu proporcjonalnie do korzyści netto danej grupy interesu, tj. pomniejszonych o koszty jej organizacji.

6) Ekonomia skali oznacza spadek jednostkowego kosztu wytwarzania wraz ze wzrostem mocy zainstalowanej bloku; ekonomia zakresu pozwala z kolei na optymalne prowadzenie ruchu i koordynowanie rozwoju mocy wytwórczych i sieci przesyłowych oraz rozdzielczych.

też niższe koszty wynikające z mniejszego ryzyka działania oraz pozyskiwania kapitału dla finansowania inwestycji. Nie należy się więc dziwić, że sektor będzie bardzo intensywnie przekonywał decydentów o dobrodziejstwach pionowej integracji, ukrywając swoją nieefektywność, która w przeciwnym wypadku mogłaby być zdemaskowana przez rynek (albo bodźcową regulację porównawczą).

Struktura rynku

Podział pionowo zintegrowanych monopolii pozwala ograniczać nieefektywną regulację do niezbędnego minimum i zastępować ją mechanizmami rynku konkurencyjnego. Warunkiem jest jednak uzyskanie dostatecznie konkurencyjnej struktury rynku jaka wyłoni się w wyniku tego podziału, gdzie żadna z firm nie będzie posiadać przeważającego udziału w rynku (mierzonego np. współczynnikiem HHI), a w konsekwencji nie będzie mogła nadużywać swojej siły rynkowej. Warunek ten jest z powodzeniem spełniony w odniesieniu do polskiego podsektora wytwarzania, który posiada dostatecznie konkurencyjną strukturę, choć została ona zakłócona przez utworzenie Południowego Koncernu Energetycznego S.A.

Przeprowadzając restrukturyzację i deregulację energetyki należy korzystać z doświadczeń innych krajów, w których działania te zostały podjęte znacznie wcześniej. I choć proces ten przyniósł tam wiele sukcesów w postaci znacznej obniżki kosztów i poprawy produktywności, to jednocześnie ujawnił poważne problemy związane przede wszystkim z siłą rynkową wytwórców i dostawców energii (Wielka Brytania, Kalifornia). J. R. Kawala [1] słusznie zauważa, że działania na rzecz deregulacji elektroenergetyki i liberalizacji handlu energią w stopniu niedostatecznym uwzględniają siłę rynkową firm elektroenergetycznych. Warto o tym pamiętać.

Przytaczany często przez zwolenników integracji pionowej argument efektu skali przestał być zasadny wraz z postępem technologicznym jaki dokonał się w ostatnich latach, pozwalającym budować wysoko sprawne i nie tak kapitałochłonne źródła gazowe o niewielkich mocach zainstalowanych. Utrata efektów ekonomii zakresu w wyniku podziału struktur pionowych może być z kolei zastąpiona przez dobrze zaprojektowany system opłat przesyłowych (węzłowy, oparty w możliwie maksymalnym stopniu na kosztach krańcowych)⁷.

Konkurencja jest w stanie przynieść więcej korzyści niż ekonomia skali i zakresu, biorąc pod uwagę nawet niższe ryzyko – charakterystyczne dla struktur pionowo zintegrowanych.

Głównych przeszkód w rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce i niepowodzeń w procesie prywatyzacji należy upatrywać nie tylko w sytuacji jaka została zastana z chwilą uchwalenia ustawy – Prawo energetyczne (kontrakty długoterminowe), ale co gorsza

także w regresie jakiego jesteśmy świadkami po jej uchwaleniu, będącego skutkiem m.in. powrotu do grupowego systemu opłat przesyłowych (czerwiec 2000) czy utworzenia Południowego Koncernu Energetycznego S.A. (2001).

Podsumowanie

Po pierwsze: Konkurencja przewyższa regulację co najmniej w dwóch aspektach: sprawia, że koszty są niższe a system cen bardziej efektywny⁸.

Po drugie: Integracja pionowa jest szkodliwa dla konsumentów, niezbędna natomiast producentom, pozwalając im na skuteczne ukrywanie informacji o rzeczywistych kosztach działalności oraz na przenoszenie skutków nieefektywnych inwestycji na konsumentów. Może także stanowić mechanizm ukrytego subsydiowania skrośnego i z tego względu często uzyskuje poparcie partii politycznych.⁹ Oddolne inicjatywy na rzecz integracji pionowej, pochodzące z podsektora wytwarzania, świadczą przy tym o słabości podmiotów tego sektora, która przejawia się w ucieczce od wolnego rynku w system regulowany, gdzie Regulator decyduje o cenach, zyskach i rentowności działania.

Warto też zauważyć, że procesy konsolidacji jakie zachodzą w innych krajach mają zupełnie różne od polskiego tło. Występują po latach funkcjonowania w tych krajach rynku konkurencyjnego, który zdążył wymusić poprawę efektywności sektora. W Polsce zaś rynek ten na dobrą sprawę praktycznie jeszcze nie funkcjonuje, a procesy prywatyzacyjne są słabo zaawansowane. Nie są zatem spełnione warunki do ekonomicznie zasadnej konsolidacji, która może dodatkowo utrudnić i zmniejszyć korzyści z prywatyzacji elektroenergetyki dla sektora, odbiorców i budżetu.



Autor jest naczelnikiem wydziału w Departamencie Taryf URE

Literatura:

1. Kawala J. R., 2001, *Czy deregulacja elektroenergetyki zapewnia proefektywnościową restrukturyzację sektora?* Rynek Energii Nr 1(32)/2001.
2. Newbery D. M., 2000, *Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities*. The MIT Press, Cambridge, Massachusetts, London, England.

⁸ Tzn. taki, w którym funkcje cen (informacyjna, alokacyjna, redystrybucyjna) są zakłócone w możliwie najmniejszym stopniu.

⁹ Jaskrawym tego przykładem jest telekomunikacja gdzie wysokie ceny połączeń międzystrefowych i międzynarodowych subsydiują ceny w ruchu lokalnym, pozwalając politykom prowadzić populistyczne akcje pod hasłem np. „taniego internetu dla szkół”. Podobnie sprawa wygląda w PKP gdzie opłaty w transporcie towarowym subsydiują ceny biletów pasażerskich.

⁷ PSE S.A. posiadają w tym zakresie bogate doświadczenia. Szerzej o tym m.in. w [6].

3. Offer, 1998, *Reviews of Public Electricity Suppliers 1998 to 2000: Separation of Businesses Consultation Paper*. Birmingham. May.
4. Peltzman S., 1976, *Toward a more general theory of regulation*. Journal of Law and Economics 19.
5. Tymorek A., Wilczyński A., *Taryfy przesyłowe – funkcje i zadania*. X Międzynarodowa Konferencja Naukowa nt. Aktualne problemy w elektroenergetyce APE'01, Politechnika Gdańska, Gdańsk – Jurata 6-8 czerwca 2001.
6. Urbański P., 1999, *Analiza porównawcza 33 zakładów energetycznych działających w polskim podsektorze dystrybucji energii elektrycznej. Model regulacji porównawczej*. Praca wykonana na zlecenie URE. Warszawa.

TARYFY DLA ELEKTROCIĘPŁOWNI W 2001 R.

Elżbieta Bytniewska

Efekt energetyczny gospodarki skojarzonej przejawia się w postaci zaoszczędzonego paliwa, efekt ekologiczny związany jest ze zmniejszeniem emisji szkodliwych dla środowiska zanieczyszczeń, natomiast ekonomiczne zalety gospodarki skojarzonej polegają na tym, że z powodu lepszego wykorzystania ciepła wyzwalanego w procesie spalania paliwa, maleją koszty jednostkowe energii ze względu na zmniejszenie zużycia paliwa pierwotnego.

Skojarzone wytwarzanie energii w stosunku do rozdzielonego systemu jej produkcji, może ograniczyć o 30-45% zużycie paliw podstawowych i związaną z tymi procesami emisję zanieczyszczeń środowiska, w zależności od rodzaju przyjętych rozwiązań technicznych i charakterystyki zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło.

Mając na względzie niewątpliwe zalety układu skojarzonego, zasadność preferowania takiego sposobu produkcji energii jest niezaprzeczalna. Jednakże od strony praktycznej wdrażanie tego systemu produkcji podlega ciągłym dyskusjom, przede wszystkim odnośnie sposobu podziału kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, a w efekcie – zdecydowania któremu rodzajowi energii przypisać korzyści.

Literatura podaje wiele metod podziału kosztów opartych zarówno na przesłankach technicznych i termodynamicznych jak i ekonomicznych czy rentowności działalności operacyjnej. Dwie skrajne metody to fizyczna i termodynamiczna. Charakterystyczną cechą pierwszej z nich jest potraktowanie energii elektrycznej jako „produktu odpadowego” przy produkcji ciepła. Cena ciepła w tym przypadku jest wysoka, przy taniej energii elektrycznej. W metodzie termodynamicznej jest odwrotnie, tj. ciepło użyteczne traktowane jest jako produkt odpadowy przy produkcji energii elektrycznej. Skutkiem tego ciepło jest tanie, natomiast energia elektryczna droga (podobny efekt uzyskuje się przy metodzie elektrycznej równoważnej).

Pozostałe metody polegają na przyjęciu różnych pośrednich rozwiązań.

W dniu 14 czerwca 2000 r. weszła w życie ustawa z 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 48, poz. 555). W art. 9 ust. 3 znowelizowane-

go Prawa energetycznego przyjęto, że Minister właściwy do spraw gospodarki, w drodze rozporządzenia, nałoży na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem lub przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej lub ciepła obowiązek zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych, oraz określi szczegółowy zakres tego obowiązku, uwzględniając technologię wytwarzania energii, wielkość źródła energii oraz sposób uwzględniania w taryfach kosztów jej zakupu.

Nowelizacja Prawa energetycznego spowodowała również konieczność zastąpienia „starych” rozporządzeń taryfowych „nowymi”, co nastąpiło na przełomie lat 2000 i 2001.

W procesie taryfowania elektrociepłowni podstawowe znaczenie mają następujące akty prawne:

1. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. Nr 96, poz. 1053), zwane dalej rozporządzeniem taryfowym dla ciepła,
2. 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), zwane dalej rozporządzeniem taryfowym dla energii elektrycznej,
3. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. Nr 122, poz. 1336), zwane dalej rozporządzeniem o obowiązku zakupu.

Przepisy ostatniego z rozporządzeń wzbudziły szereg wątpliwości przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu, jak również przedsiębiorstw sieciowych, przede wszystkim co do daty, od której obowiązek ten wchodzi w życie.

Analiza szczegółowego zakresu tego obowiązku wskazuje, że istniały poważne argumenty przemawiające za tym, iż wejście w życie, z dniem 1 stycznia 2001 r., powołanego rozporządzenia o obowiązku zakupu, nie może oznaczać automatycznego zaistnienia obowiązku zakupu energii elektrycznej również z tym dniem.

Obowiązek powyższy mógł zaistnieć dopiero od dnia, w którym taryfy przedsiębiorstw energetycznych, sporządzone na podstawie nowych aktów wykonawczych do znowelizowanej ustawy – Prawo energetyczne, weszły w życie, tj. z dniem 1 lipca 2001 r.

Za przyjęciem powyższego poglądu przemawiały m.in. następujące fakty:

- 1) rozporządzenie taryfowe dla energii elektrycznej, w którym określono (§ 15) sposób ustalania ceny energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, weszło w życie 30 stycznia 2001 r., tj. dopiero po miesiącu od dnia wejścia w życie rozporządzenia o obowiązku zakupu. Do ustalenia tej ceny niezbędna była znajomość, nie tylko trudnych do przewidzenia na początku roku składników zmiennej stawki sieciowej, ale również średniej ceny energii elektrycznej wytworzonej w krajowym systemie elektroenergetycznym w jednostkach wytwórczych kondensacyjnych, w roku kalendarzowym poprzedzającym rok obowiązywania taryfy. Cena ta za 2000 r. mogła być ustalona najwcześniej na przełomie lutego i marca 2001 r., tj. po sporządzeniu przez przedsiębiorstwa energetyczne sprawozdań z ich działalności,
- 2) rozporządzenie taryfowe dla energii elektrycznej określa:
 - w § 6 ust. 1, że rok obowiązywania taryfy dla energii elektrycznej rozpoczyna się od dnia 1 lipca każdego roku,
 - w § 15 ust. 2, że przez pełne skojarzenie (dla którego istnieje obowiązek zakupu energii elektrycznej) rozumie się wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, ze sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną i ciepło łącznie co najmniej 65%, obliczoną jako średnioroczna w danym roku obowiązywania taryfy,
 co oznacza, że obowiązek zakupu energii elektrycznej może powstać w danym roku obowiązywania taryfy najwcześniej od 1 lipca,
- 3) niektórzy z wytwórców energii elektrycznej stosowali w rozliczeniach ze swoimi odbiorcami ceny niższe, niż wynikające z zatwierdzonej taryfy dla energii elektrycznej. Przyjęcie poglądu, że z dniem 1 stycznia 2001 r. przedsiębiorstwa sieciowe mają obowiązek zakupu, od tych wytwórców, energii elektrycznej po cenie ustalonej w taryfie oraz w ilości spełniającej wymagania wspomnianego rozporządzenia o obowiązku zakupu spowodowałoby natychmiastowe wystąpienie spółek dystrybucyjnych, a w następnej kolejności przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, z uzasadnionymi wnioskami o korektę obowiązują-

cych taryf. Doprowadziłoby to do wzrostu cen energii elektrycznej dla odbiorców finalnych,

- 4) uwzględnienie w taryfie przedsiębiorstwa dystrybucyjnego kosztów zakupu energii elektrycznej było możliwe dopiero w taryfach, które zostały zatwierdzone z datą obowiązywania od 1 lipca 2001 r. Dopiero wtedy możliwe było ustalenie składnika rekompensującego stawkę systemową, dla którego niezbędna była znajomość ceny energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu, ustalonej na dany rok obowiązywania taryfy (pamiętając, że rok obowiązywania taryfy zgodnie z definicją zawartą w § 6 ust. 1 rozporządzenia taryfowego dla energii elektrycznej rozpoczyna się 1 lipca),
- 5) zgodnie z art. 9 ust. 3 Prawa energetycznego do obowiązków Ministra Gospodarki należało określenie w jaki sposób przedsiębiorstwo energetyczne ma uwzględniać w swojej taryfie koszty zakupu energii elektrycznej wynikające z realizacji nałożonego na nie obowiązku. Analiza zapisów pozostałych aktów prawnych prowadzi do przekonania, że Minister Gospodarki określił sposób uwzględnienia kosztów zakupu w taryfach, ale mający dopiero praktyczne zastosowanie od dnia 1 lipca 2001 r. Tym samym uzasadnione było przyjęcie poglądu, że gdyby obowiązek miał istnieć od 1 stycznia 2001 r., to Minister Gospodarki nie wskazując jak uwzględnić w taryfach spółek dystrybucyjnych koszty zakupu energii elektrycznej od 1 stycznia do 31 czerwca 2001 r., nie wykonałby ciążącego na nim ustawowego obowiązku.

W tym stanie rzeczy pierwsze kilka miesięcy 2001 r. należało potraktować jako okres na przygotowanie się przedsiębiorstw energetycznych na dostosowanie umów z odbiorcami do nowego stanu prawnego, a także sporządzenie wniosków o zatwierdzenie taryf dla ciepła oraz dla energii elektrycznej uwzględniających nowe przepisy.

Biorąc pod uwagę postanowienia:

- § 13 ust. 3 rozporządzenia taryfowego dla ciepła oraz § 15 ust. 5 rozporządzenia taryfowego dla energii elektrycznej stanowiące, że taryfy dla ciepła i energii elektrycznej dla źródeł, w których występuje skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej ustala się dla tego samego okresu, oraz
- § 6 ust. 1 rozporządzenia taryfowego dla energii elektrycznej, zgodnie z którym taryfę dla energii elektrycznej ustala się na okres 12 miesięcy kalendarzowych, który rozpoczyna się od dnia 1 lipca każdego roku,

należało przyjąć pogląd, że taryfy dla ciepła i energii elektrycznej są rozpatrywane łącznie i powinny obowiązywać przez ten sam okres regulacji.

Dla elektrociepłowni oznaczało to konieczność przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia równocześnie taryfy dla ciepła i taryfy dla energii elektrycznej. Z uwagi na ścisły związek w zakresie ustalania cen ciepła i energii elektrycznej w systemie skojarzonym postępowania administracyjne o zatwierdzenie poszczególnych taryf prowadzone były równocześnie.

Jak już wcześniej wspomniano obowiązkowy zakup energii elektrycznej następuje od tych jednostek wytwórczych (§ 15 ust. 1 rozporządzenia taryfowego dla energii elektrycznej mówi o jednostce wytwórczej lub grupie takich jednostek), w których sprawność przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną i ciepło wynosi łącznie co najmniej 65%.

Przy czym § 15 ust. 2 rozporządzenia taryfowego dla energii elektrycznej określa, że sprawność tę oblicza się jako średnioroczną w danym roku obowiązywania taryfy, natomiast § 3 pkt 2 rozporządzenia o obowiązku zakupu mówi o roku kalendarzowym, w którym dokonuje się zakupu energii elektrycznej. Oznacza to, że te dwa rozporządzenia odnoszą się do różnych okresów. Nie ma to jednak istotnego znaczenia dla wyznaczenia planowanej wielkości sprawności, gdyż obydwie te okresy są okresami 12 miesięcznymi planowanymi.

Jednakże w miarę jak zbliżał się termin, od kiedy nowe taryfy dla elektrociepłowni powinny zacząć funkcjonować, do URE wpływały kolejne pytania przedsiębiorstw energetycznych dotyczące zagadnień produkcji energii w skojarzeniu, które nie zostały w aktach wykonawczych do Prawa energetycznego dostatecznie wyjaśnione. Przyjęcie pewnych rozwiązań wymagało uzgodnienia ich z Ministrem Gospodarki.

I tak zgodnie ze stanowiskiem Ministra Gospodarki obliczanie sprawności przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną i ciepło następuje nie dla całego przedsiębiorstwa, lecz dla poszczególnych jednostek wytwórczych. Jeśli przedsiębiorstwo oprócz jednostek wytwórczych pracujących w skojarzeniu posiada inne jednostki wytwórcze, to sprawność tę liczy się tylko dla jednostek wytwórczych pracujących w skojarzeniu.

Oznacza to inny sposób ustalania kosztów ciepła dla jednostek wytwórczych wytwarzających ciepło bez skojarzenia a inny dla jednostek wytwórczych pracujących w skojarzeniu.

Mając na względzie, że obliczanie sprawności przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną i ciepło na podstawie wielkości planowanych mogło prowadzić do przyjmowania przez przedsiębiorstwo energetyczne takich wielkości, które zagwarantują sprawność powyżej 65%, należało sprawdzić jak kształtowała się ta sprawność w poprzednim roku kalendarzowym. W przypadku gdy była niższa niż 65% przedsiębiorstwo musiało złożyć stosowne wiarygodne wyjaśnienia, co do przyjęcia na rok obowiązywania taryfy wyższej sprawności.

Ustalenie poziomu sprawności jednostek wytwórczych jest bardzo istotne, bowiem energia elektryczna sprzedawana przez przedsiębiorstwa energetyczne, w których wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem odbywa się ze sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną i ciepło poniżej 65%, nie podlega obowiązkowi zakupu. Tym samym zgodnie ze stanowiskiem Prezesa URE z 28 czerwca 2001 r. w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw ener-

tycznych zajmujących się wytwarzaniem i obrotem energią elektryczną z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, opublikowanym w Biuletynie Branżowym Urzędu Regulacji Energetyki – Energia elektryczna Nr 42/2001 z dnia 29 czerwca 2001 r., przedsiębiorstwa te zostały zwolnione z zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf dla energii elektrycznej.

Jeśli w Oddziałach Terenowych URE toczyły się wówczas postępowania administracyjne w odniesieniu do takich przedsiębiorstw, to w tej części zostały one umorzone.

Cenę „ C_e ”, po jakiej następować miał obowiązkowy zakup energii należało ustalić zgodnie z § 15 rozporządzenia taryfowego dla energii elektrycznej, tj. wg poniższego wzoru:

$$C_e = C_k \times [1 + (RPI_{n-1} - X_n) / 100] + 1,5 \times S_{zv}$$

gdzie:

- C_k – średnia cena energii elektrycznej wytworzonej w krajowym systemie elektroenergetycznym w jednostkach wytwórczych kondensacyjnych, w roku kalendarzowym poprzedzającym rok obowiązywania taryfy.
 Za rok 2000 cena ta wyniosła 122,18 zł/MWh – informacja została opublikowana w Biuletynie Branżowym URE – Energia elektryczna Nr 26/2001,
- RPI_{n-1} – średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych w roku kalendarzowym poprzedzającym rok obowiązywania taryfy, za rok 2000 wyniósł 10,1%,
- X_n – współczynnik korekcyjny określający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej w danym roku obowiązywania taryfy,
- S_{zv} – składnik zmienny stawki sieciowej ustalony w taryfie przez przedsiębiorstwo energetyczne dla odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu o jeden poziom wyższym niż sieć, do której jest przyłączona jednostka wytwórcza wytwarzająca energię elektryczną w skojarzeniu.

Na początku okresu taryfowania istotnym problemem była nie tylko konieczność pilnego ustalenia i opublikowania ceny C_k , lecz również ustalenia składnika zmiennego stawki sieciowej, który powinien wynikać z nowej taryfy PSE S.A. oraz nowych taryf przedsiębiorstw sieciowych, które miały obowiązywać od 1 lipca 2001 r.

W przypadku elektrociepłowni przyłączonych do sieci 110 kV właściwym poziomem składnika zmiennego stawki sieciowej jest stawka z taryfy PSE S.A., z kolei dla elektrociepłowni przyłączonych do sieci SN właściwym poziomem składnika zmiennego są stawki spółek dystrybucyjnych na poziomie sieci 110 kV.

Do czasu zatwierdzenia nowych taryf dla energii elektrycznej, obowiązujących od 1 lipca, nie było możliwe

obliczenie ceny dla elektrociepłowni w oparciu o stawki z obowiązujących taryf, z uwagi na brak składnika S_{ZV} w wówczas obowiązujących taryfach spółek. Należało zatem przyjąć tylko S_{ZPSE} z wówczas obowiązującej taryfy PSE (2,45 zł/MWh), natomiast S_{ZSD} oszacowano dla wszystkich spółek w jednej wysokości 4,60 zł/MWh.

Po zatwierdzeniu nowych taryf zarówno S_{ZPSE} jak i S_{ZSD} przyjęły nowe wartości z tych taryf. Jednocześnie należało zwrócić uwagę na to, że składnik S_{ZSD} został zróżnicowany dla każdej spółki dystrybucyjnej.

Ustalenie ceny dla energii elektrycznej miało bezpośrednie przełożenie na ustalanie cen dla ciepła, bowiem zgodnie z § 13 ust. 1 rozporządzenia taryfowego dla ciepła planowane koszty wytwarzania ciepła w skojarzeniu z energią elektryczną w przedsiębiorstwach energetycznych, do których stosuje się obowiązek zakupu energii elektrycznej, oblicza się jako różnicę między łącznymi planowanymi kosztami prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania ciepła i energii elektrycznej wraz z kosztami modernizacji i rozwoju oraz ochrony środowiska w danym źródle ciepła, a przychodem z tytułu sprzedaży energii elektrycznej.

Przychód z energii elektrycznej liczony jest jako iloczyn wielkości sprzedaży energii elektrycznej w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy i ceny energii elektrycznej ustalonej w taryfie dla danego źródła, zgodnie z przepisami § 15 rozporządzenia taryfowego dla energii elektrycznej, w pierwszym roku stosowania taryfy.

W tym miejscu należy zwrócić uwagę na ogólną niespójność dwóch rozporządzeń taryfowych w zakresie sposobu kalkulacji cen zawartych w taryfach dla energii elektrycznej i ciepła. Rozporządzenie taryfowe dla energii elektrycznej opiera się na planowanych wielkościach sprzedaży na rok obowiązywania taryfy, natomiast rozporządzenie taryfowe dla ciepła – na historycznych wielkościach sprzedaży w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy, co dla elektrociepłowni nie pozostaje bez znaczenia.

W roku 2001 zatwierdzono taryfy dla energii elektrycznej 40 przedsiębiorstwom energetycznym (tabela 1) wytwarzającym energię elektryczną w pełnym skojarzeniu z ciepłem, objętą obowiązkiem zakupu. W większości są to przedsiębiorstwa energetyki zawodowej, ale mieszczą się w tej grupie również przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej.

Tylko sześciu pierwszym przedsiębiorstwom energetycznym (zgodnie z tabelą) zatwierdzono taryfy dla energii elektrycznej w terminie, który umożliwił zastosowanie nowych cen z dniem 1 lipca 2001 r., pozostałe taryfy wchodziły w życie sukcesywnie.

Do końca lipca opublikowane zostały 22 taryfy (nieco ponad połowa z powyższej tabeli), planowana sprzedaż z tych jednostek stanowiła ponad 90% energii objętej obowiązkiem zakupu.

Opóźnienie w składaniu taryf przez przedsiębiorstwa zostało spowodowane m.in. późnym opublikowaniem

średniej ceny energii elektrycznej wytworzonej w krajowym systemie elektroenergetycznym w jednostkach wytwórczych kondensacyjnych za 2000 r., która była podstawą ustalenia ceny energii elektrycznej. Nastąpiło to dopiero 17 kwietnia 2001 r. z inicjatywy Prezesa URE, który nie będąc ustawowo upoważniony do jej publikacji otrzymał na to zgodę Ministra Gospodarki.

