

NR 2
2003

3 marca 2003

BIULETYN
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze m.in.:

- **Interpretacja art. 45 b**
- **Rynek energii elektrycznej**
- **Zasady WTO**
- **Elektroniczny Kantor Energii**

Urząd Regulacji Energetyki

00-872 Warszawa, ul. Chłodna 64

Prezes	tel. 66-16-302 fax 66-16-300
Wiceprezes	tel. 66-16-202 fax 66-16-200
Dyrektor Generalny	tel. 66-16-102 fax 66-16-106
Gabinet Prezesa	tel. 66-16-302 fax 66-16-300
Departament Przedsiębiorstw Energetycznych	tel. 66-16-238 fax 66-16-319
Departament Taryf	tel. 66-16-210 fax 66-16-219
Departament Promowania Konkurencji	tel. 66-16-232 fax 66-16-225
Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych	tel. 66-16-314 fax 66-16-321
Biuro Prawne	tel. 66-16-130 fax 66-16-134
Biuro Obsługi Urzędu	tel. 66-16-155 fax 66-16-177
Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii	tel. 66-16-305 fax 66-16-200
Kancelaria Ogólna – informacje	tel. 66-16-107 fax 66-16-152

Urząd Regulacji Energetyki

e-mail: ure@ure.gov.pl

adres internetowy: www.ure.gov.pl

Szanowni Czytelnicy!

Coraz częściej na łamach Biuletynu przedstawiamy kwestie rozstrzygnięcia przez Prezesa URE spraw spornych określonych w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Tym razem proponujemy Państwu lekturę tekstu Donaty Nowak, w którym poruszona została sprawa publicznoprawnego obowiązku przedsiębiorstwa energetycznego zawarcia z odbiorcą umowy dostawy ciepła.

W dziale „Prawo” zachęcamy także do przeczytania artykułu Ryszarda Taradejny pt. „Uwarunkowania prawne realizacji art. 45b Prawa energetycznego”, w którym autor przedstawia wnioski, jakie można wyciągnąć z budzącej wiele wątpliwości interpretacji tego przepisu. Godnym polecenia jest również tekst Marka Zawiski, poświęcony problematyce kar pieniężnych nakładanych na przedsiębiorstwa energetyczne stosujące ceny i taryfy bez ich przedstawienia do zatwierdzenia Prezesowi URE.

Rynek Bilansujący, Operator Systemu Przesyłowego, Giełda Energii oraz relacje między nimi – to pojęcia, które dogłębnie omawiają Piotr Karaś i Agnieszka Panek w materiale opisującym tworzenie rynku energii elektrycznej od wejścia w życie Prawa energetycznego.

W dziale „Integracja Europejska” publikujemy trzy teksty, w których zawarte są informacje na następujące tematy: budowanie jednolitego rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej i trudności z tym związane; reguły obowiązujące w międzynarodowym handlu towarami i usługami oraz zakres, w jakim zostały one przeniesione do Traktatu Karty Energetycznej i mają zastosowanie w handlu energią i produktami energetycznymi; dialog energetyczny pomiędzy UE a Rosją.

Niedawno uruchomiona została nowa forma prowadzenia handlu energią – tzw. Elektroniczny Kantor Energii. O jego miejscu na rynku energii, zasadach działania i pierwszych doświadczeniach po jego uruchomieniu, pisze na naszych łamach Jarek Astramowicz, Prezes JAC EnTra.

Przypominamy, że 15 kwietnia br. upływa termin złożenia przez koncesjonariuszy sprawozdania z realizacji warunków określonych w koncesji oraz działalności w 2002 r. Wzory zmodyfikowanych formularzy, odrębnie dla każdego rodzaju działalności koncesjonowanej wraz z objaśnieniami, zamieszczone zostały we wkładce do Biuletynu. Dostępne są także na stronach internetowych URE.

Redakcja

SPIS TREŚCI

Prawo energetyczne – rozporządzenia	2
Uwarunkowania prawne realizacji art. 45b Prawa energetycznego	3
Publicznoprawny obowiązek przedsiębiorstwa energetycznego wynikający z koncesji elementem kształtującym właściwość Prezesa URE w sprawach rozstrzygnięcia sporów	7
Stosowanie cen i taryf bez ich przedstawienia do zatwierdzenia Prezesowi URE w orzecznictwie Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów	10
Prawne uwarunkowania stosowania podzielników kosztów ogrzewania i rozliczania kosztów ciepła w budynkach wielolokalowych	14
Spekulacja na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej	17
Wybrane zjawiska zachodzące na polskim rynku energii elektrycznej	22
Taryfy usług przesyłowych energii elektrycznej w krajach UE	26
Reguły WTO w handlu energią	31
Dialog energetyczny Unia Europejska- Rosja	35
Czy i w jaki sposób energetyka może pomóc słabym odbiorcom?	38
Elektroniczny Kantor Energii	41
Informacje i komunikaty	47

BIULETYN URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Wydawca: Urząd Regulacji Energetyki

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

Skład, 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 24 lutego 2003 r. Nakład: 2250 egzemplarzy. ISSN 1506-090X Cena zł 15

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

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

www.ure.gov.pl

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI

z dnia 5 grudnia 2002 r.

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

(Dz. U. Nr 213, poz. 1804)

Na podstawie art. 46 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255, z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099, z 2001 r. Nr 154, poz. 1800 i 1802 oraz z 2002 r. Nr 74, poz. 676, Nr 113, poz. 984 i Nr 135, poz. 1144) zarządza się, co następuje:

§ 1. W rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 20 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania

i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2001 r. Nr 1, poz. 8 i Nr 34, poz. 407) w § 31 ust. 3 wyrazy „przez okres sześciu miesięcy od dnia uzyskania koncesji” zastępuje się wyrazami „przez okres 9 miesięcy od dnia rozpoczęcia działalności gospodarczej, na którą uzyskało koncesję”.