Ponadto prowadzenie postępowań administracyjnych odnośnie zatwierdzania taryf było trudne i pracochłonne m.in. ze względu na proponowane przez przedsiębiorstwa znaczne wzrosty nie tylko cen energii elektrycznej (sięgające niejednokrotnie kilkudziesięciu procent) ale również i cen ciepła.

Analiza zatwierdzonych taryf wykazała, że średni wzrost cen energii elektrycznej (w odniesieniu do cen ostatnio stosowanych) łącznie dla 40 przedsiębiorstw wyniósł ok. 15%, przy średnim wzroście cen ciepła o 5,24%, co dało średni łączny wzrost ceny jednostki energii o 7,8%.

Zmiany cen dla energii elektrycznej są bardzo zróżnicowane. Po odrzuceniu skrajnych przypadków, wzrosty mieszczą się w granicach od 7 do 26%. Dla dwóch przedsiębiorstw obniżono ceny energii elektrycznej.

Zmiana cen ciepła nie jest już tak zróżnicowana jak cen energii elektrycznej i ukształtowała się najczęściej w granicach od 3% do 9%. W dwóch przedsiębiorstwach obniżono ceny ciepła.

Duże wzrosty cen energii elektrycznej zostały spowodowane przede wszystkim formułą cenową zawartą w § 15 rozporządzenia taryfowego dla energii elektrycznej, zgodnie z którą wielkością wpływającą na poziom ceny jest współczynnik korekcyjny określający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa X_n .

Już przy współczynniku $X_n = 0\%$ cena energii elektrycznej kształtuje się między 138 i 143 zł/MWh.

W szeregu przypadkach tylko działania regulacyjne (m.in. ustalenie X na bardzo wysokim poziomie) pozwoliły na zatwierdzanie cen energii elektrycznej w niższej wysokości, przy jednoczesnym nie przenoszeniu skutków na ceny ciepła. W efekcie średnia cena energii elektrycznej ukształtowała się na poziomie ok. 132 zł/MWh.

Oczekiwania przedsiębiorstw wnioskujących o zatwierdzenie taryf (cen) były bardzo wygórowane, bowiem proponowaną ceną dla zdecydowanej większości z nich była cena ok. 138 zł/MWh i powyżej, dla kilku źródeł ok. 200 zł/MWh, natomiast w jednym przypadku nawet 380 zł/MWh.

Analiza porównawcza układu skojarzonego (w którym oba efekty energetyczne – ciepło i energia elektryczna – wytwarzane są jednocześnie) z układem rozdzielonym (w którym energia elektryczna wytwarzana jest w elektrowni kondensacyjnej, natomiast ciepło w oddzielnym obiekcie – ciepłowni rejonowej lub przemysłowej) wykazała, że jednostka energii wyprodukowanej w układzie skojarzonym jest średnio do ok. 5% tańsza od jednostki energii wyprodukowanej w układzie roz-

Tabela 1.

Lp.	Przedsiębiorstwo energetyczne	Cena energii elektrycznej netto (zł/MWh) dla napięcia		Nr Biuletynu Branżowego URE – Energia elektryczna
		110 kV	niższego od 110 kV	
1	Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz S.A.	130,26	133,48	30 (169), poz. 1
2	Elektrociepłownie Poznańskie S.A.	127,00		30 (169), poz. 2
3	Zespół Elektrociepłowni Bytom S.A.	129,00	129,00	30 (169), poz. 3
4	Elektrociepłownia Będzin S.A.	126,00		30 (169), poz. 4
5	Elektrociepłownia Chorzów „Elcho” Sp. z o.o.		130,06	30 (169), poz. 5
6	Elektrociepłownia Białystok S.A.	134,16		30 (169), poz. 6
7	Zespół Elektrowni Ostrołęka S.A.	127,20	130,42	41 (180), poz. 1
8	Zespół Elektrociepłowni „Wybrzeże” S.A.	135,75	135,75	41 (180), poz. 2
9	Elektrociepłownia „Giga” Sp. z o.o.		138,20	41 (180), poz. 3
10	Elektrociepłownie Warszawskie S.A.	127,00	131,75	41 (180), poz. 4
11	Zespół Elektrociepłowni w Łodzi S.A.	134,56	135,76	42 (181), poz. 1
12	Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.		139,60	42 (181), poz. 3
13	Elektrociepłownia Elbląg S.A.	133,31		42 (181), poz. 4
14	Elektrociepłownia Kalisz-Piwnice S.A.		135,24	45 (184), poz. 1
15	Okręgowe Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Grudziądz Sp. z o.o.		127,65	45 (184), poz. 2
16	Elektrociepłownia „Energotor – Toruń” S.A.		135,00	45 (184), poz. 3
17	Energetyka Ciepła Opolszczyzny S.A.		133,97	46 (185), poz. 1
18	Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A.	133,99	133,99/ 136,00	47 (186), poz. 3
19	Ostrowski Zakład Ciepłowniczy S.A.		134,00	47 (186), poz. 4
20	Elektrociepłownia Gorzów S.A.	138,20		47 (186), poz. 5
21	Elektrociepłownia Zduńska Wola Sp. z o.o.		135,48	49 (188), poz. 1
22	Zespół Elektrociepłowni Bielsko – Biała S.A.	125,86	129,08	49 (188), poz. 2
23	Elektrociepłownia Zabrze S.A.	129,60	129,60	52 (191), poz. 1
24	„Energetyka” Sp. z o.o. w Lubinie		128,35	53 (192), poz. 1
25	Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A. – Elektrociepłownia Szczecin	170,10	169,42	56 (195), poz. 1
26	Elektrociepłownia „Gorlice” Sp. z o.o.		132,50	57 (196), poz. 1
27	Elektrociepłownia Kraków S.A.	132,00	140,00	59 (198), poz. 2
28	Przedsiębiorstwo Energetyczne „MEGAWAT” Sp. z o.o. w Czerwoncu – Leszczynach		129,07	64 (203), poz. 1
29	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Jeleniej Górze		133,55	64 (203), poz. 2
30	Energetyka „Boruta” Sp. z o.o. w Zgierzu	137,58		66 (205), poz. 1
31	Elektrownia Stalowa Wola S.A.	138,20	143,18/ 155,87	66 (205), poz. 2
32	Zespół Ciepłowni Przemysłowych „Carbo-Energia” Sp. z o.o. w Rudzie Śląskiej		123,41	68 (207), poz. 1
33	Pabianickie Zakłady Przemysłu Bawełnianego „PAMOTEX” S.A. w Pabianicach		138,17	71 (210), poz. 1
34	Elektrociepłownia „Megatem EC – Lublin” Sp. z o.o. w Lublinie	śr. 104,58	śr. 112,52	72 (211), poz. 1
35	Dolnośląski Zakład Termoenergetyczny S.A. w Walbrzychu		169,70	72 (211), poz. 2
36	Polish Energy Partners S.A. W-wa		155,56/159,33	75 (214), poz. 2
37	Firma Chemiczna Dwory S.A. w Oświęcimiu	111,23		75 (214), poz. 1
38	Cukrownia „Kościan” S.A. w Kościanie		102,00	79 (218), poz. 1
39	Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A.	112,85		84 (223), poz. 2
40	Zakłady Metalowe „Mesko” S.A. w Skarżysku Kamiennej	138,33		1 (224), poz. 1

Uwaga: Zestawienie nie zawiera cen z kontraktów długoterminowych zawartych z PSE S.A.

dzielonym. Jednakże wielkość ta dotyczy łącznie wszystkich elektrociepłowni pracujących w pełnym skojarzeniu. Analizy indywidualnych przypadków wskazują na elektrociepłownie, których działalność faktycznie przynosi wymierne efekty gospodarcze, lecz, niestety, są i takie, których działalność pozostawia wiele do życzenia.

Z porównania zatwierdzonych cen energii elektrycznej z cenami w kontraktach dwustronnych (bez elektrociepłowni i „zielonej energii”) wynika, że zatwierdzone ceny (śr. 132 zł/MWh) są wyższe średnio o 30% od cen w kontraktach zawieranych na rynku konkurencyjnym. Natomiast średnia cena ciepła w taryfach elektrociepłowni ukształtowała się na poziomie ok. 21,50 zł/GJ i jest niższa o ok. 15% od średniej krajowej ceny z wytwarzania (z wyłączeniem 40 elektrociepłowni).

Powyższe wyniki prowadzą do wniosku, że zawarta w obecnych przepisach metoda podziału kosztów w elektrociepłowni charakteryzuje się relatywnie niskim kosztem przypisanym do ciepła oraz relatywnie wysokim kosztem przypisanym do energii elektrycznej.

Należy jednak zaznaczyć, że eksperci zagadnień związanych z produkcją skojarzoną mają różne poglądy na tę sprawę, bowiem niektórzy popierają powyższy sposób podziału kosztów, jednak są i tacy, którzy uważają, że korzyści z produkcji energii ze skojarzenia powinny być w większym stopniu związane z energią elektryczną, ponieważ produkcja ciepła odbywa się z podobną sprawnością w gospodarce skojarzonej jak i w rozdzielonej, a co więcej, dla wyłącznej produkcji cie-

pła stosuje się znacznie prostsze i tańsze urządzenia, niż te które są stosowane w elektrociepłowni.

Jednakże polemizowanie jaka metoda jest najwłaściwsza do zastosowania na naszym rynku nie jest celem niniejszego opracowania.

Niewątpliwie jednak nieodzowna jest zmiana rozporządzeń w zakresie obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym skojarzeniu.

Pierwsze próby w tej kwestii zostały podjęte przez Prezesa URE na początku stycznia 2002 r.

Docelowo należy dążyć do zmiany formuły cenowej energii elektrycznej zawartej w obecnym rozporządzeniu taryfowym dla energii elektrycznej (jako jednej ze skrajnych metod) oraz do podwyższenia (celem dostosowania do standardów stosowanych w krajach członkowskich Unii Europejskiej) progu sprawności przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną i ciepło uznającego skojarzenie jako „pełne”. Ceny ciepła i energii elektrycznej powinny być ustalane po dokonaniu analizy porównawczej cen w systemie skojarzonym z cenami w systemach rozdzielonych.



Autorka jest naczelnikiem wydziału w Departamencie Taryf URE

TRZECI ROK ZATWIERDZANIA TARYF DLA CIEPŁA

Jadwiga Bodych-Wasilewska, Witold Cherubin

Minął trzeci rok, w którym na podstawie przepisów ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54 poz. 348, z późn. zm.), zwanej dalej ustawą, Prezes URE zatwierdza taryfy dla ciepła, opracowane przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło. Należy przy tym zwrócić uwagę, że w połowie 2000 r. Parlament wprowadził istotne zmiany w ustawie. Następstwem tego było opracowanie nowych przepisów wykonawczych, określających warunki przyłączania do sieci i zawierania umów, a także zasady kalkulacji taryf i rozliczeń z odbiorcami ciepła.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. Nr 96, poz. 1053), zwane dalej rozporząd-

zeniem taryfowym, w stosunku do poprzedniego wprowadziło szereg zmian dotyczących zasad kształtowania i kalkulacji cen i stawek opłat, z których do najbardziej istotnych można zaliczyć:

- ustalanie cen i stawek opłat na podstawie uzasadnionych planowanych rocznych kosztów prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło i planowanych rocznych kosztów modernizacji i rozwoju oraz kosztów realizacji inwestycji z zakresu ochrony środowiska,
- obliczanie średnich wskaźnikowych cen ciepła (na podstawie opłat za zamówioną moc cieplną, za ciepło i za nośnik ciepła oraz ilości sprzedanego ciepła), średnich wskaźnikowych stawek opłat za usługi przesyłowe (na podstawie opłat stałych i zmiennych za usługę przesyłową, a także opłat abona-

mentowych oraz ilości sprzedanego ciepła) i średnich wskaźnikowych stawek opłat za obsługę odbiorców (na podstawie opłat za obsługę odbiorców oraz ilości sprzedanego ciepła) dla pierwszego roku stosowania taryfy oraz dla roku kalendarzowego poprzedzającego pierwszy rok stosowania taryfy,

- wprowadzenie dwóch współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej: X_w mającego wpływ na poziom cen i stawek opłat w pierwszym roku stosowania taryfy i X_r decydującego o poziomie cen i stawek opłat w kolejnych latach stosowania taryfy zatwierdzonej na okres nie krótszy niż 2 lata,
- wprowadzenie ograniczenia w zakresie wzrostu cen i stawek opłat dla subsydiowanych grup taryfowych – w stosunku do ostatnio stosowanych cen i stawek opłat dla tych grup, wzrost nie może być wyższy o więcej niż o 1,25 średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym,
- dopuszczenie przy ustalaniu cen i stawek opłat uwzględniania zysku, którego wysokość wynika z analizy nakładów na przedsięwzięcia inwestycyjne ujęte w planie inwestycyjnym przedsiębiorstwa, przy zapewnieniu ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen,
- wprowadzenie przy obliczaniu jednostkowych kosztów wytwarzania ciepła współczynnika redukcyjnego kosztów stałych „a”, którego wartość zależy od stopnia wykorzystania zainstalowanej mocy cieplnej,
- wprowadzenie dwóch składników opłaty za usługi przesyłowe – wyodrębnienie w taryfie stawki opłat stałych i stawki opłat zmiennych za usługi przesyłowe.

Na podstawie powyższych przepisów przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia w ciepło opracowywały w roku 2001 taryfy dla ciepła i przedkładały je Prezesowi URE do zatwierdzenia.

Liczba wniosków o zatwierdzenie taryfy i o zmianę taryfy dla ciepła w 2001 r.

Wg stanu na dzień 31 grudnia 2001 r. koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło posiadało 911 przedsiębiorstw

Tabela 1. Liczba taryf dla ciepła zatwierdzonych w latach 1999 – 2001

Lp.	Rok	Liczba zatwierdzonych taryf			
		I taryfa	II taryfa	III taryfa	ogółem
1	1999	406			406
2	2000	193	220		413
3	2001	173	281	177	631
4	Razem	772	501	177	1 450

energetycznych, 631 przedsiębiorstw (ok. 92%) posiadało taryfy zatwierdzone (ok. 69%) lub zmienione (ok. 23%) w roku 2001.

Z tabeli 1 wynika, że liczba zatwierdzonych taryf w 2001 r. wzrosła o ponad 50% zarówno w stosunku do 1999 r., jak i do 2000 r., a także, że stanowi ona ok. 44% wszystkich taryf dla ciepła zatwierdzonych w latach 1999 – 2001.

W 2001 r. wpłynęło 834 wniosków o zatwierdzenie taryfy i 260 wniosków o zmianę taryfy dla ciepła.

Na 834 wnioski o zatwierdzenie taryfy dla ciepła w 631 przypadkach taryfy zostały zatwierdzone, w 44 przypadkach stwierdzono niezgodność taryfy z postanowieniami art. 45 ustawy oraz przepisami rozporządzenia taryfowego i odmówiono zatwierdzenia taryfy. Na koniec 2001 r. postępowanie administracyjne było zawieszono w 13 przypadkach, umorzone w 73 przypadkach, a kontynuowane w odniesieniu do 65 wniosków. Pozostałe wnioski (8) pozostawiono bez rozpoznania.

Spośród 631 zatwierdzonych w 2001 r. taryf 27,4% (173) stanowiły taryfy pierwsze, 44,5% (281) stanowiły taryfy drugie i 28,1% (177) taryfy trzecie.

Tabela 2. Liczba taryf zatwierdzonych w poszczególnych miesiącach roku 2001

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Σ
8	1	32	39	47	97	89	75	69	62	69	43	631

Duże znaczenie dla przedsiębiorstw ciepłowniczych i odbiorców ciepła ma termin zakończenia obowiązywania taryf zatwierdzonych w 2001 r., co przedstawiono w poniższej tabeli.

Z poniżej zamieszczonych danych wynika, że ok. 25% taryf zatwierdzonych w 2001 r. będzie stosowanych przez cały rok 2002 i część roku 2003 (161 taryf), a dla ok. 2%

Tabela 3. Liczba taryf z terminem zakończenia obowiązywania

Lp.	Rok	Miesiąc, w którym kończy się okres obowiązywania taryfy												
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Σ
1	2002	0	0	1	10	23	123	55	61	70	58	31	27	459
2	2003	4	6	39	40	17	20	9	5	9	6	2	4	161
3	2004	0	0	0	0	1	3	0	1	1	4	1	0	11

taryf okres ich obowiązywania zakończy się w 2004 r. (11 taryf). Natomiast dla ok. 73% taryf zatwierdzonych w 2001 r. okres obowiązywania zakończy się w 2002 r. (459 taryf), z czego dla ok. 34% w pierwszym półroczu (157 taryf) i ok. 66% w drugim półroczu (302 taryfy).

Spośród 631 zatwierdzonych w 2001 r. taryf 49, tj. ok. 8% będzie stosowanych przez okres równy lub dłuższy niż 24 miesiące. Przedsiębiorstwa energetyczne, które stosują taryfy dla ciepła zatwierdzone na okres nie krótszy niż dwa lata (dla których ustalono współczynnik korekcyjny X_r), mogą po upływie 12 miesięcy od wprowadzenia cen i stawek opłat (nie częściej niż co 12 miesięcy), dostosowywać ceny i stawki opłat do zmieniających się warunków prowadzenia działalności gospodarczej, zgodnie z zasadami określonymi w § 28 rozporządzenia taryfowego, bez potrzeby występowania do Prezesa URE z wnioskiem o zmianę taryfy.

Spośród 260 wniosków o zmianę taryfy dla ciepła w 211 przypadkach zmiany zatwierdzono, a w 25 przypadkach odmówiono zatwierdzenia. Na koniec 2001 r. postępowanie administracyjne było umorzono w 15 przypadkach, a kontynuowane w odniesieniu do 9 wniosków.

Najwięcej zatwierdzonych wniosków dotyczyło zmiany pierwszej taryfy (170 wniosków, tj. ok. 81%), a tylko 1 wniosek dotyczył zmiany trzeciej taryfy (z powodu zmiany koncesji). Najczęstszym powodem wystąpienia o zmianę taryfy było przedłużenie terminu jej obowiązywania (172 wnioski, tj. ok. 82%), przy czym w 88% (152 wnioski) dotyczyło to zmiany pierwszej taryfy.

Charakterystyka przedsiębiorstw, którym zatwierdzono taryfy w 2001 r.

Organizacja zaopatrzenia w ciepło jest bardzo zróżnicowana zarówno w odniesieniu do zakresu i wielkości prowadzonej działalności gospodarczej, jak też do obszaru działania przedsiębiorstw energetycznych. Istnieją przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą:

- wyłącznie w zakresie wytwarzania ciepła (87 przedsiębiorstw, którym zatwierdzono taryfy w 2001 r.),
- wyłącznie w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła zakupionego od innych przedsiębiorstw energetycznych (59 przedsiębiorstw, którym zatwierdzono taryfy w 2001 r.),
- w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła wytworzonego we własnych źródłach ciepła (404 przedsiębiorstwa, którym zatwierdzono taryfy w 2001 r.),
- w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła wytworzonego we własnych źródłach ciepła i zakupionego od innych przedsiębiorstw energetycznych (71 przedsiębiorstw, którym zatwierdzono taryfy w 2001 r.),
- w zakresie wytwarzania ciepła oraz przesyłania i dystrybucji ciepła wyłącznie zakupionego od innych przedsiębiorstw energetycznych (8 przedsiębiorstw, którym zatwierdzono taryfy w 2001 r.),

- wyłącznie w zakresie obrotu ciepłem (2 przedsiębiorstwa którym zatwierdzono taryfy w 2001 r.).

Ponadto istnieją przedsiębiorstwa, które prowadzą działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia w ciepło na terenie:

- jednej gminy,
- wielu gmin na terenie jednego województwa,
- wielu gmin na terenie różnych województw.

Bardzo zróżnicowana jest wielkość omawianych przedsiębiorstw, przy czym dla celów porównawczych dokonano ich podziału na grupy według następujących kryteriów wielkości sprzedaży ciepła:

Wielkość sprzedaży ciepła [GJ]
do 100 000
100 001 do 300 000
300 001 do 500 000
500 001 do 1 000 000
1 000 001 do 5 000 000
5 000 001 do 10 000 000
10 000 001 do 50 000 000
powyżej 50 000 000

Poniżej przedstawiono zestawienia ilustrujące liczbę i wielkość przedsiębiorstw, którym w 2001 r. zatwierdzono taryfy dla ciepła, prowadzących działalność gospodarczą w zakresie:

- 1) wytwarzania ciepła,
- 2) przesyłania i dystrybucji ciepła.

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

Strukturę przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem ciepła przedstawiono w tabeli 4.

Należy zwrócić uwagę, że udział zamówionej mocy cieplnej nie pokrywa się z udziałem sprzedaży ciepła w poszczególnych grupach przedsiębiorstw, co wynika ze zróżnicowanego stopnia wykorzystania zamówionej mocy cieplnej w tych grupach przedsiębiorstw. Stopień wykorzystania zamówionej mocy cieplnej można określić jako stosunek ilości sprzedanego ciepła do zamówionej mocy cieplnej, a także jako czas wykorzystania zamówionej mocy cieplnej. W tabeli 5 podano te wielkości dla poszczególnych grup przedsiębiorstw.

Tabela 4. Przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem ciepła

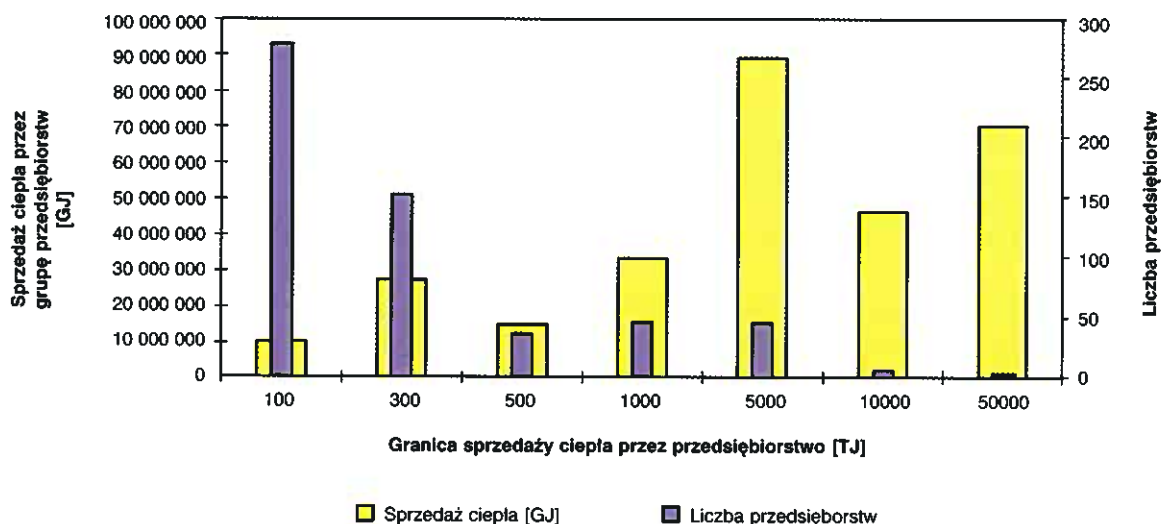
Lp.	Wielkość sprzedaży ciepła w przedsiębiorstwie [GJ]	Przedsiębiorstwa		Zamówiona moc cieplna		Sprzedaż ciepła	
		Liczba	%	MW	%	GJ	%
1	do 100 000	278	48,8	1 695	4,5	10 348 597 ¹⁾	3,6
2	100 001 do 300 000	153	26,8	4 271	11,4	27 539 022	9,5
3	300 001 do 500 000	38	6,7	2 236	6,0	14 986 628 ¹⁾	5,1
4	500 001 do 1 000 000	47	8,2	4 752	12,7	33 203 349	11,4
5	1 000 001 do 5 000 000	45	7,9	11 555	30,8	88 955 918	30,6
6	5 000 001 do 10 000 000	6	1,1	5 589	14,9	46 136 444	15,8
7	10 000 001 do 50 000 000	3	0,5	7 400	19,7	69 843 334	24,0
8	Ogółem kraj	570	100,0	37 498	100,0	291 013 292	100,0

1) Patrz przypis „1” do tabeli 8.

Tabela 5. Wykorzystanie mocy cieplnej zamówionej w przedsiębiorstwach „wytwórczych”

Lp.	Wielkość sprzedaży ciepła w przedsiębiorstwie [GJ]	Zamówiona moc cieplna [MW]	Sprzedaż ciepła		Stosunek GJ/MW	Czas w h (5 : 3)
			GJ	MWh		
1	do 100 000	1 695	10 348 597	2 874 610	6 105	1 696
2	100 001 do 300 000	4 271	27 539 022	7 649 728	6 448	1 791
3	300 001 do 500 000	2 236	14 986 628	4 162 952	6 702	1 862
4	500 001 do 1 000 000	4 752	33 203 349	9 223 153	6 987	1 941
5	1 000 001 do 5 000 000	11 555	88 955 918	24 709 977	7 698	2 138
6	5 000 001 do 10 000 000	5 589	46 136 444	12 815 679	8 255	2 293
7	10 000 001 do 50 000 000	7 400	69 843 334	19 400 926	9 438	2 622
8	Ogółem kraj	37 498	291 013 292	80 837 025	7 760	2 156

Przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem ciepła



Z powyższego zestawienia wynika, że stosunek ilości sprzedanego ciepła do zamówionej mocy cieplnej i czas wykorzystania tej mocy w dużych przedsiębiorstwach mają wyższe wartości niż w małych.

Ponadto można wskazać, że średnia wielkość zamówionej mocy cieplnej w przedsiębiorstwach zajmujących się wytwarzaniem ciepła wynosi 65,8 MW, a średnia wielkość sprzedaży ciepła 510 550 GJ. Trzeba podkreślić, że

Tabela 6. Sprzedaż ciepła przez przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem ciepła na terenie poszczególnych województw

Lp.	Województwo	Przedsiębiorstwa		Sprzedaż ciepła	
		Liczba	%	GJ	%
1	mazowieckie	55	9,6	59 698 286	20,5
2	dolnośląskie	38	6,7	21 190 427	7,3
3	opolskie	15	2,7	4 569 799	1,6
4	kujawsko-pomorskie	42	7,4	15 280 846	5,2
5	wielkopolskie	47	8,2	16 155 999	5,6
6	pomorskie	35	6,1	17 748 338	6,1
7	warmińsko-mazurskie	33	5,8	6 624 108	2,3
8	małopolskie	28	4,9	16 063 591	5,5
9	podkarpackie	33	5,8	11 155 602	3,8
10	śląskie	71	12,5	50 302 362	17,3
11	łódzkie	37	6,5	25 726 911	8,8
12	świętokrzyskie	19	3,3	7 226 134	2,5
13	zachodniopomorskie	39	6,8	11 514 426	4,0
14	lubuskie	25	4,4	6 369 077	2,2
15	lubelskie	34	6,0	12 668 381	4,3
16	podlaskie	19	3,3	8 719 005	3,0
17	Ogółem kraj	570	100,0	291 013 292	100,0

dwie pierwsze grupy (sprzedaż ciepła do 300 TJ) obejmują aż 431 małych przedsiębiorstw (75,6%), które sprzedały łącznie 37 887 619 GJ, co stanowi zaledwie 13,0% łącznej ilości ciepła sprzedanego przez przedsiębiorstwa, którym zatwierdzono taryfy w 2001 r., natomiast dwie ostatnie grupy (sprzedaż ciepła powyżej 5 000 TJ) obejmują tylko 9 dużych przedsiębiorstw (1,6%), które sprzedały 115 979 778 GJ, co stanowi 39,8% łącznej ilości ciepła.

W tabeli 6 przedstawiono strukturę przedsiębiorstw „wytwórczych” w podziale terytorialnym.

Z danych z tej tabeli wynika, że w 2 województwach sprzedaż ciepła stanowi prawie 38% łącznej sprzedaży ciepła przez przedsiębiorstwa, którym zatwierdzono w 2001 r. taryfy dla ciepła.

W województwie mazowieckim 55 przedsiębiorstw sprzedaje aż 20,5% łącznej ilości ciepła sprzedawanego w kraju. Przy czym 69,4% ilości ciepła sprzedanego w tym województwie dotyczy największego w kraju przedsiębiorstwa, którego udział w krajowej sprzedaży ciepła stanowi 14,2%. Nasuwa się porównanie, że przedsiębiorstwo to sprzedaje niewiele mniej ciepła niż

Tabela 7. Struktura sprzedaży ciepła przez przedsiębiorstwa „wytwórcze” w poszczególnych województwach

Lp.	Województwo	Udział sprzedaży ciepła w %		
		Przedsiębiorstwa o sprzedaży do 1 000 000 GJ	Przedsięb. o sprzedaży od 1 000 001 do 5 000 000 GJ	Przedsiębiorstwa o sprzedaży powyżej 5 000 000 GJ
1	podkarpackie	59,2	40,8	0,0
2	lubelskie	47,4	52,6	0,0
3	warmińsko-mazurskie	47,1	52,9	0,0
4	opolskie	42,2	57,8	0,0
5	wielkopolskie	41,3	16,2	42,5
6	lubuskie	46,4	53,6	0,0
7	podlaskie	45,6	54,4	0,0
8	zachodnio-pomorskie	45,2	10,4	44,4
9	świętokrzyskie	35,1	64,9	0,0
10	małopolskie	34,7	14,8	50,5
11	pomorskie	30,0	0,0	70,0
12	łódzkie	29,9	8,0	62,1
13	dolnośląskie	25,5	27,6	46,9
14	kujawsko-pomorskie	24,9	22,3	52,8
15	śląskie	21,3	62,7	16,0
16	mazowieckie	14,3	16,3	69,4
17	Ogółem kraj	29,6	30,6	39,8

Tabela 8. Przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem ciepła

Lp.	Wielkość sprzedaży ciepła w przedsiębiorstwie [GJ]	Przedsiębiorstwa		Sprzedaż ciepła	
		Liczba	%	GJ	%
1	do 100 000	271	50,0	10 372 691 ¹⁾	4,1
2	100 001 do 300 000	149	27,5	26 411 563	10,5
3	300 001 do 500 000	39	7,2	15 219 865 ¹⁾	6,1
4	500 001 do 1 000 000	36	6,6	26 497 671	10,6
5	1 000 001 do 5 000 000	39	7,2	78 875 546	31,4
6	5 000 001 do 10 000 000	6	1,1	41 578 802	16,6
7	10 000 001 do 50 000 000	2	0,4	51 880 790	20,7
8	Ogółem kraj	542	100,0	250 836 928	100,0

1) Przyczynę różnicy między ilością ciepła w tabeli 4 i tabeli 8 wyjaśniono przy omawianiu podziału przedsiębiorstw na grupy i możliwości zakwalifikowania tego samego przedsiębiorstwa do innej grupy w zakresie wytwarzania i innej w zakresie przesyłania.

Przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem ciepła

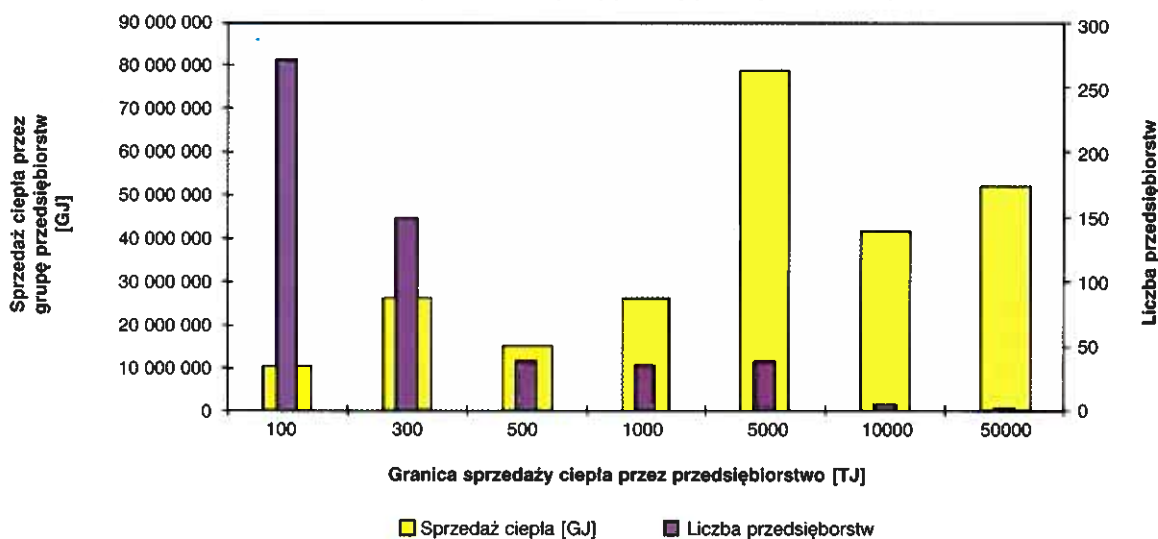


Tabela 9. Sprzedaż ciepła przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem ciepła na terenie poszczególnych województw

Lp.	Województwo	Przedsiębiorstwa		Sprzedaż ciepła	
		Liczba	%	GJ	%
1	mazowieckie	51	9,4	49 092 972	19,6
2	dolnośląskie	37	6,8	20 004 101	8,0
3	opolskie	17	3,1	5 742 243	2,3
4	kujawsko-pomorskie	37	6,8	13 943 827	5,5
5	wielkopolskie	46	8,6	7 886 712	3,1
6	pomorskie	31	5,7	14 189 346	5,7
7	warmińsko-mazurskie	30	5,5	7 330 222	2,9
8	małopolskie	22	4,1	14 205 380	5,6
9	podkarpackie	34	6,3	8 372 749	3,3
10	śląskie	75	13,8	44 032 936	17,6
11	łódzkie	41	7,6	24 729 844	9,9
12	świętokrzyskie	18	3,3	3 211 812	1,3
13	zachodniopomorskie	34	6,3	10 199 172	4,1
14	lubuskie	20	3,7	7 065 509	2,8
15	lubelskie	31	5,7	12 132 148	4,8
16	podlaskie	18	3,3	8 697 955	3,5
17	Ogółem kraj	542	100,0	250 836 928	100,0

wszystkie przedsiębiorstwa zajmujące się jego wytwarzaniem w 6 województwach: opolskim (15 przedsiębiorstw sprzedaje 1,6% łącznej ilości ciepła), lubuskim (25 przedsiębiorstw – 2,2%), warmińsko-mazurskim (33 przedsiębiorstwa – 2,3%), świętokrzyskim (19 przedsiębiorstw – 2,5%), podlaskim (19 przedsiębiorstw – 3,0%), podkarpackim (33 przedsiębiorstwa – 3,8%). Łączna sprzedaż ciepła przez 144 przedsiębiorstwa w tych województwach stanowi tylko 15,4% sprzedaży ciepła w kraju przez przedsiębiorstwa, którym zatwierdzono taryfy dla ciepła w 2001 r.

W województwie śląskim 71 przedsiębiorstw sprzedaje 17,3% łącznej ilości ciepła sprzedanego przez wszystkie przedsiębiorstwa „wytwórcze”, którym zatwierdzono w 2001 r. taryfy dla ciepła. Jedno z tych przedsiębiorstw sprzedaje 16,0% ciepła sprzedawanego w tym województwie, a 2,8% ciepła sprzedawanego w kraju.

Z tabeli 7 wynika, że struktura sprzedaży ciepła przez wszystkie przedsiębiorstwa „wytwórcze” w kraju jest następująca:

- 1) 29,6% – przedsiębiorstwa o sprzedaży do 1 000 000 GJ,
- 2) 30,6% – przedsiębiorstwa o sprzedaży od 1 000 001 do 5 000 000 GJ,
- 3) 39,8% – przedsiębiorstwa o sprzedaży powyżej 5 000 000 GJ.

Natomiast zdecydowanie odmienna jest struktura sprzedaży ciepła w poszczególnych województwach.

W 9 województwach istnieje 9 dużych i bardzo dużych przedsiębiorstw – o rocznej sprzedaży ciepła od 5 116 126 GJ (przy zamówionej mocy cieplnej 554,40 MW) do 41 450 425 GJ (przy zamówionej mocy cieplnej 4 142,63 MW). Są to województwa: wielkopolskie, zachodnio-pomorskie, małopolskie, łódzkie, dolnośląskie, kujawsko-pomorskie, pomorskie, śląskie i mazowieckie.

W pozostałych 7 województwach ciepło produkowane jest wyłącznie w mniejszych przedsiębiorstwach, przy czym w województwie podkarpackim dominują przedsiębiorstwa o sprzedaży ciepła do 1 000 000 GJ, a w województwach lubelskim, warmińsko-mazurskim, opolskim, lubuskim, podlaskim i świętokrzyskim występuje przewaga przedsiębiorstw o sprzedaży od 1 000 001 GJ do 5 000 000 GJ.

Na tym tle trzeba wskazać, że wg danych z tabeli 4 łączna sprzedaż ciepła przez 516 przedsiębiorstw o sprzedaży do 1 000 000 GJ wynosi 86 077 596 GJ, a zamówiona moc cieplna – 12 954 MW. Przeciętna zamówiona moc cieplna w jednym przedsiębiorstwie wynosi więc 25,1 MW.

Natomiast łączna sprzedaż ciepła przez 45 przedsiębiorstw o sprzedaży od 1 000 001 do 5 000 000 GJ wynosi 88 955 918 GJ, a zamówiona moc cieplna – 11 555 MW. Przeciętna zamówiona moc cieplna w jednym przedsiębiorstwie wynosi więc 256,8 MW.

Strukturę przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem ciepła przedstawiono w tabeli 8.

Średnia wielkość sprzedaży ciepła w przedsiębiorstwach zajmujących się przesyłaniem ciepła wynosi 462 799 GJ. Z danych tych wynika, że dwie pierwsze gru-

py (sprzedaż ciepła do 300 TJ) obejmują 420 przedsiębiorstw (77,5%), które sprzedały łącznie 36 784 254 GJ, co stanowi zaledwie 14,6% łącznej ilości ciepła, sprzedanego przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem ciepła, którym zatwierdzono taryfy dla ciepła w 2001 r. Natomiast dwie ostatnie grupy (sprzedaż ciepła powyżej 5 000 TJ) obejmują tylko 8 dużych przedsiębiorstw (1,5%), które sprzedały 93 459 592 GJ, co stanowi 37,3% łącznej ilości ciepła.

W tabeli 9 przedstawiono strukturę przedsiębiorstw „przesyłowych” w podziale terytorialnym.

Największa sprzedaż ciepła przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem ciepła występuje również w województwach mazowieckim i śląskim.

W województwie mazowieckim 51 przedsiębiorstw „przesyłowych” sprzedaje 19,6% łącznej ilości ciepła sprzedanego w kraju przez przedsiębiorstwa, którym zatwierdzono w 2001 r. taryfy. Przy czym 72,8% sprzedaży ciepła w tym województwie, a 14,3% w skali kraju dotyczy jednego przedsiębiorstwa. Jest to ilość ciepła porównywalna z łączną ilością ciepła sprzedawanego przez wszystkie przedsiębiorstwa zajmujące się jego przesyłaniem w 6 województwach: świętokrzyskim (18 przedsiębiorstw sprzedaje – 1,3% łącznej ilości ciepła), opolskim (17 przedsiębiorstw – 2,3%), lubuskim (20 przedsiębiorstw – 2,8%), warmińsko-mazurskim (30 przedsiębiorstw – 2,9%), wielkopolskim (46 przedsiębiorstw – 3,1%), podkarpackim (34 przedsiębiorstwa – 3,3%). Łączna sprzedaż ciepła przez 165 przedsiębiorstw w tych województwach stanowi 15,7% krajowej sprzedaży ciepła przez przedsiębiorstwa „przesyłowe”.

W województwie śląskim 75 przedsiębiorstw sprzedaje 17,6% łącznej ilości ciepła sprzedanego przez wszystkie przedsiębiorstwa, przy czym 26,4% ciepła sprzedanego w tym województwie przypada na 2 przedsiębiorstwa.

Poziom cen i stawek opłat w przedsiębiorstwach, którym zatwierdzono taryfę w 2001 r.

Zgodnie z rozporządzeniem taryfowym taryfy przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie wytwarzania ciepła zawierają ceny za zamówioną moc cieplną, ceny ciepła i ceny nośnika ciepła. Ponieważ ceny te są nieporównywalne ze względu na różne wielkości odniesienia (zł/MW, zł/GJ i zł/m³), a ich poziom zależy od wielu czynników, aby umożliwić porównywanie cen ciepła wytwarzanego w różnych źródłach, a przede wszystkim w celu określenia skutków zmiany tych cen dla odbiorców, rozporządzenie taryfowe nakłada obowiązek obliczania średnich wskaźnikowych cen ciepła. Ceny te stanowią iloraz sumy opłat od odbiorców (za zamówioną moc cieplną, za ciepło i za nośnik ciepła) i sumy ciepła oddanego do sieci oraz sprzedanego odbiorcom bezpośrednio ze źródeł ciepła.

Analogicznie określane są średnie wskaźnikowe stawki opłat za usługi przesyłowe, które stanowią iloraz sumy opłat od odbiorców (stałych i zmiennych opłat za usługi przesyłowe i opłat abonamentowych) i sumy cie-

piła sprzedanego odbiorcom przyłączonym do sieci ciepłowniczych.

W celu umożliwienia porównań w skali makro, tj. w skali województw i całego kraju określono średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe, które obliczono na podstawie zatwierdzonych w 2001 r. taryf dla ciepła:

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

Trzeba wskazać, że poziom cen za zamówioną moc cieplną i cen ciepła, wytwarzanego w różnych źródłach, zależy zarówno od stałych i zmiennych kosztów wytwarzania ciepła, jak też od wielu innych czynników. Poziom kosztów stałych w dużym stopniu zależy od składników kosztów, których wysokość nie zależy od przedsiębiorstwa energetycznego (odpisy amortyzacyjne, określone przepisami opłaty i podatki itd.). Poziom kosztów zmiennych zależy głównie od rodzaju paliwa, zużywanego w źródłach ciepła (koszt paliwa i jego transportu oraz gospodarki paliwowej, koszty wywozu i utylizacji odpadów paleniskowych, opłaty związane z ochroną środowiska itp.). Ponadto poziom cen za zamówioną moc cieplną i cen ciepła zależy od rodzaju odbiorców i charakteru ich potrzeb cieplnych, a także od warunków atmosferycznych w czasie trwania sezonu grzewczego i wynikających z tego wielkości poboru mocy cieplnej i ilości ciepła.

Na tym tle trzeba zwrócić uwagę, że likwidacja i ograniczenie produkcji przemysłowej, a także podejmowane przez odbiorców działania w kierunku racjonalizacji użytkowania ciepła („termomodernizacja” obiektów), spowodowały drastyczny spadek, a niekiedy zaprzestanie sprzedaży ciepła odbiorcom przemysłowym, zaś w najliczniejszej grupie odbiorców bytowo-komunalnych powoduje systematyczne obniżanie zamówionej mocy cieplnej i zmniejszanie sprzedaży ciepła. Zamówiona przez odbiorców moc cieplna nie zawsze jest określona prawidłowo, tj. zgodnie z przepisami wykonawczymi do Prawa budowlanego i warunkami określonymi w rozporządzeniu przyłączeniowym i taryfowym. W wyniku tego stopień wykorzystania mocy cieplnej zamówionej przez odbiorców jest bardzo zróżnicowany, co wykazano wcześniej, przy omawianiu podziału przedsiębiorstw na grupy w zależności od ilości sprzedawanego ciepła. Trzeba podkreślić, że podany wcześniej (w tabeli 5) stosunek ilości sprzedanego ciepła do zamówionej mocy cieplnej określa wielkości średnie dla poszczególnych grup przedsiębiorstw, a zróżnicowanie tego średniego wskaźnika zmienia się od 6 105 do 9 438 GJ/MW (różnica sięga ok. 55%). Dotychczasowe doświadczenia uzyskane podczas

zatwierdzania taryf oraz rozstrzygania sporów w zakresie zamówionej mocy wskazują, że w poszczególnych przedsiębiorstwach wskaźniki wykorzystania zamówionej mocy cieplnej są znacznie bardziej zróżnicowane. Ma to istotny wpływ na poziom jednostkowych kosztów, a tym samym cen za zamówioną moc cieplną i cen ciepła oraz na poziom i strukturę przychodów ze sprzedaży ciepła, czyli na wyniki finansowe przedsiębiorstw wytwarzających ciepło.

Ponadto sezonowy charakter pracy przedsiębiorstw wytwarzających ciepło (pobór ciepła w okresie letnim jest niewielki, a niekiedy wcale nie występuje), powoduje, że przychód ze sprzedaży niewielkich ilości ciepła w lecie często nie pokrywa ponoszonych kosztów, co stwarza konieczność korzystania z kredytów obrotowych obciążonych wysokimi odsetkami i prowadzi do wzrostu uzasadnionych kosztów.

W przedsiębiorstwach zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją ciepła występuje duże zróżnicowanie zakresu świadczonych usług, co ma wpływ na poziom jednostkowych kosztów oraz stałych i zmiennych stawek opłat za usługi przesyłowe. Wynika to stąd, że węzły cieplne i zewnętrzne instalacje odbiorcze należą do przedsiębiorstw energetycznych, lub do odbiorców, a niekiedy koszty uzasadnione obejmują także opłaty, pobierane przez odbiorców za udostępnienie pomieszczeń węzłów cieplnych.

W związku z powyższym omówione poniżej średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe należy traktować wyłącznie jako orientacyjne wskaźnikowe ceny i stawki opłat (służące do porównań w skali makro), a nie jako ceny ciepła i stawki opłat za usługi przesyłowe, stosowane w rozliczeniach z odbiorcami.

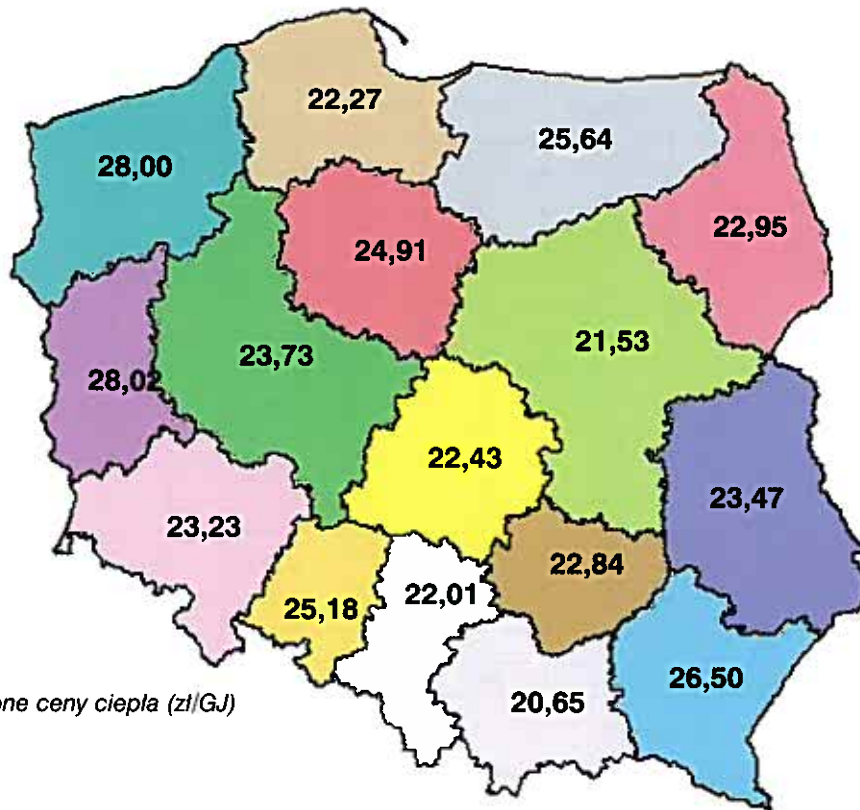
Na rysunkach 1 i 2 zilustrowano poziom średnioważonych cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe w poszczególnych województwach.

Zróżnicowanie **średnioważonych cen ciepła** (dostarczonego za pośrednictwem sieci ciepłowniczej i bezpośrednio ze źródeł ciepła) zawiera się w granicach od 20,65 do 28,02 zł/GJ przy średnioważonej cenie ciepła w skali kraju 23,01 zł/GJ.

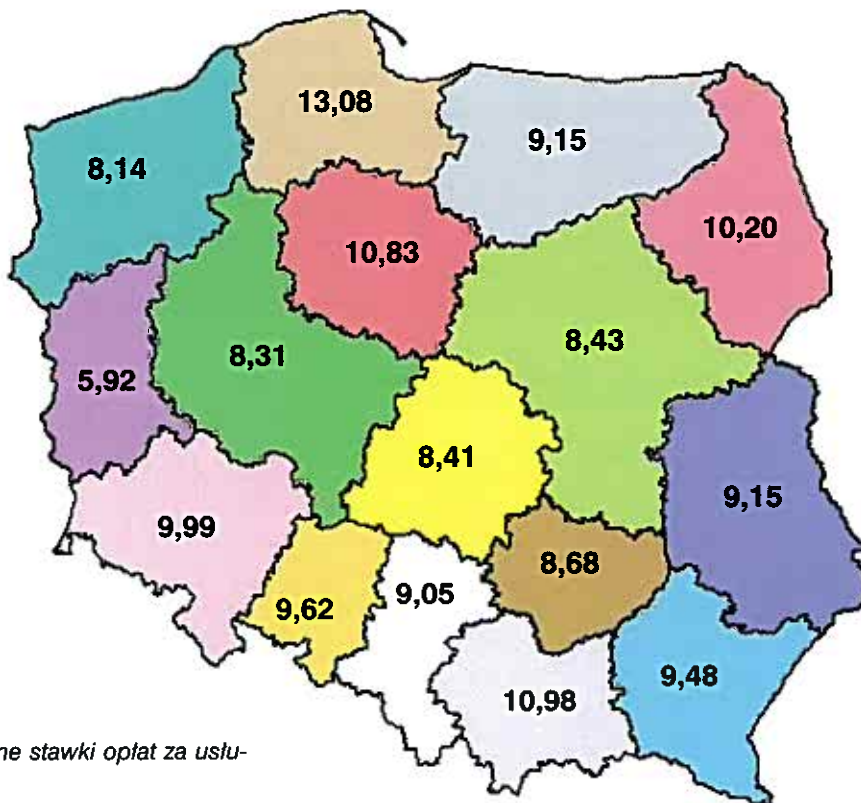
Natomiast zróżnicowanie **średnioważonych stawek opłat za usługi przesyłowe** w poszczególnych województwach zawiera się w granicach od 5,92 do 13,08 zł/GJ przy średnioważonej stawce opłat za usługi przesyłowe w skali kraju 9,30 zł/GJ, przy czym jak wcześniej wyjaśniono poziom tych stawek opłat w znacznym stopniu zależy od zakresu usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne.