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

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI, PRACY I POLITYKI SPOŁECZNEJ¹⁾

z dnia 20 stycznia 2003 r.

w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych.

(Dz. U. Nr 17, poz. 158)

Na podstawie art. 4b ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348, z późn. zm.²⁾) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa harmonogram uzyskiwania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych polegających na przesyłaniu zakupionych przez tych odbiorców od wybranych dostawców paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, w celu ich odbioru, zwanych dalej „odbiorcami uprawnionymi”.

§ 2. 1. Odbiorcy, którzy w 2003 r. zużyli paliwa gazowe na własne potrzeby, w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy w wielkości nie mniejszej niż 15 milionów m³ stają się odbiorcami uprawnionymi od dnia 1 stycznia 2004 r. oraz pozostają nimi w latach następnych.

2. Odbiorcy paliw gazowych wykonujący działalność gospodarczą na podstawie udzielonej koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej z wykorzystaniem tych paliw stają się odbiorcami uprawnionymi z dniem wejścia w życie rozporządzenia w zakresie ilości paliw gazowych wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej.

3. Odbiorcy niewymienieni w ust. 1 i 2, niezależnie od wielkości rocznego zużycia paliw gazowych, stają się odbiorcami uprawnionymi od dnia 1 stycznia 2006 r.

§ 3. 1. Odbiorcy, którzy w ciągu roku kalendarzowego zakupili energię elektryczną na własne potrzeby, z zastrzeżeniem ust. 2, począwszy od:

- 1) 2002 r. – w wielkości nie mniejszej niż 10 GWh,
 - 2) 2003 r. – w wielkości nie mniejszej niż 1 GWh
- stają się odbiorcami uprawnionymi od dnia 1 stycznia następnego roku oraz pozostają nimi w latach następnych.

2. Do wielkości zakupionej energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1, wlicza się wielkość energii wyprodukowanej we własnych źródłach.

3. Odbiorcy niewymienieni w ust. 1, niezależnie od wielkości rocznego zakupu energii elektrycznej, stają się odbiorcami uprawnionymi od dnia 1 stycznia 2006 r.

§ 4. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem, dystrybucją lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną stają się odbiorcami uprawnionymi z dniem wejścia w życie rozporządzenia w zakresie wielkości paliw gazowych lub energii elektrycznej dostarczanych przez te przedsiębiorstwa odbiorcom uprawnionym.

1) Minister Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej kieruje działem administracji rządowej – gospodarka, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 7 stycznia 2003 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej (Dz. U. Nr 1, poz. 5).

2) Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 1997 r. Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255, z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099, z 2001 r. Nr 154, poz. 1800 i 1802 oraz z 2002 r. Nr 74, poz. 676, Nr 113, poz. 984 i Nr 135, poz. 1144.

§ 5. Odbiorcy ciepła są odbiorcami uprawnionymi od dnia 1 stycznia 2003 r.

§ 6. 1. Wielkość rocznego zużycia paliw gazowych, o którym mowa w § 2, oraz zakupu energii elektrycznej, o którym mowa w § 3, stanowi sumę zużycia tych paliw oraz zakupu energii elektrycznej, włącznie z produkcją własną energii elektrycznej – w urządzeniach, instalacjach i obiektach, niezależnie od ich charakterystyki, przyłączonych do sieci danego przedsiębiorstwa energetycznego.

2. Wielkość rocznego zużycia paliw gazowych oraz zakupu

energii elektrycznej, o którym mowa w § 2 i 3, ustala się na podstawie dokumentów księgowych lub obowiązkowych sprawozdań.

§ 7. Traci moc 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).

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

UWARUNKOWANIA PRAWNE REALIZACJI ART. 45B PRAWA ENERGETYCZNEGO

Ryszard Taradejna

1. Idea ograniczania częstotliwości zmian (czytaj: podwyżek) cen za towary i usługi konsumpcyjne ma w Polsce długoletnią tradycję. Wystarczy przypomnieć praktykę stosowaną w czasach realnego socjalizmu. Powodowało to, że podwyżki te były bardzo wysokie, co z kolei powodowało protesty społeczne¹⁾ i sugestie – nieśmiało – by ceny podnosić częściej ale stopniowo.

Wydawać by się mogło, że ponad 10 lat uprawiania gospodarki wolnorynkowej wyeliminuje ten problem. Tak jednak się nie stało. Nadal obowiązuje bowiem regulacja umożliwiająca ustalanie – choć w ograniczonym zakresie – cen urzędowych²⁾, a w odniesieniu do energii elektrycznej i ciepła Minister Finansów posiadał to prawo do końca 1998 r.

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne³⁾ ustanowiła „mieszany” system wprowadzania taryf dla energii elektrycznej, ciepła i paliw gazowych: taryfy te, w myśl art. 47 ust. 1, ustalane są samodzielnie przez przedsiębiorstwa energetyczne (na zasadach określonych w art. 44, 45 i 46 – por. art. 47 ust. 2), lecz podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (art. 47 ust. 1 i 2), będącego centralnym organem administracji rządowej (art. 21 ust. 1). Przed-

siębiorstwo energetyczne uzyskało przy tym dość dużą swobodę w kształtowaniu taryfy, byleby tylko była ona zgodna z zasadami i przepisami, o których mowa w art. 44, 45 i 46.