Istotny wpływ na poziom średnioważonych cen ciepła ma struktura sprzedaży ciepła ze źródeł, w których są zużywane różne rodzaje paliw. W tabeli 10 przedstawiono strukturę sprzedaży ciepła wytwarzanego w źródłach opalanych różnymi paliwami w kraju i w poszczególnych województwach.

Dominujący udział w sprzedaży ciepła mają źródła opalane miałem węgla kamiennego – ok. 90% w skali



Rys. 1 Średnioważone ceny ciepła (zł/GJ)



Rys. 2 Średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe (zł/GJ)

kraju i od 74,1% do 97,3% w poszczególnych województwach, a udział źródeł opalanych innymi paliwami stałymi stanowi w skali kraju ok. 3,8% sprzedanego ciepła, a w poszczególnych województwach od 0,3 do 21%.

Udział źródeł ciepła opalanych gazem ziemnym stanowi w skali kraju ok. 3,3% sprzedanego ciepła, a w poszczególnych województwach od 0,8 do 13,7%, natomiast sprzedaż ciepła ze źródeł opalanych olejem lekkim stanowi zaledwie 0,3% sprzedanego cie-

Tabela 10. Struktura sprzedaży ciepła wytwarzanego w źródłach ciepła zużywających różne rodzaje paliw

Lp.	Województwo	Paliwo podstawowe w %						pozostałe
		ogółem	miał	inne stałe	gaz ziemny	olej opalowy		
						olej lekki	olej ciężki	
1	mazowieckie	100	83,8	3,6	2,2	0,1	5,0	5,3
2	dolnośląskie	100	88,6	6,7	4,1	0,6		
3	opolskie	100	94,0	0,5	5,0	0,3	0,2	
4	kujawsko-pomorskie	100	94,8	1,3	2,4	1,1	0,4	
5	wielkopolskie	100	74,1	21,0	4,8	0,1		
6	pomorskie	100	93,1	1,4	4,7	0,3	0,2	0,3
7	warmińsko-mazurskie	100	88,1	3,3	5,7	2,9		< 0,1
8	małopolskie	100	97,1	0,4	2,1	0,4		
9	podkarpackie	100	80,2	0,3	13,7	< 0,1	5,8	
10	śląskie	100	96,5	0,3	2,0	< 0,1	1,2	< 0,1
11	łódzkie	100	89,7	9,1	1,1	0,1		
12	świętokrzyskie	100	94,8	1,9	1,8	< 0,1		1,5
13	zachodniopomorskie	100	89,6	0,7	7,8	0,7		1,2
14	lubuskie	100	84,8	6,2	7,2	1,7		0,1
15	lubelskie	100	97,3	1,0	0,8	< 0,1	0,1	0,8
16	podlaskie	100	97,0	0,6	1,4	0,1		0,9
17	Ogółem kraj	100	89,8	3,8	3,3	0,3	1,5	1,3

pla w skali kraju, przy czym w kilku województwach udział ten jest znikomy (poniżej 0,1%), a tylko w województwie lubuskim stanowi 1,7% i w woj. warmińsko-mazurskim stanowi 2,9% sprzedaży ciepła w tych województwach.

Sprzedaż ciepła ze źródeł opalanych ciężkim olejem opalowym występuje tylko w 7 województwach i stanowi 1,5% sprzedanego ciepła w skali kraju, a w poszczególnych województwach od 0,1 do 5,8%. Również sprzedaż ciepła ze źródeł opalanych pozostałymi paliwami nie występuje we wszystkich województwach i stanowi 1,3% sprzedanego ciepła w skali kraju, przy czym w 2 woje-

wództwach udział ten jest znikomy (poniżej 0,1%), w 6 województwach stanowi od 0,1 do 1,5%, a tylko w województwie mazowieckim stanowi 5,3%.

Zróżnicowanie średnioważonych cen ciepła w zależności od rodzaju zużywanych paliw przedstawiono w tabeli 11.

Z danych przedstawionych w tabeli 11 wynika, że w poszczególnych województwach zróżnicowanie średnioważonych cen ciepła wytwarzanego w **źródłach opalanych miałem węglowym** (dostarczanego odbiorcom za pośrednictwem sieci i bezpośrednio ze źródeł), zawiera się w przedziale od 20,10 do 27,00 zł/GJ.

Tabela 11. Średni poziom cen ciepła w zależności od rodzaju zużywanego paliwa

Lp.	Województwo	Średnioważona cena ciepła [zł/GJ]					
		miał	inne stałe	gaz ziemny	olej lekki	olej ciężki	pozostałe
1	mazowieckie	21,00	25,68	38,71	51,39	23,82	17,36
2	dolnośląskie	22,37	22,06	39,98	51,78		
3	opolskie	24,28	45,63	38,46	52,63	31,75	
4	kujawsko-pomorskie	24,17	34,06	41,75	41,77	21,22	
5	wielkopolskie	23,66	20,57	38,25	43,98		
6	pomorskie	21,35	31,09	34,43	47,35	19,74	55,67
7	warmińsko-mazurskie	23,81	35,93	35,43	50,02		64,77
8	małopolskie	20,10	38,11	40,70	37,05		
9	podkarpackie	24,67	48,29	35,99	54,03	28,11	
10	śląskie	21,77	37,95	29,23	45,18	20,86	15,22
11	łódzkie	22,81	16,23	40,14	51,74		
12	świętokrzyskie	22,29	39,97	40,32	32,75		13,32
13	zachodniopomorskie	27,00	39,93	34,74	46,30		41,44
14	lubuskie	26,72	27,92	38,29	47,70		60,53
15	lubelskie	23,13	17,24	37,76	48,57	29,23	55,26
16	podlaskie	22,62	29,76	37,30	42,21		29,31
17	Ogółem kraj	22,45	22,77	36,71	46,97	24,05	20,10

Znacznie większe zróżnicowanie występuje w zakresie cen ciepła wytwarzanego w **źródłach opalanych innymi paliwami stałymi** (grube sortymenty węgla kamiennego, koks, węgiel brunatny itp.). Średnioważona cena ciepła wytwarzanego w tych źródłach w skali kraju wynosi 22,77 zł/GJ, a zróżnicowanie cen wynosi od 16,23 do 48,29 zł/GJ. Najniższa średnia cena występuje w woj. łódzkim, gdzie sprzedaż ciepła ze źródeł opalanych innymi paliwami stałymi stanowi ok. 9% łącznej sprzedaży ciepła. Niski poziom tej ceny wynika stąd, że ciepło sprzedawane po cenie 13,05 zł/GJ przez elektrownię na węgiel brunatny, stanowi ok. 88% sprzedaży ciepła wytwarzanego w tym województwie z innych paliw stałych. Natomiast najwyższa średnia cena występuje w woj. podkarpackim, gdzie 3 małe przedsiębiorstwa wytwarzają ciepło z innych paliw stałych, a ich udział w łącznej sprzedaży ciepła w województwie stanowi zaledwie 0,3%.

Średnia cena ciepła wytwarzanego w **źródłach opalanych gazem ziemnym** wynosi 36,71 zł/GJ, przy czym najniższa średnia cena wynosi 29,23 zł/GJ w województwie śląskim, a najwyższa 41,75 zł/GJ w województwie kujawsko-pomorskim. W województwie śląskim sprzedaż ciepła wytwarzanego z gazu ziemnego przez 24 przedsiębiorstwa stanowi ok. 2% łącznej sprzedaży ciepła w województwie. Niski poziom średniej ceny ciepła wytwarzanego z gazu wynika z występowania w tym regionie lokalnych zasobów gazu (zarówno z odmetanowania kopalń, jak też ze złóż lokalnych, które nie mają znaczenia dla systemu gazowniczego). Natomiast w województwie kujawsko-pomorskim udział ciepła wytwarzanego z gazu ziemnego przez 19 przedsiębiorstw stanowi 2,4% łącznej sprzedaży ciepła w tym województwie. Wyższy poziom średniej ceny ciepła w tym wojewódz-

twie spowodowany jest dość znacznym udziałem małych lokalnych źródeł ciepła. W 10 przedsiębiorstwach zamówiona moc cieplna w źródłach opalanych gazem wynosi od 0,061 do 0,92 MW, a jedno przedsiębiorstwo o łącznej mocy 6,46 MW eksploatuje w mieście uzdrowiskowym wiele małych lokalnych źródeł opalanych gazem.

Znaczne zróżnicowanie cen ciepła występuje w **źródłach opalanych olejem opałowym**.

Średnia krajowa cena ciepła wytwarzanego w źródłach opalanych olejem lekkim wynosi 46,97 zł/GJ, przy czym najniższa średnia cena 32,75 zł/GJ występuje w województwie świętokrzyskim, a najwyższa 54,03 zł/GJ w województwie podkarpackim. Najniższa cena dotyczy małego przedsiębiorstwa w województwie świętokrzyskim, które eksploatuje lokalne źródła opalane olejem opałowym lekkim, o zamówionej mocy cieplnej 0,354 MW sprzedaży ciepła stanowiącej zaledwie 0,04% sprzedaży ciepła w tym województwie. Najwyższa cena dotyczy przedsiębiorstwa eksploatującego w województwie podkarpackim lokalne źródła opalane olejem lekkim, w których zamówiona moc cieplna wynosi 0,360 MW, a sprzedaż ciepła stanowi poniżej 0,02% sprzedaży ciepła w tym województwie.

Natomiast średnia cena ciepła wytwarzanego w źródłach opalanych olejem ciężkim wynosi w skali kraju 24,05 zł/GJ, przy czym olej ciężki stosowany jest tylko w 7 województwach (9 przedsiębiorstw). Najniższa średnia cena 19,74 zł/GJ występuje w województwie pomorskim, a najwyższa 31,75 zł/GJ w województwie opolskim. Niska średnia cena w województwie pomorskim dotyczy źródła ciepła w rafinerii, które wytwarza ciepło głównie dla potrzeb macierzystego zakładu i sprzedaje odbiorcom niewielkie ilości ciepła, stanowiące zaledwie

Tabela 12. Średni poziom cen ciepła w województwach dla przedsiębiorstw, do których stosuje się obowiązek zakupu energii elektrycznej

Lp.	Województwo	Średnia cena	Sprzedaż ciepła	Udział w sprzedaży krajowej
		(zł/GJ)	(GJ)	(%)
1	mazowieckie	20,42	48 227 845	16,57
2	dolnośląskie	21,81	12 985 219	4,46
3	opolskie	25,95	2 638 344	0,91
4	kujawsko-pomorskie	23,76	9 836 119	3,38
5	wielkopolskie	22,05	8 213 522	2,82
6	pomorskie	20,34	12 429 323	4,27
7	warmińsko-mazurskie	21,28	2 327 387	0,80
8	małopolskie	18,85	9 273 531	3,19
9	podkarpackie	21,16	2 454 942	0,84
10	śląskie	21,77	16 927 994	5,82
11	łódzkie	22,25	17 486 844	6,01
12	świętokrzyskie	24,86	13 180	0,00
13	zachodniopomorskie	25,37	5 116 126	1,76
14	lubuskie	25,41	3 409 745	1,17
15	lubelskie	22,68	2 731 068	0,94
16	podlaskie	20,81	4 740 182	1,63
17	Ogółem kraj	21,50	158 811 371	54,57

0,2% sprzedaży w tym województwie. Najwyższa cena w województwie opolskim również dotyczy przemysłowego źródła ciepła, sprzedającego odbiorcom niewielką ilość ciepła, stanowiącą zaledwie 0,2% sprzedaży w tym województwie, przy czym należy wyjaśnić, że w przedsiębiorstwie tym nastąpiła obniżka ceny ciepła wytwarzanego na oleju ciężkim o ok. 18% w stosunku do cen ostatnio stosowanych.

Największe zróżnicowanie cen (od 13,32 do 64,77 zł/GJ, średnioważona cena 20,10 zł/GJ) występuje w **źródłach ciepła opalanych różnymi innymi paliwami** lub wykorzystujących różne rodzaje energii, co umownie określono jako „pozostałe” paliwa. Trzeba wyjaśnić, że niski poziom cen występuje w przedsiębiorstwach wykorzystujących ciepło odpadowe z procesów technologicznych (huty żelaza i huty szkła) lub paliwa odpadowe (odpady drzewne, odpady przemysłowe itp.), a wysoki poziom cen wynika ze stosowania drogiego paliwa (np. gaz propan-butan) czy też energii geotermalnej, a nawet energii elektrycznej. Jednocześnie należy wskazać, że udział tych źródeł w sprzedaży ciepła w skali kraju stanowi zaledwie 1,3%, a ich udział w poszczególnych województwach również jest minimalny, z wyjątkiem województwa mazowieckiego, gdzie udział ten wynosi 5,3%, a ok. 3,8% sprzedaży ciepła w województwie stanowi ciepło ze źródła opalanego paliwem odpadowym z rafinerii (gudronem).

Należy wskazać, że średnioważone ceny ciepła przedstawione na rys. 1 i w tabeli 11 obejmują wszystkie źródła ciepła w danym województwie, w tym także wytwarzające ciepło w skojarzeniu z produkcją energii elektrycznej. Ta technologia wytwarzania ciepła ma wpływ na poziom cen, a ponadto zgodnie z Prawem energetycznym istnieje obowiązek zakupu energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu z wytwarzaniem

ciepła, gdy sprawność przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną i ciepło łącznie wynosi co najmniej 65%.

Tabela 12 przedstawia średnioważone ceny ciepła w poszczególnych województwach, ustalone na podstawie średnich wskaźnikowych cen ciepła dla przedsiębiorstw, którym zatwierdzono taryfy w 2001 r. i do których stosuje się obowiązek zakupu energii elektrycznej. W tabeli tej przedstawiono też wielkość sprzedaży ciepła oraz udział tych przedsiębiorstw w łącznej sprzedaży ciepła w kraju, a także średnioważoną cenę ciepła dla wszystkich tych przedsiębiorstw. Należy podkreślić, że średnie wskaźnikowe ceny ciepła są określone dla łącznej ilości ciepła sprzedanego przez te przedsiębiorstwa, tj. ciepła wytworzonego w skojarzeniu i bez skojarzenia. Dla porównania w tabeli 13 przedstawiono średnioważone ceny ciepła w poszczególnych województwach dla wszystkich pozostałych przedsiębiorstw wytwarzających ciepło, którym zatwierdzono taryfy w 2001 r.

Porównanie średnioważonych cen ciepła dla przedsiębiorstw, objętych obowiązkowym zakupem energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z produkcją ciepła i dla pozostałych przedsiębiorstw w poszczególnych województwach i w skali kraju wskazuje, że średnioważona cena ciepła w przedsiębiorstwach, objętych obowiązkiem zakupu energii elektrycznej jest niższa niż w pozostałych przedsiębiorstwach, z wyjątkiem województwa opolskiego i świętokrzyskiego. Trzeba jednak wyjaśnić, że w woj. opolskim przedsiębiorstwo objęte obowiązkowym zakupem energii elektrycznej prowadzi działalność gospodarczą w wielu miejscowościach i eksploatuje tylko jedną niewielką elektrociepłownię gazową oraz wiele innych źródeł ciepła (w tym także lokalnych), a wskaźnikową cenę ciepła obliczono dla wszystkich

Tabela 13. Średni poziom cen ciepła w województwach bez przedsiębiorstw z tabeli 12

Lp.	Województwo	Średnia cena	Sprzedaż ciepła	Udział w sprzedaży krajowej
		(zł/GJ)	(GJ)	(%)
1	mazowieckie	26,22	11 470 441	3,94
2	dolnośląskie	25,47	8 205 208	2,82
3	opolskie	24,13	1 931 455	0,66
4	kujawsko-pomorskie	26,99	5 444 727	1,87
5	wielkopolskie	25,47	7 942 477	2,73
6	pomorskie	26,79	5 319 015	1,83
7	warmińsko-mazurskie	28,01	4 296 721	1,48
8	małopolskie	23,10	6 790 060	2,33
9	podkarpackie	28,00	8 700 660	2,99
10	śląskie	22,13	33 374 368	11,47
11	łódzkie	22,81	8 240 067	2,83
12	świętokrzyskie	22,84	7 212 954	2,48
13	zachodniopomorskie	30,11	6 398 300	2,20
14	lubuskie	31,03	2 959 332	1,02
15	lubelskie	23,69	9 937 313	3,41
16	podlaskie	25,50	3 978 823	1,37
17	Ogółem kraj	24,82	132 201 921	45,43

tych źródeł. Z kolei w woj. świętokrzyskim jedynym przedsiębiorstwem objętym obowiązkowym zakupem energii elektrycznej jest przedsiębiorstwo o bardzo małej sprzedaży ciepła, stanowiącej w sprzedaży województwa niecałe 0,2%, a w sprzedaży w skali kraju ok. 0,005%.

Wzrost cen i stawek opłat oraz przychodów ze sprzedaży ciepła w przedsiębiorstwach, którym w 2001 r. zatwierdzono taryfy dla ciepła

Obliczone według wcześniej omówionych zasad średnioważone ceny ciepła i stawki opłat za usługi przesyłowe porównano z ostatnio stosowanymi średnioważonymi cenami i stawkami opłat w przedsiębiorstwach, którym zatwierdzono taryfy w 2001 r. i na tej podstawie określono wzrost średnioważonych cen ciepła oraz średnioważonych stawek opłat za usługi przesyłowe w poszczególnych województwach i w skali kraju.

Trzeba zwrócić uwagę, że wzrost ten jest określany dla pierwszego roku stosowania taryfy i nie można go utożsamiać z rokiem kalendarzowym, gdyż jak wykazano w tabeli 2 taryfy były zatwierdzone w różnych miesiącach 2001 r., co wpływa na termin ich wprowadzenia do rozliczeń z odbiorcami (nie wcześniej niż 14 dni po opublikowaniu we właściwym miejscowo wojewódzkim dzienniku urzędowym). Jednocześnie, w zależności od terminu opublikowania i okresu ich obowiązywania (patrz tabela 3) taryfy te będą stosowane w latach 2001 – 2004.

Jak wyjaśniono w poprzedniej części opracowania, średnie wskaźnikowe ceny ciepła dotyczą łącznej sprzedaży ciepła, zarówno dostarczonego odbiorcom bezpo-

średnio ze źródeł, jak też za pośrednictwem sieci, przy czym ciepło dostarczone za pośrednictwem sieci mogło być wytworzone we własnych źródłach ciepła, jak też zakupione od innych przedsiębiorstw. Jak już wspomniano, zakres usług przesyłowych świadczonych przez różne przedsiębiorstwa jest bardzo zróżnicowany, a jeszcze większe zróżnicowanie występuje w odniesieniu do różnych grup odbiorców, którzy mogą być zasilani z różnych źródeł ciepła oraz z różnych sieci ciepłowniczych. Ponadto w poszczególnych grupach odbiorców może występować zróżnicowany wskaźnik wykorzystania zamówionej mocy cieplnej (stosunek GJ/MW). Dlatego nie można w skali makro określić „sumarycznej” jednostkowej opłaty za ciepło dostarczane za pośrednictwem sieci (sumy ceny ciepła i stawki opłaty za usługi przesyłowe), gdyż tylko w skali przedsiębiorstwa możliwe jest określenie takiej „jednoskładnikowej ceny” dla poszczególnych grup odbiorców. W związku z powyższym w tabeli 14 podano wzrost średnioważonych cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe w województwach i w skali kraju.

Średnioważona cena ciepła wzrosła w skali kraju w stosunku do średnioważonej ceny ostatnio stosowanej o 5,94%, a zróżnicowanie wzrostu tej ceny w poszczególnych województwach zawiera się w przedziale od 3,39 do 11,04%.

W 9 województwach (dolnośląskie, kujawsko-pomorskie, wielkopolskie, pomorskie, warmińsko-mazurskie, małopolskie, śląskie, łódzkie i podlaskie) średni wzrost cen ciepła jest niższy a w woj. podkarpackim nieznacznie wyższy od średniego w kraju. Natomiast w 6 województwach (mazowieckie, opolskie, świętokrzyskie, zachodniopomorskie, lubuskie i lubelskie) średni wzrost cen ciepła przekracza średnią krajową.

Tabela 14. Wzrost średnioważonych cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe oraz wzrost przychodów przedsiębiorstw, którym w 2001 r. zatwierdzono taryfy dla ciepła

Lp.	Województwo	Średni wzrost w %		
		cen ciepła	stawek opłat za usługi przesyłowe	przychodów ze sprzedaży ciepła
1	mazowieckie	7,49	15,64	9,37
2	dolnośląskie	5,83	17,06	8,84
3	opolskie	8,35	4,43	7,16
4	kujawsko-pomorskie	4,05	22,65	8,77
5	wielkopolskie	5,80	11,41	6,58
6	pomorskie	5,07	9,46	6,45
7	warmińsko-mazurskie	3,39	32,42	10,22
8	małopolskie	5,69	8,11	6,42
9	podkarpackie	6,17	15,61	8,02
10	śląskie	4,66	10,91	6,26
11	łódzkie	3,55	22,43	7,95
12	świętokrzyskie	11,04	17,46	11,92
13	zachodniopomorskie	7,75	10,00	8,21
14	lubuskie	7,11	13,41	8,24
15	lubelskie	9,06	18,19	11,51
16	podlaskie	5,42	16,57	8,64
17	Ogółem kraj	5,94	14,94	8,11

Największy wzrost średnioważonej ceny ciepła o 11,04% wystąpił w woj. świętokrzyskim, ale trzeba zauważyć, że poziom tej ceny (22,84 zł/GJ) jest niższy od średnioważonej ceny ciepła w skali kraju, wynoszącej 23,01 zł/GJ. Podobnie jest w woj. mazowieckim, gdzie wzrost średnioważonej ceny ciepła jest wyższy od średniej krajowej i wynosi 7,49%, ale średnioważona cena ciepła wynosi 21,53 zł/GJ, a więc też jest niższa od średniej w kraju.

W pozostałych 4 województwach zarówno wzrost średnioważonych cen ciepła, jak i ich poziom jest wyższy od średniej krajowej, przy czym w woj. lubelskim poziom średniej ceny ciepła jest niewiele wyższy od średniej krajowej, zaś w województwach opolskim i lubuskim, wpływ na wyższy poziom cen ciepła ma to, że nie ma tam dużych przedsiębiorstw wytwórczych, o sprzedaży powyżej 5 000 TJ (patrz tabela 7).

Jak wcześniej wykazano, poziom średnioważonych cen ciepła i ich zróżnicowanie stanowi wynik oddziaływania różnorodnych czynników, a w szczególności rodzaju zużywanego paliwa i wprowadzanych zmian cen paliw. W tabeli 15 przedstawiono zmiany średnioważonych cen ciepła, w zależności od rodzaju paliwa podstawowego zużywanego w źródłach ciepła.

Tabela 15. Wzrost średnioważonych cen ciepła w zależności od rodzaju zużywanego paliwa

Średnia zmiana cen ciepła [%] w zależności od rodzaju paliwa						
ogółem	miat	inne stале	gaz ziemny	olej opałowy		pozostałe
				lekki	ciężki	
5,94	5,40	4,21	14,39	14,49	9,82	9,24

Należy zauważyć, że wzrost cen ciepła o ponad 14%, jaki nastąpił w źródłach opalanych gazem ziemnym, wynika z wprowadzonej w marcu 2001 r. zmiany taryfy dla paliw gazowych. Podobny wzrost cen ciepła w źródłach opalanych olejem lekkim wynika ze wzrostu cen tego paliwa, przy czym ceny tego oleju są już cenami rynkowymi, a ich poziom zmienia się zależnie od cen światowych.

Średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe wzrosła w skali kraju o 14,94%, a zróżnicowanie wzrostu tej stawki opłat w poszczególnych województwach zawiera się w przedziale od 4,43% w woj. opolskim do 32,42% w woj. warmińsko-mazurskim. Należy jednak wskazać, że mimo tak dużej różnicy wzrostu stawki opłaty za usługi przesyłowe między tymi województwami, ich poziom jest w obu tych województwach zbliżony do średniej krajowej (9,30 zł/GJ), gdyż wynosi odpowiednio 9,62 i 9,15 zł/GJ. Z kolei w woj. lubelskim poziom średnioważonej stawki opłaty jest identyczny jak w woj. warmińsko-mazurskim, a wzrost tej stawki jest wprawdzie wyższy od średniej krajowej (18,19%), ale jest znacznie niższy niż w woj. warmińsko-mazurskim.

W województwach świętokrzyskim, łódzkim i mazowieckim wzrost stawek opłat za usługi przesyłowe jest

wprawdzie wyższy od średniego w kraju, ale poziom średnioważonych stawek opłat jest niższy od średniej krajowej. Natomiast w województwach wielkopolskim, śląskim, zachodniopomorskim i lubuskim zarówno poziom średnioważonych stawek opłat, jak też ich wzrost jest niższy od średniej krajowej.

Z kolei w województwach pomorskim i małopolskim poziom średnioważonych stawek opłat za usługi przesyłowe jest wyższy, ale wzrost tych stawek jest niższy od średniego w kraju.

Wyższy poziom średnioważonych stawek opłat za usługi przesyłowe i ich wyższy wzrost w stosunku do średniej krajowej występuje tylko w województwach kujawsko-pomorskim, podkarpackim, podlaskim i dolnośląskim.