Istotny wylom w tych zasadach wprowadził – w odniesieniu do ciepła – art. 45b, dodany z dniem 1 stycznia 2002 r.⁴⁾

Przepis ten pierwotnie stanowił, że „zmiany opłat za ciepło dostarczane odbiorcom nie mogą następować częściej niż raz na 12 miesięcy”. Ta, prosta na pozór, redakcja spowodowała wiele wątpliwości i kontrowersji zgłaszanych przez przedsiębiorstwa energetyczne, urzędników i prasę⁵⁾, w tym dotyczących jego zgodności z Konstytucją oraz możliwych sposobów jego interpretacji. Podnoszono przy tym, że ustawowy zakaz „zmian” opłat w niektórych przypadkach działałby na **niekorzyść** odbiorców, bowiem oznaczał również zakaz ich obniżania. Zgłaszane wątpliwości skłoniły Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki do wyrażenia swojego poglądu w tej sprawie. Przybrało to postać „Komunikatu w sprawie interpretacji art. 45b ustawy – Prawo energetyczne”, datowanego 17 stycznia 2002 r.⁶⁾ Prezes URE podzielił

1) Przypomnijmy choćby spowodowane podwyżkami cen protesty w grudniu 1970 r. i w czerwcu 1976 r.

2) Patrz ustawa z dnia 5 lipca 2001 r. o cenach (Dz. U. z 2001 r. Nr 97, poz. 1050 i z 2002 r. Nr 144, poz. 1022).

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

4) Przepis ten dodany został z inicjatywy poselskiej przez art. 2 pkt 2 ustawy z dnia 21 grudnia 2001 r. o zmianie ustaw: o Bankowym Funduszu Gwarancyjnym, Prawo energetyczne, o partiach politycznych (...) (Dz. U. z 2001 r. Nr 154, poz. 1802).

5) Por. np. artykuły H. Fedorowicz, zamieszczone w „Rzeczpospolitej: „Legislacyjny bubel” (z 14 stycznia 2002 r.), „Z korzyścią dla odbiorców” (z 18 stycznia 2002 r.); artykuł dotyczy stanowiska Prezesa URE – przyp. R. T.), „Ciepłownicy też chcą zmiany” (z 29 stycznia 2002 r.).

6) Komunikat ten udostępniony został prasie oraz zamieszczony na stronie internetowej URE (www.ure.gov.pl) i w Biuletynie URE Nr 2 z 1 marca 2002 r.

wiele z przedstawionych wątpliwości. Na szczególną wagę zasługuje następujące stwierdzenie zawarte w tym dokumencie:

*„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.** [to jest po dniu wejścia w życie tego przepisu – przypis R. T.]. 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.”*

2. W przedłożonym Sejmowi wiosną 2002 r. rządowym projekcie ustawy nowelizującej ustawę – Prawo energetyczne zaproponowano uchylene art. 45b. Jednakże w trakcie prac parlamentarnych przepis ten ostał się, przy czym nadano mu nowe brzmienie⁷⁾: *„zmiany cen i stawek opłat za ciepło stosowanych w rozliczeniach z odbiorcami nie mogą następować częściej niż raz na 12 miesięcy”*.

Redakcja ta również nie jest jednoznaczna i również budzi wątpliwości. Uwzględniając ten fakt, można z niej wyprowadzić – jak się wydaje – m.in. poniższe wnioski.

3. Dokonywanie zmian cen i stawek opłat za ciepło, stosowanych przez przedsiębiorstwo energetyczne **w rozliczeniach** z odbiorcami częściej niż raz na 12 miesięcy jest zabronione. Jeżeli więc przedsiębiorstwo energetyczne (np. spółka X) wprowadziło do stosowania nowe ceny i stawki opłat za ciepło wobec odbiorców np. z dniem 1 października 2002 r., to może dokonać zmiany tych cen i stawek opłat **nie wcześniej** niż po upływie 12 miesięcy od wprowadzenia ich do stosowania, tj. w dniu 1 października 2003 r.

Przedsiębiorstwo energetyczne, ustalając, a następnie przedstawiając do zatwierdzenia ustaloną przez siebie taryfę, winno liczyć się z konsekwencjami wynikającymi z tego przepisu, tj. z niemożnością zmiany cen i stawek opłat za ciepło ustalonych w tej taryfie przez okres co najmniej 12 miesięcy, pomimo wystąpienia nieprzewidzianych okoliczności uzasadniających dokonanie korekty taryfy. Zatem w sytuacji, gdy przed upływem 12 miesięcy od początku obowiązywania taryfy wzrosną uzasadnione koszty działalności spółki X i spółka ta, powołując się na art. 45 ustawy – Prawo energetyczne, będzie domagała się zatwierdzenia

zmiany tej taryfy, to zmiana taka nie będzie możliwa właśnie ze względu na postanowienie art. 45b, gdyż w konsekwencji zmiany taryfy nastąpiłaby następnie zmiana cen i stawek opłat stosowanych w rozliczeniach z odbiorcami. Będzie to, oczywiście, miało wpływ na wielkość zmian dokonanych w terminie późniejszym (niejako – z opóźnieniem) i może wywoływać skutki podobne do wspomnianych na wstępie niniejszego artykułu.

Przedstawiając powyższy pogląd, pragnę jednak zastrzec, że nie można wykluczyć, że w kwestii tej Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów zaprezentuje odmienne stanowisko, bowiem między art. 45 ustanawiającym zasady kształtowania taryf i art. 45b zdaje się występować sprzeczność, a art. 47 ust. 2 (dotyczący zatwierdzenia taryf) odwołuje się tylko do art. 44, 45 i 46, pomijając 45b.

4. Art. 45b w obecnym brzmieniu obowiązuje od 12 września 2002 r., a więc – moim zdaniem – znajduje zastosowanie wyłącznie do taryf zatwierdzonych tego dnia i później⁸⁾. Wynikający z tego przepisu zakaz zmian cen i stawek opłat przez okres 12 miesięcy od wprowadzenia taryfy do stosowania nie powinien natomiast odnosić się do taryf zatwierdzonych **przed** jego wejściem w życie. Przyjęcie przeciwnego poglądu oznaczałoby niedopuszczalną akceptację dla stosowania tego przepisu wstecz oraz podważenie zaufania do organów państwa co godziłoby – moim zdaniem – w ustanowioną w art. 2 Konstytucji zasadę, że Rzeczpospolita Polska jest demokratycznym państwem prawnym. Zauważyć bowiem należy, że przedsiębiorstwo energetyczne, ustalając projekt taryfy winno mieć szansę uwzględnienia okoliczności, że określone przezeń ceny i stawki opłat nie będą mogły ulec zmianie w ciągu najbliższych 12 miesięcy.