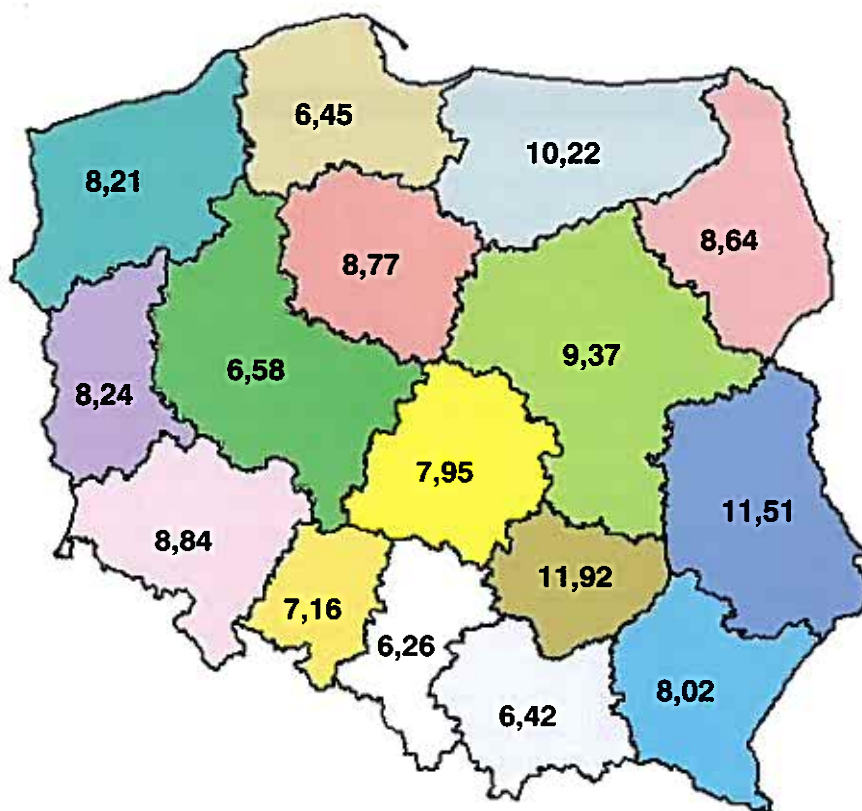
Przedstawiona wyżej analiza wskazuje, że trudno jest określić zależności między poziomem średnioważonych stawek opłat za usługi przesyłowe i ich wzrostem. Stan ten wynika niekiedy z tego, że przy opracowywaniu poprzednich taryf przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła nie dysponowały jeszcze pełną ewidencją kosztów, dostosowaną do wymogów ustawy – Prawo energetyczne. Należy zaznaczyć, że taka forma

organizacji zaopatrzenia w ciepło jest dominująca w kraju, gdyż na 631 przedsiębiorstw, którym zatwierdzono taryfy w 2001 r., aż 483 przedsiębiorstwa (ok. 77%) zajmują się wytwarzaniem i przesyłaniem ciepła. W wielu z tych przedsiębiorstw dopiero przy opracowywaniu kolejnej taryfy doprowadzono do właściwego

podziału kosztów, w wyniku czego nastąpił stosunkowo duży wzrost stawek opłat za usługi przesyłowe, przy jednoczesnym znacznie niższym wzroście cen ciepła (tylko w województwie opolskim wzrost cen ciepła był wyższy od wzrostu stawek opłat). Świadczą o tym dysproporcje wzrostu stawek opłat za usługi przesyłowe w stosunku do wzrostu cen ciepła, które są szczególnie znaczne w województwach kujawsko-pomorskim (22,65 i 4,05%), warmińsko-mazurskim (32,42 i 3,39%) i łódzkim (22,43 i 3,55%). Ponadto pewien wpływ na powstanie tych dysproporcji miało ograniczenie wzrostu cen i stawek opłat do 15% w pierwszej taryfie (wymogi poprzedniego rozporządzenia taryfowego), co niekiedy powodowało subsydiowanie skrośne między poszczególnymi rodzajami prowadzonej działalności i grupami odbiorców.

W tabeli 14 określono też **średni wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła**. Określono go na podstawie przychodów przedsiębiorstw w poszczególnych województwach i w kraju, wynikających z cen i stawek opłat w zatwierdzonych w 2001 r. taryfach, w stosunku do przychodów wynikających z cen i stawek opłat ostatnio stosowanych. Średni wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła pozwala na ocenę wzrostu opłat z tytułu zaopa-

Rys. 3 Średni wzrost przychodów planowanych na pierwszy rok stosowania taryfy (w%) w stosunku do przychodów obliczonych na podstawie ostatnio stosowanych cen i stawek opłat



trzenia w ciepło w województwach i w kraju oraz stanowi syntetyczny wskaźnik, służący do porównań makroekonomicznych. Trzeba podkreślić, że średni wzrost przychodów w województwach i w kraju jest określany na podstawie przychodów różnej wielkości przedsiębiorstw, o bardzo zróżnicowanym zakresie działalności (co szerzej omówiono w części dotyczącej charakterystyki przedsiębiorstw). Dlatego nie można go utożsamiać ze wzrostem opłat ponoszonych w różnych miejscowościach, przez różne grupy odbiorców. Opłaty te można bowiem określić jedynie w skali przedsiębiorstwa, na podstawie cen i stawek opłat ustalonych w taryfie oraz zamówionej mocy cieplnej i sprzedaży ciepła dla poszczególnych grup odbiorców.

Wzrost ten wynosi średnio 8,11%, przy czym najniższy wynosi 6,26% w woj. śląskim, a najwyższy 11,92% w województwie świętokrzyskim, ale w obu tych województwach średnioważona cena ciepła i stawka opłaty za usługi przesyłowe są niższe od średniej krajowej. Wskazuje to potrzebę jednoczesnego analizowania wzrostu przychodów oraz poziomu cen i stawek opłat. Jednocześnie trzeba zwrócić uwagę, że udział przychodów z tytułu świadczenia usług przesyłowych stanowi w skali kraju ok. 26% łącznych przychodów, planowanych na pierwszy rok obowiązywania taryf zatwierdzo-

nych w 2001 r., a więc jest prawie 3-krotnie mniejszy od planowanych w tym samym czasie przychodów z działalności gospodarczej związanej z wytwarzaniem ciepła. Tak więc wzrost stawek opłat za usługi przesyłowe powoduje znacznie mniejszy wzrost opłat dla odbiorców niż wzrost cen ciepła.

(Wykaz kolejnych zatwierdzonych taryf opublikowano na stronie 13 wkladki)



Jadwiga Bodych-Wasilewska



Witold Cherubin

Autorzy są doradcami Prezesa URE

NIEKTÓRE PROBLEMY REALIZACJI ZASADY TPA W ELEKTROENERGETYCE

Piotr Karaś

Wdrażanie mechanizmów rynkowych w obrocie energią elektryczną w Polsce odbywa się etapami. Wyznacza je 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). Od 1 stycznia 2002 r. prawo do korzystania z usług przesyłowych uzyskali odbiorcy dokonujący rocznych zakupów energii elektrycznej w wielkości nie mniejszej niż 10 GWh (przedtem próg ten wynosił 40 GWh). Oznacza to, że w chwili obecnej 560 odbiorców (nie licząc 33 spółek dystrybucyjnych) może kształtować swą politykę zakupów energii wybierając dostawców oferujących najkorzystniejsze warunki sprzedaży. Ogółem odbiorcy ci w 2001 r. kupili 36 TWh energii elektrycznej. Stanowi to około 37% energii kupionej ogółem przez odbiorców końcowych.

Realizacja zasady dostępu stron trzecich do sieci przesyłowych (TPA) tamie monopol spółek dystrybucyjnych w zakresie obrotu energią elektryczną. Zbadaniu, jak w praktyce przebiega wprowadzanie konkurencyjnego rynku energii elektrycznej, służyć miała ankieta Departamentu Promowania Konkurencji, skierowana w grudniu 2001 r. do spółek dystrybucyjnych i PSE S.A. Po analizie nadesłanych odpowiedzi wyłonilo się kilka problemów ograniczających czy wręcz blokujących wprowadzanie TPA na obszarze Polski. Z tych głównie powodów tylko niektórzy uprawnieni odbiorcy korzystają z „własnego” dostawcy energii elektrycznej i ich liczba maleje. O ile w 2000 r. z TPA korzystało trzynastu odbiorców z około stu czterdziestu uprawnionych, to w 2001 r. tylko sześciu. W odpowiedziach na pytania ankiety poruszone zostały nie tylko zagadnienia ogólne, dotyczące obrotu energią elektryczną, ale również konkretne problemy dotyczące poszczególnych spółek. Odpowiedzi wykazują, iż przeważenie monopolu w sferze obrotu energią elektryczną będzie zadaniem niezwykle trudnym.

A oto problemy wskazane przez spółki dystrybucyjne:

1. Konieczność sprecyzowania zasad udziału uprawnionych odbiorców w realizacji kontraktów długoterminowych

Cena oferowanej do sprzedaży przez spółki dystrybucyjne energii jest wypadkową kosztów zakupu tej energii. Około 60% sprzedawanej energii elektrycznej pochodzi ze źródeł wytwarzania objętych tzw. kontraktami długoterminowymi (KDT). Jest ona znacznie droższa, gdyż jej cena determinowana jest wysokimi kosztami amortyzacji i finansowymi, które powstały niegdyś w wyniku modernizacji i przystosowania tych źródeł do

wymogów ochrony środowiska. Zakup przez spółki dystrybucyjne tej energii jest obligatoryjny (pula tej energii nazywana jest Minimalną Ilością Energii – MIE). Zatem każdy odbiorca dokonując zakupu energii elektrycznej od spółki konsumuje 60% energii pochodzącej z KDT. W przypadku rezygnacji z zakupu odbiorcy uprawnionego, który może zaopatrywać się bezpośrednio u wytwórcy nie ponosząc kosztów wynikających z KDT, spółka dystrybucyjna nie ma możliwości pokrycia kosztów obligatoryjnego zakupu MIE. Nastęstwem tego może być strata finansowa spółki w wyniku niepokrytych kosztów, gdyż zobligowana cenami taryfowymi nie może automatycznie przenieść tych kosztów na pozostałych odbiorców. W każdym przypadku należy liczyć się z wnioskiem spółki do Prezesa URE o korektę obowiązującej taryfy. Spółki sugerują, aby uprawniony odbiorca, zmieniając dostawcę, był zobligowany do zakupu MIE na niego przypadającą. Z punktu widzenia działania wolnego rynku następowałoby zatem ograniczenie zakupu z wolnej ręki przez odbiorcę uprawnionego do 40% energii, gdyż pozostałe 60% stanowi obligatoryjnie sprzedawana MIE. W tym miejscu należy zaznaczyć, że w III Taryfie PSE S.A., w części „Ceny i stawki opłat i warunki ich stosowania dla obrotu energią elektryczną” zawarto uwagę, że w przypadku gdy odbiorca końcowy z obszaru działania spółki dystrybucyjnej kupuje energię poprzez innych dostawców niż ta spółka dystrybucyjna, wielkość MIE przypadającą na tę spółkę obniża się o ilość tej energii zużywaną przez odbiorcę, który skorzystał z zasady TPA. Tak więc zapis ten stanowi, że spółka dystrybucyjna od której odszedł odbiorca uprawniony nie powinna ponosić dodatkowych kosztów z tego tytułu.

Sprawa zmiany dostawcy wymaga precyzyjnego uregulowania prawnego na poziomie rozporządzeń wykonawczych do ustawy – Prawo energetyczne.

2. Zakup energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu

Spółki postulują, żeby uprawniony odbiorca, który zdecydował się na samodzielne zaopatrywanie w energię był zobowiązany do dostosowania struktury swoich zakupów do zapisów rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obo-

wiązku (Dz. U. Nr 122, poz. 1336). Rozporządzenie to mówi o obowiązku zakupu wymienionych rodzajów energii w określonych ilościach przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się *obrotem* energią elektryczną. Jeśli uprawniony odbiorca zdecyduje się odejść od dotychczas zaopatrującej go spółki dystrybucyjnej pozostawia ją z niesprzedaną droższą, zakupioną obligatoryjnie, energią „zieloną” oraz energią pochodzącą z elektrociepłowni. W tym przypadku nie ma, w świetle przepisów powyższego rozporządzenia, możliwości obciążenia takiego odbiorcy tą energią, jeśli nie prowadzi on działalności obrotu energią. Zachodzi wówczas analogiczne zjawisko, jak w pkt 1 (omówionym powyżej), a więc niepokrycie kosztów zakupionej energii i w konsekwencji straty spółki dystrybucyjnej.

Na marginesie należy w tym miejscu dodać, że stosowane, zgodnie z rozporządzeniem taryfowym Ministra Gospodarki, ceny obligatoryjnego zakupu energii elektrycznej ze źródeł wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem powodują, że spółki dystrybucyjne, na których obszarze działania znajdują się elektrociepłownie kupują w rezultacie energię drożej niż spółki gdzie elektrociepłowni nie ma. Poprawność działania rynku i zasada niedyskryminacji odbiorców wymaga gruntownej zmiany rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie obowiązkowych zakupów energii.

3. Finansowanie grup taryfowych G przez grupy taryfowe A i B

Spółka dystrybucyjna konstruując taryfę dla energii elektrycznej podlega pewnym ograniczeniom. Jednym z nich jest ograniczenie, wynikające z rozporządzenia taryfowego, poziomu wzrostu cen i stawek opłat, szczególnie dla odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych G, czyli gospodarstw domowych. Wynikiem tego jest stały deficyt w sprzedaży energii i usług przesyłowych tym odbiorcom. Pokrywany on jest z dochodów uzyskiwanych od odbiorców przemysłowych – grupy taryfowe A i B. Odejście któregośkolwiek odbiorcy uprawnionego powoduje lukę finansową w spółce dystrybucyjnej w zakresie sprzedaży energii.

Potrzebne są precyzyjne regulacje prawne w tym zakresie.

4. Bilansowanie energii elektrycznej

Regulamin rynku bilansującego przewiduje zgłaszanie umów sprzedaży energii na każdą godzinę doby z dokładnością do 1 MWh. Odbiorca na poziomie 10 GWh rocznie zużywa często w ciągu całej doby mniej niż 1 MWh a swoje zapotrzebowanie planuje z dokładnością do 1 kWh. Czyni to nieopłacalnym zgłoszenie grafiku do rynku bilansującego, gdyż zgłoszone zapotrzebowanie jest zbyt duże.

Potrzebna jest w tym celu spółka obrotu działająca jako agregator na rynku hurtowym i rozliczająca się z takim odbiorcą stosownie do jego potrzeb.

5. Niejednoznaczne przepisy

W rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych mowa jest o rocznych zakupach energii elektrycznej bez sprecyzowania, czy jest to rok kalendarzowy, czy inny okres 12 miesięczny. Niejasne jest czy ilość energii określona w rozporządzeniu może być ilością deklarowaną na przyszłe 12 miesięcy, czy też wykonaną za ostatnie 12 miesięcy. Rozporządzenie nie mówi także, czy odbiorca, który nie wywiązuje się z poboru określonych ilości energii w następnym okresie może stracić prawo do TPA. Niejasności te mogą być wykorzystywane przez spółki dystrybucyjne w celu utrudniania rozwoju TPA.

6. Infrastruktura techniczna do rozliczania energii w systemie dobowo-godzinowym

Kosztowne oprzyrządowanie oraz brak kadry do rozliczania odchyleń we własnym zakresie przez odbiorców uprawnionych, korzystających dotychczas z zasady TPA, spowodowały powrót niektórych odbiorców do starego sposobu zakupu energii od spółki dystrybucyjnej, na której obszarze działania się znajduje. Są to jednak koszty rozwoju, które muszą być ponoszone przez wszystkich uczestników rynku konkurencyjnego.

7. Inne problemy

Brak zainteresowania uprawnionych odbiorców kupowaniem energii na rynku konkurencyjnym wynika także z faktu, że:

- zdaniem spółek dystrybucyjnych około połowy odbiorców ma trudności płatnicze, co powoduje problemy w znalezieniu dostawców innych niż dotychczasowe spółki dystrybucyjne,
- cena energii elektrycznej płacona w ramach TPA nie różni się istotnie od ceny stosowanej przez spółkę dystrybucyjną, na terenie której zlokalizowany jest uprawniony odbiorca, co już jest efektem pozytywnym otwarcia rynku.

Jednocześnie jednak, pojawiła się wypowiedź, skądinąd słuszna i stojąca w sprzeczności z pkt b, że wytwórcy energii elektrycznej mający kontrakty długoterminowe są zainteresowani sprzedażą odbiorcom uprawnionym nadwyżek energii po cenach pokrywających jedynie koszty zmienne, ponieważ koszty stałe są już pokryte kontraktem długoterminowym. Stawia to w pozycji uprzywilejowanej zarówno tych producentów, jak i odbiorców tej energii.

- opanowanie skomplikowanych procedur i uregulowań prawnych normujących rozliczenia transakcji w sferze obrotu i przesyłu energii elektrycznej niejednokrotnie zajmuje uczestnikom rynku wiele miesięcy.

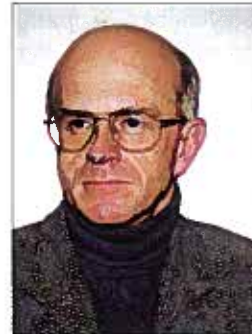
Wnioski

Spółki dystrybucyjne doskonale zdają sobie sprawę z niedoskonałości wprowadzanych mechanizmów rynku-

wych. Jednocześnie widoczne są obawy przed utratą monopolu na obrót energią elektryczną. Świadczy o tym dobitnie niejednokrotne usiłowanie przesunięcia przychodów w grupach taryfowych obejmujących odbiorców uprawnionych z działalności w zakresie obrotu energią elektryczną na działalność przesyłową. Powoduje to nie tylko zakazane subsydiowanie skrośne działalności w zakresie obrotu przez działalność przesyłową, ale zarazem obniżenie cen oferowanej energii elektrycznej. Jest to ewidentny dumping powodujący dla odbiorcy nieopłacalność zmiany dostawcy. O wadze tych problemów świadczy przytoczony już fakt spadku liczby odbiorców uprawnionych, faktycznie korzystających z TPA, a także to, że żaden z około 15 odbiorców uprawnionych, którzy w 2001 r. zgłosili wnioski o zawarcie umów przesyłowych ze spółkami dystrybucyjnymi, umowy takiej nie podpisał. Większość po zaznajomieniu się z sytuacją na rynku zrezygnowała, a kilku nadal prowadzi negocjacje. Licząc się z wprowadzeniem

wolnego rynku niektórzy odbiorcy uprawnieni podpisali ze swoimi spółkami dystrybucyjnymi oddzielne umowy o świadczenie usług przesyłowych i umowy sprzedaży energii elektrycznej. Są w ten sposób przygotowani do ewentualnej zmiany dostawcy energii elektrycznej pozostając nadal odbiorcami taryfowymi.

Wdrażanie TPA w elektroenergetyce polskiej wymaga więc obecnie znacznego uproszczenia przepisów prawnych w tym zakresie oraz czasu na przygotowanie podmiotów do działania na rynku konkurencyjnym.



Autor jest pracownikiem Departamentu Promowania Konkurencji URE

ZWOLNIENIE Z OBOWIĄZKU ZATWIERDZANIA CENY WĘGLA BRUNATNEGO

Zdzisław Muras

1 lipca 2001 r., decyzją Prezesa URE, przedsiębiorstwa wytwórcze i obrotu energią elektryczną zostały zwolnione z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Tym samym Prezes URE uznał, iż wytwórcy systemowi w odniesieniu do tej części energii elektrycznej, która znalazła się poza KDT, mogą ze sobą konkurować. Dla trzech spośród tych elektrowni, paliwem podstawowym jest węgiel brunatny dostarczany przez sąsiadujące z nimi kopalnie (Elektrownia Bełchatów zaopatrywana przez Kopalnię Bełchatów; Elektrownia Turów zaopatrywana przez Kopalnię Turów oraz Zespół Elektrowni PAK zaopatrywany przez Kopalnie Konin i Adamów). Elektrownie te, w części poza KDT, na rynku umów bilateralnych oraz na rynku bilansującym i giełdzie energii, działają w warunkach zbliżonych do konkurencji. Jednakże ilość energii, która może być sprzedana w tych segmentach rynku jest ograniczona. Jednocześnie koszty zakupu węgla brunatnego w koszcie wytworzenia energii elektrycznej sięgają nawet 60%. Niezasadne wydaje się zatem, aby całe ryzyko rynkowe miała ponosić jedynie elektrownia, a żyjąca z nią w symbiozie kopalnia miała administracyjnie zagwarantowane pokrycie kosztów. Nie dziwi więc, że kopalnie węgla brunatnego (z wyjątkiem Kopalni Turów) chętnie składają wnioski o zatwierdzenie ceny węgla brunatnego. Wskazuje to, iż jest to raczej przywilej zapewniający kopalniom odpowiedni poziom pokrycia kosztów, a nie obowiązek związany z koniecznością racjonalizacji i poprawy efektywności funkcjonowania. Warto zauważyć, że przykładowo w 2001 r. w ZE PAK S.A. cena węgla rzeczywistego wzrosła o ponad

10% w porównaniu do 2000 r. przy wzroście ceny energii elektrycznej sprzedanej poza KDT na poziomie 1%.

Zgodnie z art. 48 w związku z art. 23 ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 ze zm.), ceny węgla brunatnego stosowane przez kopalnie w stosunku do elektrowni podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Do zatwierdzenia tych cen stosuje się odpowiednio przepisy art. 45 i art. 47 ust. 2 i ust. 3 pkt 1 oraz ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne. Ponadto, na podstawie art. 28 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE może żądać od kopalń węgla brunatnego stosownych wyjaśnień związanych z ustalaniem ceny węgla.

W art. 45 ustawy – Prawo energetyczne określono ogólne zasady tworzenia cen i taryf dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła, które to zasady znajdują odpowiednie zastosowanie do cen węgla brunatnego. Zatwierdzana przez Prezesa URE bazowa cena dla węgla wskaźnikowego stosowanego wobec elektrowni, powinna zapewniać przede wszystkim pokrycie uzasadnionych kosztów działalności kopalni ale jednocześnie chronić odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem cen. Art. 47 wskazuje natomiast, iż Prezes URE w terminie 30 dni zatwierdza cenę węgla brunatnego, bądź odmawia jej zatwierdzenia w przypadku stwierdzenia jej niezgodności z obowiązującymi przepisami prawa, oraz to, że cena taka podlega ogłoszeniu w Biuletynie URE i zaczyna obowiązywać nie wcześniej niż po upływie 14 dni od dnia jej publikacji.

Szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji cen węgla brunatnego określają przepisy wydane przez Mini-

stra Gospodarki na podstawie delegacji ustawowej. Zgodnie z art. 48 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne Minister Gospodarki wydał rozporządzenie z dnia 15 października 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania cen węgla brunatnego (Dz. U. Nr 132, poz. 868). Rozporządzenie to wskazuje, że ceny węgla brunatnego ustala kopalnia, w sposób zapewniający pokrycie uzasadnionych kosztów działalności, w tym kosztów modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska, z uwzględnieniem założeń polityki energetycznej państwa, a w szczególności z określoną w tych założeniach polityką inwestycyjną i cenową oraz innymi czynnikami wpływającymi na poziom uzasadnionych kosztów. Stanowią one podstawę do ustalania cen węgla, wyeliminowanie pokrywania kosztów dotyczących jednej grupy odbiorców węgla i jednego rodzaju działalności kopalni przychodami pochodzącymi ze sprzedaży węgla od innej grupy odbiorców węgla lub z innego rodzaju działalności gospodarczej (§ 3). Zastrzeżenie o zakazie subsydiowania kosztów jest uzasadnione, ponieważ działalność gospodarcza przynosząca straty nie powinna być pokrywana przez inną, a to w szczególności w sytuacji, gdy cena bazowa węgla brunatnego jest zatwierdzana administracyjnie. Drugi jednak z nakazów „wyeliminowania pokrywania kosztów dotyczących jednej grupy odbiorców i jednego rodzaju działalności przychodami ze sprzedaży węgla od innej grupy odbiorców węgla” jest zupełnie niepotrzebny i nie znajduje żadnego zastosowania. Nie ma bowiem obecnie żadnych grup odbiorców węgla brunatnego; cena węgla wskaźnikowego jest zatwierdzana i jest jedynie skuteczna pomiędzy jednym odbiorcą a jednym producentem. Dość sztucznie jest więc wprowadzany pewien element obrotu (transakcji kupna – sprzedaży) pomiędzy całkowicie od siebie zależne podmioty.

Zgodnie z omawianym rozporządzeniem, uzasadnione koszty działalności obejmują przede wszystkim koszty wydobycia i dostarczania węgla do uzgodnionego przez kopalnię i elektrownię miejsca dostarczania, koszty działalności pomocniczej w zakresie, w jakim warunkuje ona wydobycie i dostarczanie węgla oraz koszty modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska (§ 4). Ustala się je na podstawie poniesionych w poprzednim roku obrotowym kosztów wydobycia i dostarczania węgla oraz planowanych rocznych kosztów modernizacji i rozwoju, w tym związanych z realizacją inwestycji w zakresie ochrony środowiska. Podstawą ich ustalenia jest ewidencja kosztów, prowadzona zgodnie z przyjętymi zasadami określonymi przepisami o rachunkowości, w sposób umożliwiający ustalenie kosztów stałych i kosztów zmiennych poniesionych przez kopalnię w stosunku do elektrowni oraz na podstawie obowiązującego dla kopalni planu rozwoju i modernizacji jako średnie roczne koszty w okresie objętym planem, wynikające z określonych w tym planie nakładów inwestycyjnych. Podkreślenia wymaga także fakt, że kopalnia ustala cenę węgla wskaźnikowego na podstawie danych historycznych (za okres ostatnich 12 miesięcy kalendarzowych poprzedza-

jących opracowanie ceny bazowej), co powoduje, że rola Regulatora w zakresie zatwierdzania kosztów uzasadnionych jest ograniczona. Bada on bowiem jedynie statystyczne zestawienie danych za poprzedni okres i jeżeli są one przedstawione poprawnie, to musi zatwierdzić przedstawioną cenę bazową. W postępowaniu takim nie przewidziano wprost w rozporządzeniu konieczności udziału elektrowni, która jest przecież żywotnie zainteresowana jego ewentualnym wynikiem. Wprawdzie zgodnie z art. 28 Kpa stroną jest każdy czyjego interesu prawnego dotyczy postępowanie, ale brak jednoznacznego wskazania, że elektrownia może być stroną, stwarza wątpliwość, czy rzeczywiście ma ona taki interes w postępowaniu o zatwierdzenie ceny wskaźnikowej. Jak widać omówione rozporządzenie zawiera kilka istotnych mankamentów. Nie wszystkie zostały tu wymienione, ale generalna konkluzja jaka się nasuwa po jego lekturze jest jednoznaczna – rozporządzenie ze względu na jego wady powinno być zmienione.

Ponieważ proces legislacyjny jest długotrwały, należy się zastanowić czy w takim razie nie należałoby zrezygnować z obowiązku zatwierdzania tej ceny przez Prezesa URE, choćby na podstawie art. 49 ustawy – Prawo energetyczne?

Wydaje się, że w obecnie obowiązującym stanie prawnym nie ma możliwości zwolnienia kopalń węgla brunatnego z obowiązku przedstawiania cen do zatwierdzenia. W szczególności takiej podstawy nie dostarcza art. 49 ustawy – Prawo energetyczne. Przemawiają za tym dwa aspekty:

1. Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia jeżeli uzna że działa ono na rynku konkurencyjnym. W przypadku kopalń węgla brunatnego, powiązanych bezpośrednio z elektrowniami trudno mówić o konkurencyjności. Jeżeli dodatkowo weźmiemy pod uwagę kryteria, jakie Prezes URE wskazał jako warunki niezbędne do uznania rynku za rynek konkurencyjny – m.in. liczba uczestników rynku, pozycja przedsiębiorstwa określona udziałem w rynku, bariery wejścia i wyjścia z rynku, przejrzystość struktury i zasad funkcjonowania, równość praw i zasad dostępności uczestników do informacji rynkowej, kontrola i nadzór zabezpieczające przed kartelizacją (zmową) rynkową, dostępność do wysoko wydajnych technologii – oraz podaną tam definicję rynku konkurencyjnego (jest to rynek, na którym w wyniku gry podaży i popytu zostaje wyznaczona cena transakcji, a odbiorca ma prawo swobodnego wyboru dostawcy oraz jego zmiany bez ponoszenia nadmiernych kosztów) to nie ma możliwości uznania, aby „rynek” węgla brunatnego mógł nosić miano konkurencyjnego.
2. Ustawodawca konsekwentnie posługuje się pojęciem „cen i taryf” na określenie zatwierdzanych przez Prezesa URE aktów administracyjnych, a w sytuacji, gdy działania Prezesa URE mają odnosić się tylko do cen lub taryf rozbija te pojęcia i prezentuje oddziel-

nie. Takim przypadkiem jest art. 49 ustawy – Prawo energetyczne. Może on znaleźć zastosowanie, zgodnie z jego literalnym brzmieniem, wyłącznie do taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE.

Należy także zauważyć, że kwestie związane z ustaleniem cen, w tym także cen urzędowych, a więc takich, które są ustalane przez odpowiednie organy administracji rządowej, reguluje także ustawa z dnia 5 lipca 2001 r. o cenach (Dz. U. Nr 97, poz. 1050). W art. 1 ust. 2 pkt 2 stanowi ona jednak, że nie stosuje się jej do cen ustalanych na podstawie odrębnych ustaw, w zakresie uregulowanym w tych ustawach. Mamy tu więc do czynienia z generalną klauzulą wyłączającą stosowanie tej ustawy w stosunkach regulowanych szeroko rozumianym prawem energetycznym. Jest to wyłączenie całkowite, nie przewidujące żadnych wyjątków. Trudno przypuszczać, aby ustawodawca przewidywał wyjątki w zakresie powyższego wyłączenia, a nie zapisał tego wprost.

Zagadnienia dotyczące cen są również szczegółowo uregulowane w Kodeksie cywilnym w Tytule XI dotyczącym sprzedaży (art. 536 – 540 Kc). Określenie ceny jest jednym z podstawowych warunków zawartej umowy sprzedaży. Generalną zasadą obowiązującą na gruncie Kc, jest zasada swobody umów, co przekłada się również na swobodę określenia ceny. Mamy wówczas do czynienia z ceną umowną, która może być swobodnie określona przez strony stosunku zobowiązaniowego. Cena zawsze musi być wyrażona w pieniądzu.

Ponadto Kodeks cywilny wyróżnia cztery rodzaje ceny:

- 1) cenę sztywną¹⁾,
- 2) cenę maksymalną²⁾,
- 3) cenę minimalną³⁾,
- 4) cenę wynikową⁴⁾.

1) Z ceną sztywną mamy do czynienia wówczas, gdy na skutek zarządzenia określonego organu administracji za rzecz danego rodzaju możemy zapłacić jedynie cenę ściśle określoną. Nie ma tu jednocześnie możliwości zastosowania ceny innej. Związanie stron ceną sztywną polega na tym, że w miejsce ceny, która została ustalona w umowie, w każdym przypadku, gdy jest ona różna od ceny sztywnej, ma zastosowanie bezwzględnie cena sztywna. Ani więc kupujący ani sprzedający nie ma możliwości zmiany tej ceny. Jeżeli sprzedawca otrzymał cenę niższą za rzecz danego rodzaju, to po jego stronie powstaje względem kupującego roszczenie o dopłatę różnicy, jeżeli natomiast pobrał od kupującego cenę wyższą od ceny sztywnej, to po stronie kupującego powstaje roszczenie o zwrot nadpłaconej różnicy.

2) Cena maksymalna natomiast, to wskazana zarządzeniem właściwego organu administracyjnego górna granica ceny, która nie może zostać przez strony umowy przekroczona. Strony umowy mogą swobodnie określać cenę do wysokości pewnego pułapu jaki został określony jako cena maksymalna za rzecz danego rodzaju. Jeżeli w umowie zostanie określona cena wyższa od zatwierdzonej, to kupujący nie ma obowiązku zapłacić ceny wyższej niż cena maksymalna. Cena może być traktowana jako maksymalna wyłącznie wówczas gdy wiąże obie strony umowy.

3) Cena minimalna to oznaczona zarządzeniem właściwego organu administracyjnego dolna granica ceny. Strony w umo-

ędzy ceną sztywną a maksymalną występują zasadnicze różnice. Podobieństwo skutku ustalenia w umowie ceny wyższej od ceny sztywnej ze skutkiem przy przekroczeniu ceny maksymalnej nie zmienia faktu, że strony nie mogą czynić odstępstw od ceny sztywnej w żadnym kierunku – ani przez jej podwyższenie ani przez jej obniżenie.

Ponieważ cena węgla brunatnego nie może być ustalona obecnie w wyniku gry popytu i podaży, nie ma podstaw do swobodnego ustalenia tej ceny na podstawie Kc. Jeżeli przyjmiemy, że jest to cena sztywna to strony nie mogłyby jej zmienić w żadnym kierunku, jeżeli jest co cena maksymalna to zmiany mogłyby być jedynie w dół, jeżeli cena minimalna – to zmiany w górę, jeżeli cena wynikowa, a przyjmujemy do jej kalkulacji sztywne wskaźniki, to mamy do czynienia z ceną sztywną. Jak się wydaje cena węgla brunatnego jest ceną wynikową, ale o charakterze sztywnym, ponieważ do jej kalkulacji bierzemy zatwierdzoną przez Prezesa URE stałą bazową cenę dla węgla wskaźnikowego. Brak więc możliwości jej zmiany powoduje zmniejszenie konkurencyjności samych elektrowni na rynku, ponieważ również Kc nie daje w tym zakresie możliwości „uwolnienia” tej ceny.

Jak widać z przedstawionych rozwiązań, jedyną możliwością zwolnienia obecnie kopalń węgla brunatnego z obowiązku przedstawiania cen węgla brunatnego do zatwierdzenia Prezesowi URE, jest nowelizacja obowiązującego prawa. Powinna ona zmierzać do zniesienia obowiązku zatwierdzania przez Prezesa URE ustalonej przez kopalnię bazowej ceny dla węgla wskaźnikowego. Innym rozwiązaniem mogłoby być opracowanie formuły wzrostu cen węgla brunatnego powiązanej ze wzrostem cen energii elektrycznej tak, aby ten wzrost nie był wyższy niż wzrost ceny energii elektrycznej sprzedawanej poza KDT.

Jeszcze innym rozwiązaniem tej sytuacji prowadzącym w efekcie do racjonalizacji kosztów węgla brunatnego dla elektrowni, mogłaby być konsolidacja pionowa sektora poprzez połączenie kopalń z elektrowniami na podstawie przepisów Kodeksu spółek handlowych. Rozwiązanie powyższe jest uzasadnione m.in. z tego względu, że pomiędzy kopalniami węgla brunatnego

wie mogą przyjąć zawsze cenę wyższą. Jeżeli jednak sprzedawca otrzyma cenę niższą od minimalnej to przysługuje mu do kupującego roszczenie o dopłacenie różnicy.

4) Cena wynikowa jest obliczana przez sprzedawcę, w sposób określony przez właściwy organ państwowy, który wskazuje zasady, zgodnie z którymi ma być obliczona cena lub poszczególne elementy jej kalkulacji, takie jak np. koszty robocizny, materiałów, surowców, koszty ogólne, zysk, podatki. Cena wynikowa wiąże strony bez potrzeby dodatkowego jej zatwierdzenia przez organ państwowy. Ze względu na ingerencję ze strony organu państwowego w zasady ustalania tej ceny nie jest ona uznawana za cenę wolnorynkową. Jeżeli elementy kalkulacji tej ceny mają charakter sztywnych wskaźników, to i cena wynikowa obliczona na ich podstawie będzie miała charakter sztywny. Gdy elementy tej kalkulacji określone będą górnymi limitami ich wartości, to cena wynikowa będzie miała charakter ceny maksymalnej.

a elektrowniami, dla których kopalnie te stanowią w zasadzie jedyne źródło zaopatrzenia w paliwo umożliwiające produkcję energii elektrycznej, istnieją ściśle powiązania. Każda kopalnia „produkuje” węgiel brunatny na potrzeby określonej elektrowni, tak też są zatwierdzane wspomniane na wstępie bazowe ceny węgla brunatnego. Jak więc widać powiązanie pionowe, uregulowane przepisami prawa, byłoby usankcjonowaniem istniejącego stanu faktycznego, a pozwoliłoby na pewno na lepsze wykorzystanie posiadanego potencjału wytwórczego obu łączonych podmiotów.

Na zakończenie wypada przypomnieć, że w przypadku ustawowego uwolnienia cen węgla brunatnego z obowiązku zatwierdzania przez Prezesa URE, będzie istniała wprawdzie możliwość bardziej swobodnego negocjowania ceny, jednak przy tak ścisłym powiązaniu między tymi podmiotami pole ewentualnego rynkowego manewru jednego czy drugiego przedsiębiorstwa będzie bardzo małe. Będą więc one nadal skazane na funkcjonowanie w warunkach monopolu naturalnego. Zgodnie natomiast z wyrokiem Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Antymonopolowego z dnia 24 listopada 1999 r. (sygn. akt XVII Ame 42/99) kryteria jakim powinien odpowiadać rynek konkurencyjny, są niewątpliwie szersze i bardziej kwalifikowane, niż tylko istnienie na rynku jednego partnera, a sam rynek może być rozpa-

trywany zarówno od strony podażowej jak i popytowej. Wskazuje to bardzo wyraźnie, że zarówno działania kopalni jak i elektrowni, w przypadku uwolnienia cen od zatwierdzania przez Prezesa URE, mogą być uznane (gdyby to miało miejsce) jako naruszające zasady wolnorynkowe (monopolistyczne) i spotkać się z odpowiednią sankcją prawną. Ewentualne więc próby wykorzystania pozycji monopolistycznej ze strony, któregośkolwiek z tych podmiotów spotkałyby się ze stosowną karą, co nie wyklucza jednak tego rodzaju zachowań.

Drugie z proponowanych rozwiązań, konsolidacja pionowa, wyklucza wprawdzie procesy rynkowe między tymi podmiotami, ale umożliwia powstanie zrestrukturyzowanego silnego podmiotu mogącego stać się konkurencyjnym względem innych na całym rynku energii elektrycznej.



Autor jest pracownikiem Departamentu Promowania Konkurencji URE

Sprostowanie:

W Biuletynie URE nr 1/2002 w artykule „Ciepłownictwo w Polsce – charakterystyka przedsiębiorstw koncesjonowanych – część II”, na str. 25 zamieszczona tabela nr 4 zawiera błędy. Poniżej przedstawiamy prawidłowe dane.

Tabela 4. Rentowność przedsiębiorstw ciepłowniczych w układzie wojewódzkim i według WZDE

Lp.	Województwo	WZDE			
		OGÓŁEM	70 – 100%	20 – 69%	0 – 19%
		%			
	OGÓŁEM kraj	-3,3	-2,7	-4,5	-3,3
1.	dolnośląskie	1,6	3,5	0,3	-11,6
2.	kujawsko-pomorskie	-0,9	1,0	-1,3	-3,0
3.	lubelskie	2,0	1,0	-5,5	7,6
4.	lubuskie	-2,5	-1,2	-1,7	-6,3
5.	łódzkie	2,8	-4,0	6,0	-2,5
6.	małopolskie	0,1	-0,9	4,6	-6,6
7.	mazowieckie	-12,7	-11,6	-16,4	0,7
8.	opolskie	-1,1	-1,6	-13,9	0,3
9.	podkarpackie	-3,5	2,4	-9,7	-10,8
10.	podlaskie	2,7	4,6	-1,7	2,9
11.	pomorskie	-4,1	-7,4	0,5	-8,7
12.	śląskie	-4,2	-3,2	-8,3	-2,6
13.	świętokrzyskie	-2,8	-1,3	-2,8	-10,2
14.	warmińsko-mazurskie	-4,6	-5,3	-8,7	0,1
15.	wielkopolskie	2,1	1,6	7,3	-6,2
16.	zachodniopomorskie	-1,0	0,7	-8,0	-3,0

ŁAMANIE MONOPOLU

dr inż. Zenon Procyk

W budynkach SM Pojezierze zamieszkuje ok. 35000 osób. Spółdzielnia użytkuje 139 budynków mieszkalnych, w których znajduje się 10841 mieszkań o łącznej powierzchni użytkowej 476 tys. m². Ponadto 22 pawilony użytkowe zajmują łączną powierzchnię 34 tys. m². Powierzchnia utrzymywanych przez nas terenów wynosi 80 ha.

Dla pełnego wyjaśnienia omawianej problematyki celowe będzie przedstawienie struktury technicznej systemu ciepłowniczego Olsztyna. Mlejska sieć ciepłownicza zasilana jest w sezonie grzewczym z dwóch podstawowych źródeł:

- ciepłownia EC Stomil, będąca własnością fabryki opon, większa część ciepła zużywana jest na potrzeby własne fabryki, pozostała część kupowana jest przez MPEC do sieci miejskiej,
- ciepłownia „Kortowo” będąca własnością MPEC.

Sieci ciepłownicze zasilane z obu źródeł są spięte w jeden system pierścieniowy, niektóre obszary miasta mogą być zasilane zarówno z jednej jak i drugiej ciepłowni. W okresie grzewczym sieć jest rozdzielona i każda z ciepłowni pracuje tylko na przypisaną jej część miasta. Budynki naszej Spółdzielni znajdują się w obszarze miasta, który zasilany jest zimą wyłącznie z ciepłowni Stomil. Od ogrodzenia fabryki opon pierwsze budynki Spółdzielni są położone około 100 m., zaś od ciepłowni w Kortowie oddalone są przeciętnie ok. 4000 m. Budynki nasze zasilane są obecnie ze 155 węzłów ciepłowniczych, będących w większości własnością MPEC Olsztyn – 95% węzłów to węzły indywidualne, w znacznej części hydroelewatory. Całość energii cieplnej kupowana jest od MPEC w oparciu o wskazania liczników ciepła. Obecna moc zamówiona na cele ogrzewania i ciepłej wody wynosi 50,5 MW, w ostatnim sezonie grzewczym zakupiliśmy ok. 432 tys. GJ.

SM Pojezierze istnieje 43 lata i jest najstarszą spółdzielnią w Olsztynie. Członkami są głównie osoby starsze, których dochody są stosunkowo niskie. W czynszach mieszkaniowych, ogrzewanie i ciepła woda stanowią nawet 60-70% całości kosztów. Z tych względów, Zarząd Spółdzielni zobowiązany jest do szczególnej dbałości o niskie koszty utrzymania lokali, a przede wszystkim koszty ogrzewania i ciepłej wody. Zarząd SM Pojezierze przyjął już w 1997 r. strategię działania, której podstawowym celem jest obniżanie ilości kupowanego ciepła oraz obniżanie kosztów zakupu ciepła.

Działania w zakresie zmniejszenia zużycia ciepła

Na przestrzeni lat 1997-2000 wykonaliśmy następujące prace termomodernizacyjne:

- montaż 32.000 zaworów termostatycznych,

- zainstalowanie 32.000 podzielników kosztów,
- założenie 1.360 termostatycznych zaworów cyrkulacyjnych ciepłej wody (wszystkie piony c.w.),
- docieplenie ścian o pow. 16500 m²,
- wymiana 12.000 szt. okien (tj. 27% wszystkich okien w spółdzielni),
- instalacja 10.081 wodomierzy mieszkaniowych (przyniosła spadek zużycia ciepłej wody do 55 litrów na osobę w ciągu doby).

Dzięki powyższym działaniom, zużycie energii cieplnej zostało znacznie ograniczone i z roku na rok jest niższe. W sezonie 1996/97 zakupiliśmy ok. 624 tys. GJ, zaś w minionym sezonie grzewczym ok. 432 tys. GJ. Spadek zużycia wynosi 31%, co przynosi wymierne korzyści finansowe członkom naszej spółdzielni.

Działania w zakresie obniżania kosztów zakupu ciepła

Oprócz przedstawionych wyżej działań termomodernizacyjnych, podejmowaliśmy w latach 1997-2000 działania dotyczące kosztów kupowanego ciepła od MPEC Olsztyn.

Opłata za moc zamówioną

Już w 1997 roku podjęliśmy starania o obniżenie mocy zamówionej na skutek wykonanych wcześniej prac termomodernizacyjnych. MPEC nie przyjmował żadnych naszych argumentów a po wypowiedzeniu przez nas umowy z niekorzystną wartością mocy zamówionej, posunął się nawet do wyłączenia ogrzewania w naszych budynkach. Po interwencji Urzędu Regulacji Energetyki, ogrzewanie zostało przywrócone. W kolejnym sezonie grzewczym MPEC nie dawał za wygraną i za karę nie włączył ogrzewania. Po błyskawicznej decyzji URE, ogrzewanie zostało uruchomione. Problem mocy zamówionej znalazł ostateczne rozstrzygnięcie w Sądzie Antymonopolowym. W wyroku z dnia 20.10.1999 r. Sąd nakazał MPEC-owi w Olsztynie zaniechanie stosowania praktyki monopolistycznej polegającej na odmowie obniżenia dostarczanej mocy cieplnej do poziomu określonego przez SM Pojezierze na skutek zmniejszenia przez nią zapotrzebowania na moc szczytową. Istotne było również stwierdzenie Sądu, że „Spółdzielnia nie miała i nadal nie ma obowiązku uzasadniać dostawcy swojej decyzji o obniżeniu zapotrzebowania na moc.”.

Ten wyrok Sądu Antymonopolowego miał zapewne istotny wpływ na zmianę definicji mocy zamówionej w znowelizowanych później rozporządzeniach taryfowym i przyłączeniowym, gdzie wprowadzono zasadę, że to odbiorca decyduje o wartości swojej mocy zamówionej. Następnie uzyskaliśmy w Sądzie Gospodarczym w Olsztynie korzystny wyrok nakazujący MPEC-owi

zwrot nadpłaconych kwot wraz z odsetkami za zawyżone opłaty za moc zamówioną.

Taryfa za ciepło

W latach 1997-2001 trzykrotnie kwestionowaliśmy zasadność wprowadzania podwyżki cen ciepła. Przyczyną naszych działań w tej sprawie było przede wszystkim stosowanie przez MPEC subsydiowania skrośnego oraz nie zachowanie wymaganych prawem terminów związanych z procedurą zmian cen. Na skutek podjętych przez nas działań, jedna podwyżka cen ciepła została całkowicie przez MPEC wycofana a sprawa ostatniej podwyżki jest we właściwych urzędach rozpatrywana.

Opłaty za dzierżawę pomieszczeń węzłów ciepłych

MPEC z niezrozumiałych powodów za węzły w naszych budynkach nie wnosil opłat pomimo naszych długich starań. Problem opłat za pomieszczenia węzłów znalazł swój epilog w Sądzie Gospodarczym, gdzie przyznano nam istotne kwoty wraz z odsetkami.

Opłata za energię elektryczną zużywaną przez urządzenia węzłów ciepłych

W tym zakresie na terenie działania olsztyńskiego MPEC-u znowu byliśmy poszkodowani. Wielu odbiorców nie ponosiło kosztów energii elektrycznej, gdyż MPEC ma zawarte umowy bezpośrednio z Zakładem Energetycznym i przez to MPEC płaci za tę energię. Jednakże w stosunku do naszych budynków, MPEC nie wprowadził powyższej zasady. Pomimo rozlicznej korespondencji i wielu naszych działań, w 2000 r. MPEC ponosił koszty energii elektrycznej tylko w 1/3 węzłów ciepłych w naszych obiektach, natomiast za energię elektryczną w pozostałych 2/3 tj. 106 węzłach płaciła Spółdzielnia. MPEC uznawał za zasadne zamontowanie na swój koszt liczników lub podliczników energii elektrycznej i ponoszenie kosztów zużywanej na potrzeby węzłów energii, lecz tego nie robił. Ten problem został również pozytywnie dla nas rozstrzygnięty przed Sądem Gospodarczym. Odzyskaliśmy kolejne kwoty wraz z odsetkami.

Indywidualne rozliczenie mieszkańców przez dostawcę ciepła

Wzorem firm ciepłowniczych w Puławach i Wrocławiu, podejmowaliśmy próby namówienia olsztyńskiego MPEC-u do rozpoczęcia wprowadzania takiego systemu rozliczeń. Z naszej strony, w ramach przygotowań do takiej operacji, wprowadziliśmy dla wszystkich mieszkańców oddzielne książeczki na opłaty dotyczące ogrzewania i ciepłej wody. Ze strony MPEC-u jedyną odpowiedzią była odmowa. Nie było również pozytywnej reakcji dostawcy ciepła, aby przejął na siebie koszt opłat bankowych, jakie ponosi spółdzielnia na drodze przesyłu kwot od lokatora do MPEC-u.

Zakup ciepła w formule usług przesyłowych

Ustawa – Prawo energetyczne wprowadziła możliwość zakupu energii cieplnej bezpośrednio w źródle

ciepła, zaś do firmy ciepłowniczej wnoszone byłyby jedynie opłaty za przesył ciepła i opłata abonamentowa. Przypomnieć warto art. 4 ust. 2 w myśl którego „Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw i energii mają obowiązek zapewniać wszystkim podmiotom świadczenie usług polegających na przesyłaniu paliw lub energii wydobywanych lub wytwarzanych w kraju, z uwzględnieniem warunków technicznych i ekonomicznych, na warunkach uzgodnionych przez strony w drodze umowy”. Postanowiliśmy skorzystać z tego prawa. Jak wspomniano wcześniej, miejska sieć ciepła zasilana jest z dwóch źródeł – ciepłowni „Kortowo” będącej własnością MPEC oraz ciepłowni EC Stomil, będącej własnością fabryki opon. W latach 1999-2000 Stomil sprzedawał ciepło w taryfie jednoczłonowej w wysokości brutto 24,46 zł/GJ, zaś średnioroczna cena brutto MPEC-u w tym samym czasie wynosiła ok. 35 zł/GJ. Opłacalność skorzystania z usług przesyłowych była oczywista, oszczędność kosztów szacowana była wstępnie w wielkości 1,6 mln zł. Opracowaliśmy projekt umowy przesyłowej i przestaliśmy do MPEC do uzgodnienia. Odpowiedź była oczywiście negatywna. Po długich bojach, Urząd Regulacji Energetyki w dniu 31.01.2001 r. wydał decyzję nakazującą MPEC-owi zawarcie umowy przesyłowej. Jak wynika z Biuletynu URE, jest to pierwsza w kraju umowa o świadczenie usług przesyłowych dla ciepła. A co na to MPEC? Odpowiedzią była podwyżka cen ciepła wprowadzona od 1.07.2001 r. z jednoczesnym przewartościowaniem składników taryfowych. MPEC bez zmniejszania swoich kosztów obniżył koszty wytwarzania ciepła o jedną trzecią a jednocześnie podwyższył opłatę za przesył o 103%. Przypuszczamy, że część kosztów wytwarzania ciepła przerzucono do kosztów przesyłu a takie działanie jest niezgodne z prawem. Po wprowadzeniu tej operacji taryfowej brak jest opłacalności zakupu ciepła w Stomilu a od MPEC-u jedynie usług przesyłowych.