5. Art. 45b w nowym brzmieniu wywarł również – jak się wydaje – wpływ na interpretację przepisów dotyczących ustalania terminu obowiązywania taryf dla ciepła przedsiębiorstwa energetycznego wytwarzającego ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną, w sytuacji gdy zatwierdzenie tej taryfy nie mogło nastąpić w terminie umożliwiającym jej wprowadzenie do stosowania z dniem 1 lipca. W tej sytuacji należałoby w pierwszej kolejności wziąć pod uwagę postanowienia § 13 ust. 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 12 października 2000 r. w sprawie zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem⁹⁾, który stanowi, że koszty wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu oraz taryfy dla ciepła i energii elektrycznej dla źródeł ciepła, w których występuje skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej,

7) Patrz art. 1 pkt 28 ustawy z dnia 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2002 r. Nr 135, poz. 1144), który wszedł w życie z dniem 12 września 2002 r.

8) Podobny pogląd Prezes URE wyraził w swoim komunikacie z 17 stycznia 2002 r. w odniesieniu do poprzedniego brzmienia art. 45b.

9) Dz. U. z 2000 r. Nr 96, poz. 1053.

ustala się dla tego samego okresu. Jest to zrozumiałe, bowiem koszty te ponoszone są jednocześnie (łącznie), a więc i ceny powinny być ustalane łącznie. Powoduje to konieczność łącznej interpretacji przepisów tego rozporządzenia z przepisami rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 14 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną¹⁰⁾, w tym także przepisów § 6 ust. 1 i 2, które stanowią:

„§ 6. 1. Taryfę ustala się na okres 12 miesięcy kalendarzowych, z zastrzeżeniem ust. 2, zwany „rokiem obowiązywania taryfy”, który rozpoczyna się od dnia 1 lipca każdego roku.

2. W przypadku nieprzewidzianej, istotnej zmiany warunków prowadzenia przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej lub podjęcia przez przedsiębiorstwo nowego rodzaju działalności gospodarczej, taryfa może być ustalona na inny okres niż określony w ust. 1, nie dłuższy niż 24 miesiące.”.

Należy jednak zauważyć, że postanowienie § 6 ust. 1, dotyczące rozpoczynania „roku obowiązywania taryfy” od dnia 1 lipca każdego roku nie ma charakteru bezwzględnie obowiązującego. Bowiem już ust. 2 tegoż paragrafu przewiduje możliwość odstępstwa, szczególnie w przypadku nieprzewidzianej, istotnej zmiany prowadzenia działalności przez przedsiębiorstwo.

W związku z tym w pierwszej kolejności należy uwzględnić regulację zawartą w art. 45b ustawy. Przepis ten wywołuje bowiem podwójny skutek prawny.

Po pierwsze, art. 45b – zawarty w ustawie – ustanawia normę **nadrzędną** w stosunku do przepisów aktów wykonawczych do tej samej ustawy, a w tym przypadku – do przepisów rozporządzenia z dnia 14 grudnia 2000 r., w tym także w stosunku do cytowanego wyżej przepisu § 6 ust. 1 – w zakresie, w jakim miałby on wywrzeć wpływ na kształtowanie cen i stawek opłat za ciepło.

Po drugie, jego wejście w życie jest właśnie taką nieprzewidzianą istotną zmianą warunków prowadzenia działalności, o której to zmianie jest mowa w cytowanym § 6 ust. 1 rozporządzenia z dnia 14 grudnia 2000 r.

Jeżeli więc z jakiegokolwiek przyczyny nie było lub nie będzie możliwe jednoczesne zatwierdzenie i wprowadzenie w życie taryf dla ciepła i energii elektrycznej danego przedsiębiorstwa energetycznego, z okresem ich obowiązywania od dnia 1 lipca, to ze względu na treść przepisu 45b nie wydaje się możliwe zatwierdzenie taryfy dla ciepła na okres krótszy niż 12 miesięcy. Wprawdzie regulacja zawarta w art. 45b dotyczy – jak wynika z redakcji tego przepisu – zakazu zmiany cen i stawek opłat (za ciepło) stosowanych w rozliczeniach z odbiorcami, lecz ma ona ścisły związek z taryfą, w której te ceny i stawki opłat są zatwierdzane, bowiem przedsiębiorstwo zobowiązane jest stosować ceny i stawki opłat

zawarte w taryfie, a zatwierdzenie taryfy na okres krótszy niż 12 miesięcy powodowałoby konieczność zmiany cen i stawek opłat za ciepło stosowanych w rozliczeniach z odbiorcami.

W konsekwencji, w związku z istnieniem art. 45b, należałoby przyjąć, iż zasadne będzie ustalenie w taryfach dla ciepła i energii elektrycznej wytwarzanych w skojarzeniu tego samego okresu obowiązywania taryf, np. od 1 marca 2003 r. do 29 lutego 2004 r.

6. Przejęcie (np. na podstawie umowy dzierżawy) przez jedno przedsiębiorstwo energetyczne (spółkę A) majątku i dotychczasowej działalności prowadzonej przez inne przedsiębiorstwo (spółkę B) oznacza, że stroną umów z odbiorcami stanie się spółka A. Jest to odrębny podmiot, który działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła prowadzić będzie na podstawie **własnej** koncesji i który w rozliczeniach z odbiorcami stosować będzie **własną** taryfę, z uwzględnieniem ponoszonych **przez siebie** kosztów. Dotychczasowi odbiorcy spółki B będą zatem kupować ciepło od innego dostawcy, po cenie wynikającej z jego taryfy. Ceny i stawki opłat zawarte w taryfie spółki A mogą różnić się od cen i stawek opłat określonych w taryfie spółki B (jakkolwiek porównanie tych cen i stawek może okazać się pomocne w postępowaniu o zatwierdzenie taryfy spółki A). Sytuacja taka nie stanowi naruszenia art. 45b, bowiem nie mamy tu do czynienia z niedopuszczalną zmianą cen i stawek opłat przez tego samego przedsiębiorcę **lecz ze zmianą strony** stosunku umownego z odbiorcą. Przepis ten znajdzie natomiast zastosowanie wobec taryfy spółki A, bowiem określone w tej taryfie ceny i stawki opłat, zatwierdzone i wprowadzone do stosowania pod rządami art. 45b w obecnym brzmieniu nie będą mogły ulec zmianie w ciągu 12 miesięcy.

7. Natomiast w przypadku gdyby działalność polegającą na wytwarzaniu ciepła przejęła od spółki B (np. na podstawie umowy sprzedaży źródła ciepła) spółka C, **posiadająca już koncesję** na prowadzenie działalności regulowanej przez Prawo energetyczne, to będzie ona musiała wystąpić do Prezesa URE o zmianę koncesji, przez rozszerzenie zakresu jej działalności – o wytwarzanie ciepła w nowym źródle oraz zmienić swoją taryfę – wprowadzając do niej ceny ciepła wytwarzanego w tym źródle. Podobnie jak w sytuacji opisanej wyżej, działanie takie nie narusza postanowień art. 45b. Przepis ten znajdzie dopiero zastosowanie do cen i stawek wprowadzonych na podstawie opisanej wyżej zmiany taryfy. Załóżmy przy tym, że dotychczasowa taryfa spółki C obowiązuje do dnia 30 czerwca 2003 r., to powstaje pewien problem związany z faktem, że przepisy Prawa energetycznego nie dopuszczają możliwości wprowadzania taryf do stosowania w różnym czasie wobec poszczególnych odbiorców. Zasadne wydaje się zatem, aby ceny ustalone przez spółkę C dla źródła zakupionego od spółki A przy zmianie obowiązującej

10) Dz. U. z 2001 r. Nr 1, poz. 7.

taryfy, zostały skalkulowane w taki sposób, by nie zaszła potrzeba ich zmiany w kolejnej taryfie.

8. Dostyc powszechnym zjawiskiem jest różny okres obowiązywania taryf wytwórców i dystrybutorów ciepła. Tymczasem przedsiębiorstwa zajmujące się wyłącznie przesyłaniem i dystrybucją ciepła nie określają w swoich taryfach cen ciepła, lecz odsyłają w tej kwestii do postanowień taryf wytwórców ciepła działających na ich terenie. W przypadku zatem, gdy w okresie obowiązywania taryfy dystrybutora zaczyna obowiązywać nowa taryfa wytwórcy, następuje **faktycznie** – z punktu widzenia odbiorców ciepła – częściej niż raz na 12 miesięcy zmiana cen płaconych dystrybutorowi. Powstaje zatem problem, czy opisane wyżej postępowanie nie stanowi naruszenia art. 45b Prawa energetycznego.

Niewątpliwie optymalnym rozwiązaniem byłoby doprowadzenie do sytuacji, by taryfy działających na tym samym terenie wytwórców i dystrybutorów ciepła zatwierdzone były na taki sam okres obowiązywania, jednakże z różnych względów, jest to bardzo trudne, a w wielu przypadkach – wręcz niemożliwe.

Zauważyć więc należy, że ustalenie taryfy, przedstawienie jej do zatwierdzenia oraz wprowadzenie do stosowania w trybie określonym w art. 47 ustawy – Prawo energetyczne jest bezwzględny obowiązek koncesjonowanego przedsiębiorstwa energetycznego. Zauważyć też należy, że obowiązek stosowania postanowień **swojej** aktualnej taryfy obciąża przede wszystkim przedsiębiorstwo energetyczne. Przedsiębiorstwo takie nie ma natomiast żadnego wpływu na wysokość oraz na okres obowiązywania cen i stawek opłat wynikających z taryf **innych** przedsiębiorstw energetycznych. Wynikający zatem z art. 45b zakaz zmian cen i stawek odnosić należy – moim zdaniem – do cen i stawek zawartych w taryfach **poszczególnych** przedsiębiorstw energetycznych, zaś dwunastomiesięczny okres, o którym mowa w tym przepisie należy liczyć – jak się wydaje – odrębnie dla poszczególnych taryf – od dnia wprowadzenia ich do stosowania.

Warto przy tym mieć na względzie również okoliczność, że zgodnie z art. 5 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, umowa sprzedaży, na podstawie której odbywa się dostarczanie ciepła powinna zawierać m.in. postanowienia dotyczące sposobu ustalania cen i warunków wprowadzania w nich zmian oraz sposobu rozliczeń. Zasadne zatem wydaje się, aby umowy zawierane przez dystrybutora ciepła z odbiorcami zawierały stosowne postanowienia również co do stosowanych przezeń cen wynikających z taryfy wytwórcy.

9. Należy – jak się wydaje – uwzględnić również postanowienie art. 5 ustawy nowelizującej z dnia 24 lipca 2002 r., który to przepis stanowi, że przepisy wykonawcze wydane przed dniem wejścia w życie tej ustawy na podstawie upoważnień zmienionych tą ustawą zachowują moc do czasu wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie upoważnień w brzmieniu nadanym tą ustawą (nie dłużej jednak niż 12 miesięcy od jej wejścia w życie) – **o ile nie są z nią sprzeczne**. Wprawdzie art. 46 nie był – w zasadzie – nowelizowany, nie ulega jednak wątpliwości, że zmiana zawartych w ustawie zasad **ogólnych** (tu: wynikających z art. 45b) wywiera wpływ na zasady szczególów zawarte w aktach wykonawczych.