Budowa własnej sieci ciepłowniczej

Nasze starania o obniżanie kosztów zakupu ciepła były ciągle torpedowane i negowane przez MPEC Olsztyn. W tej sytuacji w 2000 roku powstał kolejny pomysł obniżenia kosztów zakupu ciepła połączony z jednoczesnym całkowitym rozstaniem się z olsztyńskim MPEC-em. Postanowiliśmy wybudować własną sieć ciepłą i włączyć ją do źródła ciepła Stomil S.A. Podstawą tego zamysłu jest fakt, że nasze osiedla są zlokalizowane bardzo blisko tej ciepłowni i że jest to źródło tańsze i niezależne od MPEC. Pomysł ten był szeroko konsultowany wśród członków naszej spółdzielni. Dyskutowano na ten temat na Zebraniach Grup Członkowskich, które podjęły i skierowały do Zebrania Przedstawicieli wnioski upoważniające delegatów do podjęcia stosownej uchwały. 19 maja 2001 r. Zebranie Przedstawicieli Spółdzielni podjęło uchwałę o budowie własnej sieci ciepłej.

Rozpatrując wszelkie możliwe sposoby dostarczenia ciepła do budynków, uznaliśmy za najważniejsze osiągnięcie poniższych celów:

- niezawodność dostawy ciepła,
- minimalizacja kosztów eksploatacyjnych,
- właściwy komfort dostawy ciepła do pomieszczeń,
- minimalizacja kosztów inwestycyjnych.

W 2000 roku ogłosiliśmy przetarg na opracowanie koncepcji zaopatrzenia w ciepło budynków SM Pojezierze. W przetargu uczestniczyły firmy z Lublina, Warszawy i Poznania. W ofertach przedstawione były dwie idee. Pierwsza zakładała budowę kilku kotłowni rejonowych opalanych gazem ziemnym, druga idea, przeważająca u oferentów, zakładała wybudowanie nowego systemu ciepłowniczego zasilanego z ciepłowni Stomil. Przedłożone oferty potwierdziły zasadność budowy własnej sieci i spełnienie dzięki niej przedstawionych wyżej celów.

Poniższa tabela obrazuje stan obecny oraz docelowy. Zalety planowanej inwestycji są widoczne.

Rodzaj elementu	Stan aktualny	Stan docelowy
Rury przesyłowe	układane 30-40 lat temu złe izolacje	rury preizolowane
Straty przesyłowe	10-12%	3,5-5%
Długość sieci ciepłej	ok. 40 km	do 15 km

Zauważyć warto ponadto, że wraz z nową siecią planujemy wybudować sieć kablową, która służyć będzie jednocześnie trzem celom – telemetria systemu ciepłowniczego, telewizja kablowa oraz łączność internetowa.

Na początku analizy idei budowy własnej sieci ciepłej warto postawić sobie takie pytanie: dlaczego MPEC-om opłaca się budować nowe sieci preizolowane w miejsce starych kanałów a miałoby się to nie opłacać Spółdzielni, która jednocześnie planuje kupować ciepło

u tańszego dostawcy? Odpowiedź jest prosta, jest to działanie ekonomicznie opłacalne, obniżające nadmierne straty ciepła a przez to koszty. Bez względu na to, skąd pochodzą środki finansowe, zastąpienie starych sieci kanałowych i modernizacja węzłów ciepłych prowadzi do zmniejszenia zużycia ciepła, zmniejszenia ilości spalnego węgla w ciepłowniach a przez to zmniejszenia ilości wydzielanych spalin z kominów. Jest to działanie społecznie uzasadnione, popierane w polityce energetycznej Państwa.

Obecnie ciepło kupujemy z sieci MPEC, prawie we wszystkich budynkach wg taryfy S-112, dotyczącej indywidualnych węzłów ciepłych będących własnością dostawcy. Moc zamówiona wynosi globalnie 50,5 MW.

Ilość kupowanego ciepła wynosiła w 2000 r. – 432390 GJ, zaś w 1999 r. – 523564 GJ. Do dalszych rozważań przyjęto średnią wielkość z tych dwóch lat wynoszącą w zaokrągleniu 478000 GJ.

Porównanie kosztów zakupu ciepła wg taryfy MPEC i taryfy Stomil-u obrazuje poniższa tabela.

Koszty zakupu ciepła wg dotychczasowej taryfy MPEC wynoszą więc ogółem 17,8 mln zł a średni koszt 1 GJ wynosi 37,20 zł. Jeżeli ta sama ilość zakupionego ciepła będzie przesyłana własną siecią bezpośrednio ze Stomilu S.A., wówczas łączny koszt wyniesie 12,2 mln zł a średni koszt 1 GJ – 25,43 zł. **Zmniejszenie kosztów zakupu będzie więc równe 17,8 – 12,2 = 5,6 mln zł.** W rachunku nowej sieci należy oczywiście przewidzieć

Lp.	Składnik	wg taryfy MPEC	wg taryfy Stomil
1	Moc zamówiona /MW/	50,2	50,2
2	Zużycie ciepła /GJ/	478000	478000
3	Oplata za ciepło /zł/	478000 GJ x 15,20 zł = 7265600 zł	478000 GJ x 15,12 zł = 7227360 zł
4	Oplata za moc zam. /zł/	50,2 MW x 3958,74 zł x 12 mies. = 2384745 zł	50,2 MW x 4544,35 zł x 12 mies. = 2737516 zł
5	Oplata stała za przesył /zł/	50,2 MW x 1769,73 zł x 12 mies. = 1066085 zł	0 zł
6	Oplata zmienna za przesył /zł/	478000 GJ x 8,01 zł = 3828780 zł	0 zł
7	Oplata abonament. /zł/	150 węzłów x 16,75 zł x 12 mies. = 30150 zł	0 zł
8	Razem /zł/	14.575.360 zł	9.964.876 zł
9	Podatek VAT 22% /zł/	3.206.579 zł	2.192.273 zł
10	Ogółem /zł/	177.819.39 zł	12.157.149 zł
11	Faktyczna cena za 1 GJ	17781939 : 478000 = 37,20 zł	12157149 : 478000 = 25,43 zł

dotatkowe koszty związane z eksploatacją systemu ciepłowniczego takie jak: straty ciepła na przesyłach, koszty remontów, obsługi i serwisu urządzeń węzłów i sieci, koszty energii elektrycznej zużywanej w węzłach ciepłych, podatek od nieruchomości naliczany od wartości rurociągów i inne koszty mniej znaczące. Sumarycznie te dodatkowe koszty szacujemy łącznie na sumę 1,2 mln zł rocznie. Stąd faktyczna oszczędność roczna wynosić będzie: $5,6 - 1,2 = 4,4$ mln zł. **Wybudowanie własnego systemu ciepłowniczego powoduje więc obniżkę kosztów dostawy ciepła o 24,1%. Jest to więc projekt bardzo opłacalny.** Finansowanie inwestycji planujemy pokryć częściowo kredytem termomodernizacyjnym, w oparciu o przetarg dla banków. Dodatkowe koszty odsetek bankowych nie zmieniają istotnie opłacalności budowy sieci. W okresie spłaty kredytu, przewidujemy obniżkę opłat miesięcznych dla członków spółdzielni o ok. 10% a po spłacie kredytu dalsza obniżka w docelowej wysokości. Planujemy również, że ze środków zaoszczędzonych po spłacie kredytu zintensyfikujemy prace termomodernizacyjne, co w konsekwencji doprowadzi do kolejnego zmniejszenia zużycia ciepła i opłat.

W styczniu 2002 r. wykonany został audyt energetyczny nowej sieci ciepłej. Opracowanie wykonane przez autoryzowanego audytora spoza Olsztyna potwierdziło nasze wcześniejsze analizy. Najważniejsze wskaźniki przedstawione w audycie wynoszą: czas zwrotu inwestycji – 4,7 lat, zdyskontowana wartość netto NPV – 19,9 mln zł, wewnętrzna stopa zwrotu IRR – 19,9%, strata energii nowej sieci ciepłej – 3,7%. Wyniki audytu w pełni potwierdzają ekonomiczną i techniczną celowość przeprowadzenia inwestycji.

W sierpniu 2001 r. w czasopiśmie „Wspólnota” ukazał się artykuł pt. „Z własną rurą”, przedstawiający zamysł budowy własnej sieci ciepłej przez naszą spółdzielnię, wymagający niezbędnego komentarza. Nie jest prawdą, że ciepło ze Stomilu kosztuje tyle samo co z MPEC-u. Różnica kosztów jest bardzo znaczna, co wynika z przedstawionych wyżej liczb. Inny argument to taki, iż trudno jest uwierzyć, że uda się zbudować 20 km sieci w 3-4 miesiące. Przeczy temu przykład MPEC-u Wrocław, gdzie w okresie 75 dni zbudowano sieć ciepłą długości 28 km z licznymi przejściami przez ulice i rzeki. Nasza inwestycja w Olsztynie będzie rozłożona na okres 5 miesięcy a długość sieci wynosić będzie do 15 km.

Nie jest też naszym zamiarem dublowanie istniejącej sieci ani przewymiarowanie nowej sieci. Od wielu lat utrzymująca się korzystna relacja cen ciepła Stomil-u i MPEC-u pozwoli nam zaoferować atrakcyjną cenę ciepła dla innych budynków znajdujących się w naszych zasobach. Tym samym utrzymywanie w ruchu istniejącej, starej sieci MPEC stanie się docelowo zbędne. W tym też celu planowana sieć będzie wybudowana na potrzeby mocy ok. 75 MW, mimo że moc zamówiona dla obiektów SM Pojezierze wynosi 50 MW. Już obecnie deklarację przyłączenia się do nowej sieci złożyła Olsztyńska Spółdzielnia Mieszkaniowa – trzecia pod względem wielkości w Olsztynie. Średnice niezbędnych odcinków całej

sieci uwzględniają potrzeby osiedli tej spółdzielni. Inne mniejsze podmioty również zgłaszają wolę podłączenia się do nowej sieci.

Kolejny argument o zmniejszeniu bezpieczeństwa energetycznego jest bezzasadny. Pewność i niezawodność dostawy ciepła wzrośnie, nie będzie już groźby braku ciepła w mieszkaniach z powodu możliwych obecnie awarii starych sieci kanałowych.

Polemisci dużo miejsca poświęcili stratom w sieciach ciepłych, które dla MPEC-u kształtują się w granicach 8-9,8%. Naszym zdaniem wiele odcinków obecnej sieci posiada straty rzędu 15%. Dla sieci preizolowanych, wysokoparametrowych najczęściej strata wynosi ok. 5%. W naszej nowej sieci w zależności od faktycznych temperatur wody grzewczej realna wartość strat wyniesie ok. 3,5-5%. Podnoszony był także w tych opiniach argument, że znaczne ilości sieci MPEC, to nowe sieci preizolowane. W naszych zasobach ok. 90% to stare sieci kanałowe, zaś nowe występują praktycznie jedynie przy ul. Pana Tadeusza i Kołobrzeskiej. Złożyliśmy ofertę do MPEC-u odkupienia sieci preizolowanej Dn 200-250, do której przyłączone są budynki w zdecydowanej większości należące do SM „Pojezierze”. Odpowiedź oczywiście była odmowna.

Nową sieć ciepłą zamierzamy wybudować w okresie kwiecień – wrzesień 2002 roku. Z Urzędu Miasta w Olsztynie uzyskaliśmy Decyzję o ustaleniu warunków zabudowy i zagospodarowania terenu dla budowy własnej sieci ciepłej. We wrześniu 2001 r. wykonane zostało studium przedprojektowe, w którym zawarto rozwiązania ograniczające koszty budowy systemu. W lutym br. zakończone zostaną prace projektowe. Posiadamy już większość wymaganych prawem budowlanym uzgodnień w tym zgodę wszystkich obcych właścicieli terenów, przez które przebiegać będzie nowa sieć (również przez tereny podlegające Urzędowi Miasta w Olsztynie). W najbliższym czasie ogłosimy przetarg na wybranie podmiotu kredytującego inwestycję oraz przetarg dla firm wykonawczych sieci i węzłów ciepłych. Sezon grzewczy 2002/2003 powinien się rozpocząć przy wykorzystaniu własnej sieci ciepłej, już bez udziału MPEC-u Olsztyn.

W opinii SM Pojezierze, budowa własnej sieci ciepłowniczej stanie się motorem postępu w ciepłownictwie olsztyńskim i przyspieszy proces dostosowania MPEC Olsztyn do warunków gospodarki rynkowej. Dla członków naszej spółdzielni oznacza niższe koszty ogrzewania i ciepłej wody oraz zwiększenie niezawodności dostawy ciepła.



Autor jest Prezesem Zarządu Spółdzielni Mieszkaniowej „Pojezierze” w Olsztynie

PERSPEKTYWY ROZWOJU JEDNOLITEGO RYNKU KONKURENCYJNEGO GAZU W EUROPIE

dr Mirosław Duda

W dniach 8-9 lutego 2002 r. w Madrycie odbyło się V Europejskie Forum Regulacji Gazownictwa (European Gas Regulatory Forum), na którym dyskutowano bieżące problemy rozwoju jednolitego rynku gazu w Europie. Uczestniczyli w nim przedstawiciele Komisji Europejskiej, Hiszpanii, przewodniczącej obecnie Unii Europejskiej, reprezentanci rządów i organów regulacji energetyki krajów europejskich, stowarzyszeń przedsiębiorstw gazowniczych i organizacji konsumenckich. Po raz pierwszy w Forum uczestniczyli przedstawiciele organów regulacji energetyki krajów kandydujących do Unii Europejskiej. W trakcie obrad przedyskutowano problemy rozwoju konkurencyjnego rynku gazu w Europie. Wiele z nich ma istotne znaczenie dla Polski w perspektywie akcesji naszego kraju do Unii Europejskiej.

Od czasu wejścia w życie Dyrektywy Gazowej 98/30/EC w krajach Unii Europejskiej następuje rozwój rynku gazowego. Jednak nadal istnieją, trudności wejścia na rynek, zwłaszcza dla nowych podmiotów, i działania efektywnie bez narażania się na praktyki dyskryminacyjne. Postęp osiągnięto w ujednoczeniu struktur taryf przesyłowych i ich przejrzystości, w procedurach oferowania wolnych mocy przesyłowych i praktyk świadczenia usług przesyłowych, w tym bilansowania systemów. Osiągnięto to m.in. dzięki pracom Połączonej Grupy Roboczej składającej się z przedstawicieli Komisji Europejskiej, Rady Europejskich Regulatorów Energetyki (CEER) i rządów zainteresowanych krajów UE, a także dzięki pracom wykonanym przez organizacje przemysłu gazowniczego, a zwłaszcza Europejskiego Stowarzyszenia Operatorów Przesyłu Gazu (GTE – Gas Transmission Europe). Nie udało się jeszcze uzgodnić w pełni wspólnej strategii rozwoju jednolitego rynku gazu w Europie, co zaleciło IV Forum Madryckie. Wskazano jednak kierunki dalszych prac w tym zakresie i przyjęto, że jako założenie należy przyjąć regulowany dostęp do sieci przesyłowych, a więc pod nadzorem narodowych regulatorów energetyki. Nadal jednak występują rozbieżności dotyczące szczegółów polityki w zakresie rozszerzania grup odbiorców upoważnionych do TPA i wyboru dostawcy gazu.

Struktura taryf

W gazownictwie europejskim nie ma do tej pory taryf granicznych pomiędzy poszczególnymi systemami prze-

syłowymi. Każdy użytkownik sieci płaci sekwencyjnie za usługi przesyłowe poszczególnych operatorów wg taryf jeszcze istotnie się różniących. Prowadzi to do zakłóceń płynności transakcji handlowych, gdyż niektórzy operatorzy mogą poprzez szczególną politykę taryfową wprowadzać elementy dyskryminacji podmiotów na rynku. Nie można bowiem liczyć na pojawienie się konkurencji w usługach przesyłowych gazu, aczkolwiek w niektórych krajach istnieją dublujące się systemy. Stąd Komisja Europejska widzi konieczność wprowadzenia w Europie w pełni jednolitej struktury i jednolitych zasad kalkulacji opłat przesyłowych.

Na podstawie rekomendacji CEER V Forum Madryckie ustaliło cztery główne zasady taryfikacji usług przesyłowych:

- Niedyskryminacyjny dostęp do sieci i usług oferowanych przez operatora systemu (TSO – Transmission System Operator);
- Niedyskryminacyjny dostęp do informacji o bieżących warunkach funkcjonowania systemu przesyłowego a także użytkowników systemu w zakresie nie naruszającym zasad konkurencji;
- Opłaty przesyłowe odzwierciedlające koszty przesyłu bez subsydiowania skrótnego pomiędzy użytkownikami systemu;
- Zapewnienie efektywnego wykorzystania sieci przesyłowej.

Taryfy ponadto powinny zapewniać:

- Efektywność obrotu gazem poprzez wyodrębnienie rejonów węzłowych w sieci (hubs) umożliwiające poprawną konkurencję dostawców gazu;
- Poziom opłat w taryfach wynikający z modelowania przepływów gazu i kosztów związanych z konfiguracją sieci;
- Strukturę opłat w taryfach generującą właściwe sygnały dla potencjalnych użytkowników sieci przesyłowej;
- Odpowiedni stopień przejrzystości dla wszystkich podmiotów na rynku;
- Uzasadniony poziom zwrotu z kapitału dla właścicieli przedsiębiorstw pełniących funkcje operatorów systemów przesyłowych;
- Możliwość weryfikacji struktury i poziomu opłat przez organy regulacyjne.

Powyższe ustalenia stwarzają wyzwania dla projektantów struktury taryf przesyłowych, gdyż trzeba pogo-

dział niezbędna precyzję i dywersyfikację opłat w celu zapewnienia niedyskryminacji podmiotów na rynku z konieczną prostotą taryf, wymaganą przez zasadę przejrzystości.

Większość uczestników V Forum poparła propozycję ujednoczenia struktury taryf przesyłowych opartą na określeniu stawek opłat na drodze z rejonu dostawy do rejonu poboru gazu z sieci (system taryfowania „entry/exit”). Szczególnym przypadkiem tego rodzaju taryfy jest taryfa dla określonych punktów sieciowych dostawy i poboru gazu (system „point to point”). Nie uzyskały poparcia taryfy dystansowe (określające stawki opłat na jednostkę odległości przesyłu), ani stawki określone metodą „znacznka pocztowego”, jako powodujące zbyt wysoki stopień subsydiowania skrótnego pomiędzy użytkownikami sieci. Przedstawiciele GTE zwracają uwagę na potrzebę uwzględnienia w taryfach raczej istniejących ograniczeń mocy przesyłowej niż konfiguracje możliwych obecnie przepływów gazu sieciami europejskimi. Umożliwiłoby to stopniowe likwidowanie „wąskich gardeł” w sieciach poszczególnych operatorów. Tym bardziej, że uzyskanie niezbędnych danych od dostawców gazu w celu stworzenia wiarygodnego modelu rozptyłów do opracowania właściwej struktury taryf jest zadaniem niezwykle trudnym, gdyż podmioty na rynku nie chcą ujawniać w pełni swoich zamierzeń.

Forum zaleciło dalsze prace nad strukturą taryf przesyłowych uwzględniające m.in.:

- możliwość specjalnego taryfowania podmiotów wyrażających zgodę na dostawy przerywane wynikające z ograniczeń systemowych;
- możliwość obciążania użytkowników skutkami finansowania inwestycji usuwających ograniczenia mocy przesyłowych;
- potrzebę uproszczenia taryf dla przesyłu krótkodystansowego oraz
- ewentualne wydzielenie taryf dla tranzytu (obecnie taryfy nie rozróżniają przesyłu od tranzytu).

Zasady działania jednolitego rynku gazu

Madryckie Forum przyjęło dokument zawierający wytyczne metodologiczne określania wolnych mocy przesyłowych i wymagania przejrzystości dla ich ogłaszania na potrzeby użytkowników systemów przesyłowych. W dokumencie wskazano na celowość odrębnego określania i ogłaszania na stronach internetowych wolnych mocy terminali LNG, mocy instalacji regazyfikacyjnych i zbiorników LNG.

Stwierdzono, że obok właściwej polityki taryfowej operatorzy systemów przesyłowych powinni szczególną uwagę przywiązywać do sterowania ograniczeniami sieciowymi w sposób, który zapewniłby niedyskryminacyjne traktowanie uczestników rynku. Chodzi w tym przypadku o publikowanie na bieżąco (w perspektywie miesięcznej i dobowej) dostępnych mocy przesyłowych w każdym rejonie dostaw i poboru gazu z systemu oraz o stosowanie obiektywnych zasad ich wykorzystywania (aukcje cenowe, czasowe).

W zaleceniach Forum podkreśla się konieczność stosowania reguł rynkowych, które m.in. nakładają obowiązek bilansowania się uczestników rynku w cyklu dobowym (stwierdzono, że bilansowanie w cyklu godzinnym nie jest uzasadnione). Ów wymóg pozwoli ograniczyć zakres bieżącego bilansowania systemu przez operatorów. Wymuszenie bilansowania na uczestnikach rynku zamierza się osiągnąć przez stosowne opłaty, również restrykcyjne (choć jest to kontestowane przez przedsiębiorstwa obrotu), za niebilansowanie, pobierane w taryfie za świadczenie usług przesyłowych.

Podczas obrad Forum poinformowano, że od 1 kwietnia 2002 r. powstaje nowa otwarta europejska organizacja przedsiębiorstw gazowniczych EASEE – Gas (European Association for Streamlining of Energy Exchange – Gas), która ma za zadanie wypracowanie zasad rozwoju rynku gazu w Europie. Organizacja jest otwarta dla wszystkich rodzajów podmiotów uczestniczących w rynku gazu, aby zapewnić konieczną współpracę w tworzeniu rynku zarówno producentów i dostawców gazu, przedsiębiorstw sieciowych i obrotu gazem. Dotychczasowe organizacje grupujące na ogół przedsiębiorstwa o tym samym charakterze koncentrowały się na lobbingu własnych interesów, co przeszkadzało w tworzeniu rynku zintegrowanego¹⁾. Okazuje się, że w ramach „lobbingowych organizacji” do tej pory nie udało się nawet uzgodnić wspólnych jednostek pomiarowych, co w tworzeniu rynku zintegrowanego ma zasadnicze znaczenie. Jednym z pierwszych zadań nowej organizacji będzie ustalenie technicznych warunków współpracy podmiotów na rynku gazu, w tym warunków i jednostek pomiarowych.

Kontrakty długoterminowe

Kontrakty długoterminowe uznano za niezbędny instrument na rynku zapewniający akceptowalny poziom ryzyka dla inwestorów, związanego z finansowaniem kapitałochłonnych inwestycji gazowych, przede wszystkim prowadzonych przez dostawców gazu. Z przeglądu sytuacji wykonanego przez Komisję Europejską w zakresie kontraktowania dostaw gazu w krajach europejskich wynika, że do 2010 roku średnio ok. 90% rocznych dostaw gazu w krajach Unii Europejskiej jest i będzie objęte kontraktami długoterminowymi. Niektóre kraje mają zawarte kontrakty importowe na wolumen przekraczający aktualne i obecnie przewidywane zużycie. Dla 2000 r. dane wskazują na przekontraktowanie wielu krajów Unii Europejskiej (por. dane w tabeli 1).

Formuła „bierz lub płać” (take or pay) będzie nadal stosowana w kontraktach długoterminowych, co będzie stwarzać poważne uszczywnienie rynków konkurencyjnych. Dla transakcji pomiędzy krajami Unii Europejskiej

1) Na marginesie można zauważyć to samo zjawisko w Polsce w odniesieniu do tworzenia rynku energii elektrycznej, gdzie działają lobbingowe grupy tych samych interesów wzajemnie się zwalczające.

Tabela 1. Sumaryczne wolumeny dostaw gazu w 2000 r. objęte długoterminowymi kontraktami importowymi w krajach Unii Europejskiej (wg wstępnego dokumentu roboczego V Forum Madryckiego z zastrzeżeniem możliwych niedokładności)

	Zużycie gazu (mld m ³)	Import objęty KDT (mld m ³)	Produkcja własna (mld m ³)	Udział KDT w zużyciu (%)
Austria	7.3	6.8	1.8	93
Belgia	15.9	17.8	0.0	+100
Dania	4.6	Eksporter	8.1	Eksporter
Finlandia	4.1	3.4	0.0	Całość kontrakt z Gazpromem
Francja	42.4	43.7	1.7	+100
Niemcy	83.3	75.9	18.7	91
Grecja	2.0	5.5	0.0	+100
Włochy	68.8	55.7	15.9	81
Holandia	40.9	8.2	61.4	20
Portugalia	2.4	2.5	0.0	+100
Hiszpania	18.1	20.3	0.2	+100
Szwecja	1.0	1.1	0.0	+100
Wielka Brytania	97.2	1.6	110.1	2

wprowadza się ograniczenia prawne zarówno zakresu KDT, jak i formuły „bierz lub płać”.

Jedną z metod ograniczania zakresu KDT jest zobowiązanie krajów członkowskich do spowodowania odsprzedaży części zobowiązań kontraktowych przez monopolistycznych kontrahentów w ramach tzw. programów „uwolnienia” (release programmes). Niektóre z krajów już zastosowały te programy w odniesieniu do gazu (Wielka Brytania, Włochy) i w odniesieniu do energii elektrycznej (Wielka Brytania, Francja, Włochy, Irlandia).

W zakresie formuły „bierz lub płać” proponuje się wprowadzenie uelastycznienia warunków stosowania tej formuły przez np. zezwolenie na odsprzedaż wolumenu gazu przekraczającego zapotrzebowanie lub na przemieszczanie w czasie działania tej formuły w horyzoncie kontraktowym. Jak wynika z dotychczasowych informacji nie uzgodniono jeszcze możliwości uelastycznienia KDT z głównym dostawcą gazu do Europy – Gazpromem.