10. Odrębnym natomiast zagadnieniem jest problem prawnej możliwości zmiany taryfy, gdy wystąpi możliwość lub potrzeba **obniżenia** cen i stawek opłat w niej zawartych. Nie bez znaczenia jest przy tym fakt, że istotą wprowadzenia omawianego art. 45b była ochrona interesów **odbiorców** ciepła, a więc zakaz podwyższania cen i stawek opłat. Należy również uwzględnić regulację zawartą w art. 47 ust. 1 zdanie drugie, który to przepis upoważnia Prezesa URE do zażądania od przedsiębiorstwa energetycznego przedłożenia do zatwierdzenia nowej taryfy. Tak więc uprawniony – moim zdaniem – wydaje się pogląd, że w sytuacji, gdy zachodzą okoliczności uzasadniające obniżenie cen i stawek opłat zawartych w taryfie, to nie będzie naruszeniem art. 45b wezwanie przedsiębiorstwa energetycznego przez Prezesa URE do przedłożenia nowej taryfy, a następnie zatwierdzenie jej przed upływem 12 miesięcy od dnia wprowadzenia do stosowania poprzedniej taryfy.



Autor jest dyrektorem Biura Prawnego URE

PUBLICZNOPRAWNY OBOWIĄZEK PRZEDSIĘBIORSTWA ENERGETYCZNEGO WYNIKAJĄCY Z KONCESJI ELEMENTEM KSZTAŁTUJĄCYM WŁAŚCIWOŚĆ PREZESA URE W SPRAWACH ROZSTRZYGANIA SPORÓW

Donata Nowak

W wyroku z dnia 24 lipca 2002 r., sygn. akt I CKN 944/00, Sąd Najwyższy wyraził pogląd, że publicznoprawny obowiązek przedsiębiorstwa energetycznego zawarcia z odbiorcą umowy dostawy ciepła wynika nie tylko z art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne¹⁾, ale może również wynikać z decyzji administracyjnej (tu z: koncesji udzielonej temu przedsiębiorstwu).

Przyjęcie takiego poglądu wpływa na zakres uprawnień Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (zwanego dalej „Prezesem URE”) do rozstrzygania spraw spornych określonych w art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego. Powoduje on bowiem faktyczne rozszerzenie katalogu spraw możliwych do załatwienia przez ten organ (w drodze decyzji administracyjnej) o sprawy dotyczące ustalenia treści umowy dostawy ciepła pomiędzy jego wytwórcą a odbiorcą (którym zazwyczaj jest przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła). Dotyczyć to będzie odpowiednio (a więc nie wprost) również umów dotyczących energii elektrycznej i paliw gazowych (modyfikacje wynikać będą bowiem ze specyfiki tych rynków energii).

Wspomniane orzeczenie Sądu Najwyższego wydane zostało w następujących okolicznościach faktycznych i prawnych.

Dwa przedsiębiorstwa energetyczne, tj. wytwórca ciepła (zwany dalej „Wytwórcą”) i przedsiębiorstwo przesyłające ciepło (zwane dalej „Odbiorcą”) zawarły w 1996 r., a więc w czasie, kiedy nie obowiązywała jeszcze ustawa – Prawo energetyczne, umowę na

dostawę ciepła na czas nieokreślony. Zgodnie z tą umową, każdej ze stron przysługiwało prawo jej rozwiązania za trzymiesięcznym okresem wypowiedzenia. W dniu 12 listopada 1998 r. Prezes URE udzielił Wytwórcy (z urzędu)²⁾ koncesji na prowadzenie działalności w zakresie wytwarzania ciepła – na okres do 15 listopada 2008 r. W koncesji Wytwórcą zobowiązany został do wytwarzania ciepła w ilości wynikającej z zawartych z odbiorcami umów oraz do świadczenia usług zgodnie ze standardami określonymi w rozporządzeniu wydanym na podstawie art. 9 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (zwanym dalej „rozporządzeniem przyłączeniowym”)³⁾. Ponadto, w koncesji zamieszczony został warunek prowadzenia działalności na zasadach określonych w ustawie – Prawo energetyczne i w wydanych na jej podstawie przepisach wykonawczych.

Wytwórcą wypowiedział łączącą go z odbiorcą umowę ze skutkiem na koniec maja 1999 r., na co Odbiorca nie wyraził zgody, powołując się na § 37 obowiązującego wówczas rozporządzenia przyłączeniowego. Zgodnie z tym przepisem, sprzedawca ciepła miał obowiązek zawiadamiania odbiorców o planowanych zmianach warunków dostarczania ciepła (wymagających dostosowania instalacji odbiorczej), w terminie określonym w umowie sprzedaży, a w przypadku gdy umowa nie określała tego terminu, z wyprzedzeniem umożliwiającym dostosowanie instalacji odbiorczych do nowych warunków (ust. 1). W przypadku gdy sprze-

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

2) Stosownie do przepisów przejściowych ustawy – Prawo energetyczne (art. 67 ust. 1).

3) W dniu wydania decyzji było to o rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 17 lipca 1998 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci ciepłowniczych, pokrywania kosztów przyłączenia, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. z 1998 r. Nr 100, poz. 641), a obecnie – rozporządzenie z dnia 11 sierpnia 2002 r. o tym samym tytule (Dz. U. z 2002 r. Nr 72, poz. 845).

dawcą był wytwórca ciepła, termin ten nie powinien być krótszy niż 24 miesiące (ust. 2).

Rozpatrując wniosek Odbiorcy o rozstrzygnięcie sporu na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE wyszedł z założenia, że na Wytwórcę ciążył obowiązek dostosowania do obowiązujących przepisów umów łączących go z odbiorcami i orzekł zmianę umowy – poprzez nadanie nowego brzmienia zapisowi dotyczącemu okresu wypowiedzenia, który – stosownie do zapisów rozporządzenia przyłączeniowego – ustalony został na 24 miesiące.

W wyroku z dnia 1 marca 2000 r., sygn. akt XVII Ame 53/99, Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Antymonopolowy⁴⁾ uchylił zaskarżoną przez Wytwórcę decyzję Prezesa URE, w uzasadnieniu orzeczenia wskazując, że od chwili wejścia w życie ustawy – Prawo energetyczne, a tym bardziej rozporządzenia przyłączeniowego, odbiorca może domagać się od przedsiębiorstwa energetycznego zawarcia umowy sprzedaży ciepła zgodnej z tymi przepisami. Umowa zawarta między stronami w dniu 1 października 1996 r., w chwili wydawania zaskarżonej decyzji wymogom tym nie odpowiadała. W związku z tym jej zmiana przez Prezesa URE jedynie w zakresie terminu wypowiedzenia nie była – zdaniem Sądu Antymonopolowego – wystarczająca. Z tego względu Sąd uchylił decyzję – „celem rozpoznania (...) w trybie art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego, sporu o zawarcie umowy sprzedaży energii cieplnej, odpowiadającej wymogom wynikającym z art. 5 ust. 2 Prawa energetycznego oraz rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 17 lipca 1998 r.”.

W uzasadnieniu tego wyroku Sąd wyraził jednocześnie znamienne, z omawianego punktu widzenia poglądy, iż „Na tle okoliczności faktycznych niniejszej sprawy może wylonić się wątpliwość, czy na dostawcy spoczywa obowiązek zawarcia z odbiorcą, który także posiada status przedsiębiorstwa energetycznego w rozumieniu art. 3 pkt 12 Prawa energetycznego, umowy sprzedaży energii cieplnej. Wątpliwość ta wynika stąd, że w świetle art. 7 ust. 1 Prawa energetycznego obowiązek zawarcia umowy spoczywa na przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła. W świetle tego przepisu przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła mają obowiązek zawarcia umowy sprzedaży paliw lub energii lub umowy o świadczenie usług przesyłowych z odbiorcami albo podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki dostarczenia, a żądający

zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Na działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła Dostawca nie posiada wymaganej koncesji (...). Natomiast niewątpliwie taką koncesję posiada Odbiorca, związany umowami sprzedaży energii cieplnej ze swymi odbiorcami. Dostawca (...) posiada natomiast koncesję na **wytwarzanie ciepła** [podkreślenie – D. N.] na okres do 15 listopada 2008 r. Z faktu zaś posiadania takiej koncesji nie wynika obowiązek zawarcia umowy sprzedaży energii cieplnej w świetle art. 7 ust. 1 Prawa energetycznego.

Niemniej, mimo tych wątpliwości, Sąd prezentuje stanowisko, że przepis art. 7 ust. 1 Prawa energetycznego nie wyczerpuje wszystkich przypadków, kiedy to na przedsiębiorstwie energetycznym spoczywa publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy, rozumiany przynajmniej jako powinność przedsiębiorstwa energetycznego wdania się z potencjalnym kontrahentem w rokowania ukierunkowane na zawarcie i ustalenie treści umowy. (...) Zdaniem Sądu, **publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy może wynikać także z faktu posiadania koncesji** [podkreślenie – D. N.]. Wskazuje na to pośrednio art. 40 ust. 1 Prawa energetycznego. Stosownie do tego przepisu Prezes URE może nakazać przedsiębiorstwu energetycznemu, pomimo wygaśnięcia koncesji, dalsze prowadzenie działalności objętej koncesją przez okres nie dłuższy niż 2 lata, jeżeli wymaga tego interes publiczny. Skoro zatem może wchodzić w grę powinność przedsiębiorstwa energetycznego prowadzenia działalności objętej koncesją po jej wygaśnięciu, co wiąże się z obowiązkiem zawarcia umowy (por. art. 5 Prawa energetycznego), **to tym bardziej z takim obowiązkiem mamy do czynienia w okresie objętym koncesją** [podkreślenie – D. N.] (...). Dostawca, co wymaga podkreślenia, nie demonstrował przeciwko przyznaniu mu z urzędu koncesji na wytwarzanie ciepła, zobowiązującej go do wytwarzania ciepła w ilości wynikającej z zawartych umów na dostawę ciepła (...). **Przyjąć więc należy, iż Dostawca jest zobowiązany zapewnić Odbiorcy dostawę energii cieplnej na warunkach ustalonych umową, a w razie niemożności jej ustalenia – na warunkach ustalonych decyzją Prezesa URE** [podkreślenie – D. N.]”.

Powyższe stanowisko zbieżne było z działaniem Prezesa URE, który „uznał się” za właściwy do rozstrzygnięcia sporu zaistniałego pomiędzy Wytwórcą a Odbiorcą i dlatego wydał w sprawie decyzję merytoryczną (rozstrzygającą spór). Natomiast wniesienie przez Prezesa URE kasacji od tego wyroku miało na celu doprowadzenie do rozstrzygnięcia omawianej kwestii w najwyższej instancji sądowej. Przyjęcie bowiem poglądu, że publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy dostawy ciepła może wynikać również z decyzji administracyjnej, w istotny sposób wpływa na sytuację prawną **wytwórczych** przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję, na które publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy nie został nałożony wprost

4) Obecnie jest to Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów [por. art. 2 pkt 1 i 2 oraz art. 4 ustawy z dnia 5 lipca 2002 r. o zmianie ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, ustawy – Kodeks postępowania cywilnego oraz ustawy o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz. U. z 2002 r. Nr 129, poz. 1102)].

ustawą – Prawo energetyczne⁵⁾. Z kolei art. 7 ust. 1 tej ustawy odnosi się (zwróćmy uwagę na redakcję tego przepisu) do „przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji”, a więc nie tylko tych przedsiębiorstw, które muszą posiadać i posiadają stosowną koncesję na prowadzenie tego rodzaju działalności.