Z przebiegu obrad Forum wynika również, że pozycja organizacji konsumenckich gazu jest jeszcze dość słaba. W obradach Forum uczestniczyli praktycznie

przedstawiciele tylko jednej liczącej się organizacji konsumenckiej (dużych odbiorców chemicznych).

* * *

Generalnie z obrad Forum Madryckiego wynika, że istnieje determinacja uczestników wdrażania jednolitego rynku gazu w Europie w oparciu o Dyrektywę Gazową. Pozostaje do rozwiązania jednak wiele problemów ograniczających zakres i efektywność rynku konkurencyjnego w Europie.



Autor pełni obowiązki dyrektora Departamentu Promowania Konkurencji URE

ZAKŁAD GEOTERMALNY W MSZCZONOWIE – NIEKONWENCJONALNE ŹRÓDŁO ENERGII W POLSCE

mgr inż. Marek Balcer

25 maja 2000 r. oddana została do użytku, trzecia w naszym kraju, instalacja geotermalna w Mszczonowie. W 1992 roku władze samorządowe Mszczonowa postanowiły bliżej przyjrzeć się istniejącemu na terenie miasta otworowi geotermalnemu, wykonanemu w 1976 r. W trakcie badań poszczególnych poziomów geologicznych stwierdzono występowanie ciepłych wód podziemnych zarówno na poziomie dolnej i górnej jury, jak również na poziomie dolnej i górnej kredy. Określono wtedy również temperaturę tej wody (75° do 25°C).

W 1992 r. władze samorządowe Mszczonowa zleciły opracowanie wstępnej oceny możliwości wykorzystania odwiertu w Mszczonowie dla pozyskiwania ciepła do celów gospodarczych. Niezależnie od działań podejmowanych w Mszczonowie, w 1993 r. w Żyrardowie pojawiła się inicjatywa wybudowania instalacji geotermalnej dla miasta Żyrardowa. Inicjatywa ta nabrała bardziej konkretnych wymiarów z chwilą rozpoczęcia rozmów z przedstawicielami Banku Światowego. Wynikiem tych rozmów było powołanie do życia w czerwcu 1994 r. spółki akcyjnej pod nazwą „Geotermia Żyrardowska”.

Ówczesne władze spółki podjęły się konsolidacji wszystkich „działań geotermalnych” w rejonie. We wrześniu 1995 r. spółka „Geotermia Żyrardowska” zmieniła swoją nazwę na „Geotermia Mazowiecka” dołączając do grona swoich akcjonariuszy m.in. Wojewodę Skierniewickiego oraz gminy Skierniewice i Mszczonów.

Od samego początku firma „Geotermia Mazowiecka” postawiła sobie dwa podstawowe zadania: współpracę z Bankiem Światowym w celu oceny możliwości sfinansowania realizacji instalacji geotermalnej w Skierniewicach i Żyrardowie i budowę przy udziale polskich źródeł finansowania „Zakładu Geotermalnego” w Mszczonowie.

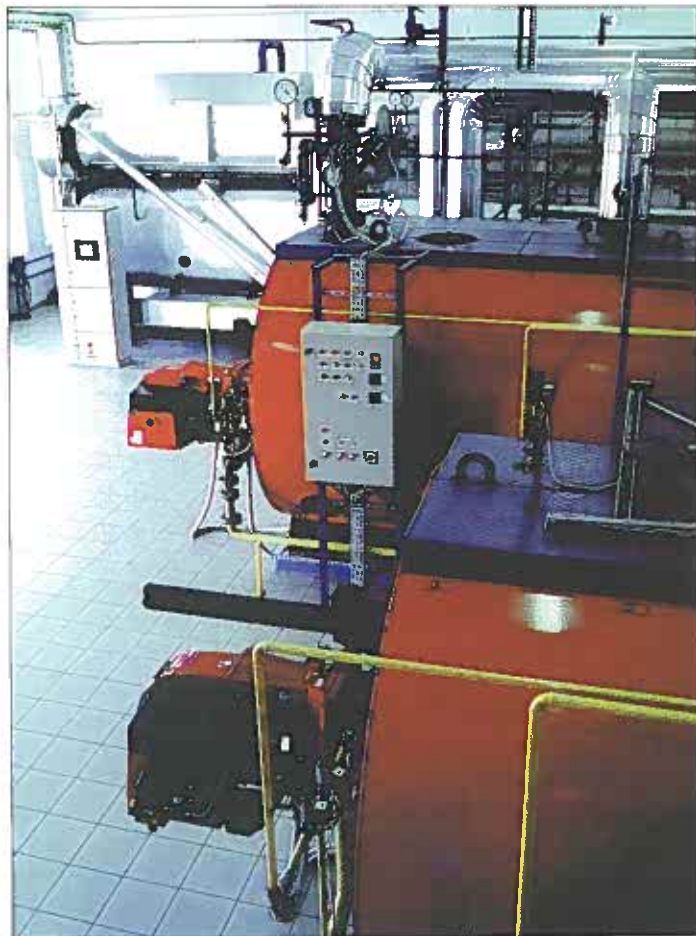
„Zakład Geotermalny w Mszczonowie”

Ostatecznie spółka zdecydowała się na wykorzystanie właściwości wody geotermalnej w Mszczonowie niewystępujących w innych rejonach kraju. Występowanie ciepłych wód geotermalnych w odwiercie Mszczonów IG-1 na poziomie dolnej kredy, o bardzo niskiej mineralizacji (poniżej 0,6 g/l) pozwalała na rezygnację z konieczności jej zatłaczania po odebraniu ciepła do tego

samego poziomu wodonośnego. Ponadto skład chemiczny wody geotermalnej stwarzał możliwości jej gospodarczego wykorzystania po schłodzeniu, np. do celów pitnych.

Pierwotne założenia techniczne zakładały:

- wykonanie rekonstrukcji odwiertu Mszczonów IG-1 i udostępnienie do eksploatacji dolnokredowego poziomu wodonośnego (1600 do 1700 m ppt);
- przepompowanie wody geotermalnej do zlokalizowanego w centrum miasta Zakładu Geotermalnego;
- wybudowanie Zakładu Geotermalnego z wykorzystaniem technologii opartej na odzysku ciepła z wody geotermalnej przy pomocy absorpcyjnej pompy ciepła zasilanej gazowym kotłem wysokoparametrowym. Układ ten współpracuje z dwoma



Instalacja geotermalna – widok ogólny



Zespół kotłów szczytowych

kotłami gazowymi niskoparametrowymi stanowiącymi tzw. szczytową technologię grzewczą;

- skierowanie wody geotermalnej do stacji uzdatniania wody współpracującej z miejską siecią wodociągową.

Rozwiązania techniczne projektu

Woda geotermalna wydobywana jest z odwiertu geotermalnego Mszczonów IG-1 za pomocą wielostopniowej pompy głębinowej typu GC i przetłaczana jest preizolowanym rurociągiem Dn 125, L=1650 mb do zlokalizowanego w centrum Mszczonowa Zakładu Geotermalnego. Temperatura początkowa wody geotermalnej, przy przepływie nominalnym 55 m³/h, wynosi 42°C. Z ekonomizera woda o temperaturze około 42°C trafia do absorpcyjnej pompy ciepła o mocy nominalnej 2,7 MW, gdzie schładzana jest do temperatury 20 do 30°C w zależności od aktualnych potrzeb układu ciepłego Mszczonowa.

Woda geotermalna po wyjściu z pompy ciepła i schładzacza wentylatorowego przetłaczana jest do zlokalizowanej w pobliżu stacji uzdatniania wody. Zmodernizowana stacja uzdatniania wody wyposażona w pełni automatyczne filtry mineralne miesza wodę geotermalną i wodę czwartorzędową, uzdatnia je i pompami 3-go stopnia podaje do miasta.

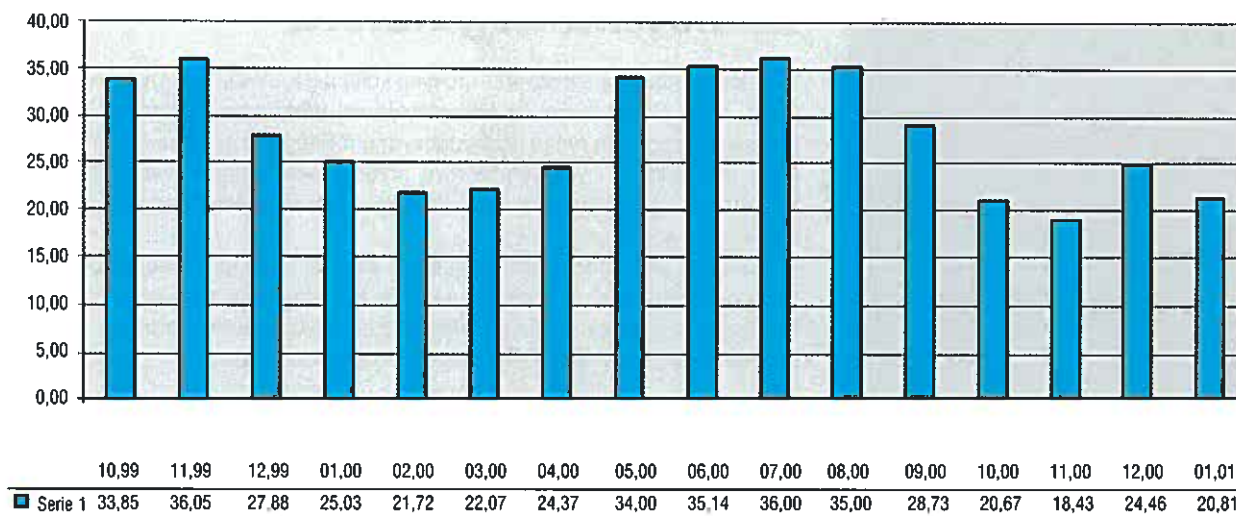
Biorąc pod uwagę duży stopień zaawansowania technologicznego źródła geotermalnego w Mszczonowie, „Geotermia Mazowiecka” S.A. podjęła decyzję o doposażeniu instalacji geotermalnej w automatyczny system sterowania i monitoringu instalacji. Wdrożenie systemu rozpoczęło się w listopadzie 2000 r. i w zasadzie



Absorpcyjna pompa ciepła

trwa do dzisiaj. Długi okres prac wdrożeniowych wiąże się przede wszystkim z nowatorstwem zastosowanych urządzeń i rozwiązań technologicznych. Pierwsze efekty działania systemu były odczuwalne już w tym sezonie grzewczym. Polegały one głównie na:

- możliwości obniżenia kosztów funkcjonowania zakładu Geotermalnego poprzez bezobsługowe jego dozоровanie. System przez całą dobę czuwa nad najbardziej newralgicznymi punktami pracy układu i poprzez łączność GSM natychmiast informuje dyżurną obsługę o ewentualnych awariach poszczególnych elementów układu;
- możliwości zdalczynnego sterowania układem i jego głównymi parametrami (ilości wody sieciowej i jej temperaturze, temperaturze pracy kotła wysokoparametrowego, ciśnieniu dyspozycyjnemu, uruchomieniu i zatrzymaniu układu, itd.);
- możliwości ograniczenia zużycia gazu poprzez ciągłą kontrolę chwilowej mocy palników kotłowych.

Zużycie gazu na jednostkę ciepła (m^3/GJ)

M3

Podstawową zaletą systemu jest również archiwizacja danych z pracy układu geotermalnego rejestrującego odczyty w ponad 60 punktach systemu w odcinku czasowym co 15 sekund. Pozwala to na bardzo precyzyjne zoptymalizowanie pracy układu dla rzeczywistych warunków systemu ciepłego Mszczonowa.

Efekty ekonomiczne i ekologiczne projektu

Podstawowym założeniem projektu było wyeliminowanie z produkcji ciepła trzech przestarzałych technologicznie kotłowni węglowych zlokalizowanych w centrum miasta, modernizacja systemu dystrybucji ciepła oraz budowa nowoczesnego, proekologicznego źródła ciepła.

Uruchomienie Zakładu Geotermalnego pozwoliło również na wyeliminowanie spalania w mieście około 4,5 tys. ton węgla w skali roku. Spowodowało to redukcję szkodliwej emisji do atmosfery o następującym wymiarze:

- dwutlenek siarki o 100%
- tlenki azotu o 82,9%
- tlenek węgla o 98,5%
- dwutlenek węgla o 74,8%
- sadza i pył o 100%

Na jednoznaczne określenie efektów ekonomicznych pracy Zakładu Geotermalnego należy jeszcze, niestety, poczekać. Przedstawiony powyżej wykres pozwala stwierdzić, że w optymalnych warunkach pracy instalacja geotermalna pozwala na zredukowanie zużycia gazu o co najmniej 30%. Równocześnie jednak cena gazu w ciągu ostatnich 30 miesięcy (tj. od dnia uruchomienia instalacji geotermalnej) wzrosła o około 60%. Sytuacja ta spowodowała, że finalny odbiorca ciepła – mieszkańiec Mszczonowa, uruchomienie Zakładu Geotermalnego kojarzy niestety z podwyżką cen ciepła.

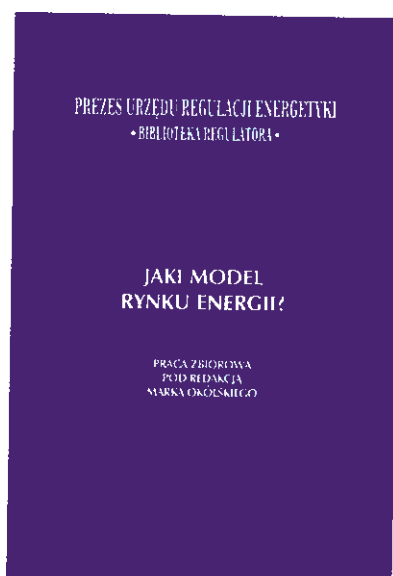
Wydaje się, że dopóki w Polsce ceny podstawowych konwencjonalnych nośników energii (węgla, ropy i gazu) nie ustabilizują się i nie będą porównywalne z cenami

tych nośników na świecie, próby oceny efektywności ekonomicznej odnawialnych źródeł energii w porównaniu ze źródłami konwencjonalnymi nie mają większego sensu.

Zupełnie oddzielnym problemem jest centralne popieranie tego typu inicjatyw, wynikające chociażby z międzynarodowych zobowiązań Polski. Biorąc pod uwagę fakt, że średnio koszty inwestycyjne w niekonwencjonalnych źródłach energii są od dwóch do pięciu razy wyższe niż w przypadku źródeł tradycyjnych (Mszczonów 7,4 MW – koszt 11 mln zł), brak odgórnych regulacji prawnych premiujących tego typu przedsięwzięcia, z góry skazuje je na niepowodzenie. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku, będące aktem wykonawczym do ustawy – Prawo energetyczne, na które wszyscy zainteresowani długo czekali, miało być próbą odgórnego uregulowania tych problemów. Niestety, okazało się dużym niewypałem, nie mającym nic wspólnego z praktyką. Akt ten jest praktycznie nie do wykorzystania w realiach Polski i wymaga pilnego poprawienia. W przeciwnym razie inicjatywy budowy ekologicznych źródeł energii w Polsce całkowicie znikną.



Autor jest Prezesem Zarządu „Geotermia Mazowiecka” S.A.



Biblioteka Regulatora

„Jaki model rynku energii?” – to tytuł kolejnego, czwartego już, tomu wydanej przez Urząd Regulacji Energetyki serii *Biblioteka Regulatora*. Jest to pierwsza na polskim rynku wydawniczym publikacja, dotycząca rynku energii, która tak szeroko i wielowarstwowo przedstawia skomplikowane problemy związane z konsekwentnym, choć jakże trudnym dochodzeniem do polskiego modelu rynku energii.

Książka „Jaki model rynku energii?” stanowi zbiór indywidualnych autorских poglądów i opinii, które dla większej przejrzystości pogrupowane zostały w trzy podstawowe bloki, odpowiadające tradycyjnemu podziałowi na główne podsektory energetyki: elektroenergetykę, ciepłownictwo i gazownictwo. Każda z tych części obejmuje rozważania nad przyjętym lub pożądanym, zdaniem poszczególnych autorów, modelem rynku, strategią jego realizacji i problemami z tym związanymi w tak zwanym okresie przejściowym.

Mimo, iż autorzy poszczególnych rozdziałów tej publikacji są ludźmi związanymi z Urzędem Regulacji Energetyki, nie przedstawia ona jednak, jak wspomniano wyżej, ani jednolitego, ani tym bardziej oficjalnego stanowiska regulatora.

I jest to chyba największy atut tej publikacji. Nie można bowiem zadekretować jednego doskonałego modelu rynku energii podobnie jak nie istnieje jeden doskonały mechanizm rynkowy w ogóle. Choć w praktyce funkcjonowanie tego mechanizmu rozstrzyga o zdefiniowaniu konkretnej gospodarki jako dojrzałej czy rozwiniętej, nie oznacza to – jak piszą we wprowadzeniu do niniejszej publikacji Agnieszka Dobroczyńska i Leszek Juchniewicz – że istnieje jeden, ogólnie przyjęty i zaakceptowany model gospodarki rynkowej. Wraz z tym, jak ludzkość gromadziła doświadczenie w funkcjonowaniu rynku, i w zależności od tego jakie wyciągano wnioski z działania mechanizmu rynkowego, tworzone przeciw różne wersje rynku.

Mamy nadzieję, że głosy i opinie autorów czwartego tomu serii *Biblioteka Regulatora* staną się nie tylko interesującą lekturą zarówno dla przedstawicieli środowiska energetyków jak i naukowców i polityków zajmujących się tą problematyką, ale także istotnym zarzewiem szerszej pogłębionej i konstruktywnej dyskusji zarówno na temat modelu rynku energii jak i problemów regulacji energetyki w ogóle.

Niniejsza pozycja, podobnie jak wcześniej wydane tomy z tej serii, dostępna jest również na stronie internetowej URE pod adresem: <http://www.ure.gov.pl>.

SPOŁECZNY KOMITET POMOCY OFIAROM POWODZI przy URZĘDZIE REGULACJI ENERGETYKI ul. Chłodna 64 00-872 Warszawa

działając na podstawie decyzji Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji
z dnia 14 sierpnia 2001 r., znak: ZK-VI-632-108/187/01/2,
uzupełnionej decyzją z dnia 23 sierpnia 2001 r., znak: ZK-VI-632-108/187/01/2,
zakończył zbiórkę publiczną z przeznaczeniem dla ofiar powodzi,
która wystąpiła na obszarze Polski w 2001 roku.

Ofiarodawcami były wyłącznie osoby fizyczne, głównie pracownicy URE.

W czasie trwania zbiórki zgromadziliśmy 105.249,42 zł, z tego:

- 1) 5.388,90 zł otrzymało Publiczne Przedszkole w Kunowie,
- 2) 97.445,32 zł otrzymała Fundacja Polska Akcja Humanitarna,
- 3) 2.415,20 zł wnoszą koszty prowadzenia rachunku bankowego oraz obligatoryjnego ogłoszenia.

Spółeczny Komitet Pomocy Ofiarom Powodzi przy Urzędzie Regulacji Energetyki serdecznie dziękuje wszystkim ofiarodawcom, dzięki którym mogliśmy pomóc powodziarzom.

SŁOWNIK REGULACJI I REGULATORA

IEA (International Energy Agency) – Międzynarodowa Agencja Energii – została założona w listopadzie 1974 r., jako organizacja afiliowana przy OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development), w odpowiedzi na kryzys naftowy z lat siedemdziesiątych. Statut członków IEA uzyskało 26 krajów należących do OECD, w tym kraje UE oraz Australia, Czechy, Japonia, Kanada, Korea, Norwegia, Nowa Zelandia, Szwajcaria, Turcja, USA, Węgry. Polska obecnie ubiega się o przyjęcie w poczet członków IEA.

Celem działania IEA jest szeroko pojęta współpraca zapewniająca bezpieczeństwo energetyczne oraz ochronę przed ewentualnymi kryzysami. Zadania IEA obejmują:

- dążenie do zmniejszenia uzależnienia gospodarki od ropy naftowej, poprzez dywersyfikację zużywanych paliw i źródeł ich pochodzenia, oszczędzanie i efektywne użytkowanie energii, rozwój alternatywnych źródeł energii, itp.,
- podejmowanie współpracy z krajami wydobywającymi ropę naftową i gromadzenie informacji o międzynarodowych rynkach ropy naftowej,
- prowadzenie długofalowej polityki ochrony środowiska naturalnego przed skutkami zużycia energii,
- podejmowanie badań nad nowymi rodzajami energii i technologiami ich wykorzystania,
- dbałość o właściwy poziom cen energii umożliwiający prawidłowe funkcjonowanie rynku.

IEA stanowi obecnie główne źródło informacji i danych statystycznych o energetyce na świecie. Regularnie przygotowuje i publikuje raporty na temat polityki energetycznej swoich członków i pozostałych wybranych krajów.

(B. T., M. W.)

IGU (International Gas Union) – Międzynarodowa Unia Gazownicza – została utworzona w 1931 r. Jest organizacją światową o charakterze nie komercyjnym i nie rządowym, zarejestrowaną w Vevey w Szwajcarii z sekretariatem w Hoersholm w Danii. Członkami IGU są najbardziej reprezentatywne organizacje gazownicze danego kraju (z 64 krajów, w tym z Polski), które zrzeszają producentów gazu ziemnego, operatorów gazociągów przesyłowych, dystrybutorów, instytuty technologiczne i naukowe, itd.

Główny cel IGU to promowanie postępu technicznego i ekonomicznego w światowym przemyśle gazowym poprzez ułatwienie wymiany informacji, zarówno z dziedziny technologii i know-how, jak i informacji ekonomicznych. Przedmiotem zainteresowania są problemy związane m.in. z:

- poszukiwaniem, wydobyciem i przetwarzaniem gazu oraz jego przesyłem i dystrybucją,
- podziemnymi magazynami gazu,
- wykorzystaniem gazu w poszczególnych sektorach gospodarki,
- ochroną środowiska naturalnego, bezpieczeństwem i zdrowiem ludności.

(B. T., M. W.)

ETSO (European Transmission System Operators) – Stowarzyszenie Europejskich Operatorów Systemów Przesyłowych – zostało utworzone w 1999 r. jako związek czterech regionalnych organizacji zrzeszających operatorów sieci przesyłowych z Irlandii, Wlk. Brytanii, Skandynawii oraz Zachodniej

i Środkowej Europy. W 2001 r. ETSO stało się międzynarodową organizacją, do której przystąpiło 32 niezależnych operatorów sieci przesyłowych z 15 krajów UE oraz Norwegii i Szwajcarii. Wkrótce członkiem ETSO zostanie Słowenia.

Stowarzyszenie prowadzi działalność o charakterze naukowo-badawczym na zasadach non-profit i realizuje następujące cele:

- wypracowywanie i doskonalenie wspólnych reguł odnoszących się do harmonizacji i ustanowienia zasad, wspomagających rozwój Wewnętrznego Rynku Energii Elektrycznej,
- nawiązywanie kontaktów i współpraca z organizacjami i instytucjami posiadającymi zbliżone cele działalności,
- badanie i rozwiązywanie problemów o charakterze naukowym i prawnym, leżących w obszarze wspólnego zainteresowania operatorów systemów przesyłowych.

Nowi członkowie Stowarzyszenia muszą spełnić następujące minimalne wymagania:

- przedsiębiorstwo przesyłowe musi zostać wyznaczone do pełnienia funkcji Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) na podstawie jakichkolwiek obowiązujących przepisów określających wspólne zasady dla Wewnętrznego Rynku Energii Elektrycznej;
- przedsiębiorstwo przesyłowe jako OSP musi posiadać wyłączną odpowiedzialność za regulację częstotliwości oraz za zarządzanie wymianą energii zgodnie z przyjętymi grafikami na określonym obszarze, który znajduje się w granicach Unii Europejskiej lub w kraju, który zawarł porozumienie z UE, zgodnie z zasadami określonymi dla Wewnętrznego Rynku Energii Elektrycznej.

Operator Systemu Przesyłowego, który nie jest członkiem Stowarzyszenia, może zostać przyjęty w poczet członków stowarzyszonych, pod warunkiem spełnienia w krótkim okresie wymagań technicznych, regulacyjnych i rynkowych, niezbędnych dla uzyskania pełnego członkostwa w ETSO.

(B. T., M. W.)

WEC (The World Energy Council) – Światowa Rada Energii – założona w 1924 r. z siedzibą w Londynie, jest główną międzynarodową, multienergetyczną organizacją o charakterze nie rządowym i nie komercyjnym. Posiada swoje Komitety Członkowskie w ponad 90 krajach o największej produkcji i konsumpcji energii (w tym w Polsce). Członkami WEC mogą być przedsiębiorstwa energetyczne, producenci paliw, ministerstwa właściwe ds. energetyki, narodowe stowarzyszenia energetyczne, decydenci i politycy, agencje rządowe, instytuty badawcze i akademickie, odbiorcy energii, organizacje ekologiczne.

Wśród celów działania WEC można wyróżnić:

- propagowanie nowoczesnej technologii pozyskiwania i wykorzystania energii poprzez organizowanie kongresów, warsztatów i seminariów,
- promowanie i podejmowanie badań, mających na celu doskonalenie metod pozyskiwania i wykorzystania energii przy jak najmniej szkodliwym wpływie na środowisko naturalne oraz publikowanie i rozpowszechnianie wyników takich badań,
- współpraca z innymi organizacjami sektora energetycznego dla osiągnięcia wspólnych celów.

(B. T., M. W.)



URE
URZĄD REGULACJI ENERGETYKI