Dążenie Prezesa URE do tego, aby omawianą kwestię przesądził Sąd Najwyższy, którego autorytet wpływa na orzecznictwo innych sądów, wynikało również z faktu, że art. 156 § 1 pkt 1 Kodeksu postępowania administracyjnego nakazuje stwierdzić nieważność decyzji wydanej z naruszeniem przepisów o właściwości. Prezes URE dążył więc do tego, by nie narazić się na wystąpienie sytuacji, że pogląd wyrażony przez niego i przez Sąd Antymonopolowy zostanie zakwestionowany przez inne sądy.

Sąd Najwyższy, przychylając się do poglądu, że w omawianej sprawie Prezes URE właściwy był do rozstrzygnięcia sporu w drodze decyzji administracyjnej, wskazał, że „z przepisów ustawy – Prawo energetyczne wynika obowiązek zawarcia umowy o świadczenie usług tylko dla przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją paliw lub energii. Stanowi tak wprost art. 7 wspomnianej ustawy. Taka regulacja jest zrozumiała i w pełni uzasadniona, zważywszy iż regulą jest, że dostarczaniem energii cieplnej, zajmują się przede wszystkim tego rodzaju przedsiębiorstwa. Dla zabezpieczenia żywotnych interesów odbiorców należało więc zagwarantować im możliwość doprowadzenia do zawarcia umowy o dostawę energii z wyspecjalizowaną dostawcą. Konsekwencją tej regulacji jest przepis art. 8 Prawa energetycznego, który wprowadza kompetencje

Prezesa URE do rozstrzygnięcia sporów powstałych na tle zawierania i wykonywania umów, w razie gdy istnieje obowiązek zawarcia takiej umowy. Słusznie jednak Sąd Antymonopolowy zwrócił uwagę, że w art. 8 Prawa energetycznego nie przesądza się tego aby ograniczyć kompetencje Prezesa URE tylko do umów, których obowiązek wynika z ustawy. Niewątpliwie bowiem obowiązek zawarcia umowy może również zostać nałożony na dostawcę energii decyzją administracyjną. Zdaniem Sądu Najwyższego i w takiej sytuacji, zgodnie z art. 8 Prawa energetycznego, Prezes URE jest władny rozstrzygać spory powstałe na tle zawierania i wykonywania takich umów [podkreślenie – D. N.]. W przepisie art. 8 Prawa energetycznego brak jest bowiem stwierdzenia, że dotyczy on tylko umów, których obowiązek zawarcia wynikał z przepisu ustawy. Wprawdzie niewątpliwie odnosi się on przede wszystkim do przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją paliw lub energii, ale brak w nim wyłączenia innych dostawców energii, gdy nałożono na nich decyzją administracyjną obowiązek zapewnienia określonych usług na rzecz wskazanego odbiorcy lub odbiorców.”.

Dodajmy, że powyższy pogląd jest nadal aktualny, mimo nadania później⁶⁾ nowego brzmienia przepisowi art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Dokonana zmiana nie dotyczyła bowiem omawianego zagadnienia.



Autorka jest pracownikiem
Biura Prawnego URE

5) Na marginesie należy jednak zauważyć, że nie wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła muszą posiadać koncesję (por. art. 32 ustawy – Prawo energetyczne), w związku z czym będą istniały również przedsiębiorstwa nie podlegające tym rygorom.

6) Ustawą z dnia 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2002 r. Nr 135, poz. 1144).

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

STOSOWANIE CEN I TARYF BEZ ICH PRZEDSTAWIENIA DO ZATWIERDZENIA PRZESOWI URE W ORZECZNICTWIE SĄDU OCHRONY KONKURENCJI I KONSUMENTÓW

Marek Zawiska

Przepis art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (zwanej dalej „ustawą”), nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne, posiadające koncesje, obowiązek ustalenia i następnie przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia taryf dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła. Natomiast zgodnie z treścią art. 56 ust. 1 pkt 5, uchybienie temu obowiązkowi, tj. stosowanie cen i taryf bez ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia, podlega sankcji w postaci kary pieniężnej. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów (do dnia 14 grudnia 2002 r.: Sąd Antymonopolowy) rozpatrując odwołania wniesione od decyzji Prezesa URE, wymierzających kary pieniężne na podstawie tego przepisu, sformułował kilka ważnych tez odnoszących się do problematyki kar pieniężnych, które zostaną przedstawione poniżej na tle wybranych przykładów z orzecznictwa.

1. Prezes URE wymierzył Przedsiębiorstwu Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Z. dwie kary pieniężne za następujące przewinienia: dokonanie podwyższenia cen za ciepło i moc zamówioną oraz dokonanie zmiany cen przez zmniejszenie udziału opłaty stałej z 45,1% do 30,0% – bez uprzedniego przedłożenia do zatwierdzenia taryfy dla ciepła w zakresie przesyłania i dystrybucji. Należy w tym miejscu zaznaczyć, iż przedsiębiorstwo prowadziło przez pewien czas działalność nie posiadając koncesji. Ukarane przedsiębiorstwo wniosło odwołanie od decyzji Prezesa URE, wnosząc o jej uchylenie w całości. W odwołaniu przedsiębiorstwo podniosło, iż w swoich licznych pismach składanych w toku postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej wyjaśniało, że jego działania nie miały charakteru działań celowych zmierzających do naruszenia przepisów ustawy oraz że dołożyło wszelkich starań w celu prawidłowego stosowania przepisów prawa, m.in. zwracało się o wykładnię obowiązujących przepisów. Zdaniem odwołującego się przedsiębiorstwa, jedynie brak wyczerpującej informacji i sprzeczne interpretacje przepisów prawa spowodowały, iż spóźniło się ze złożeniem wniosku o koncesję i dokonało zmiany cen, co było warunkiem normalnego i rentownego

prowadzenia działalności gospodarczej. Przedsiębiorstwo wywodziło również, że żaden przepis nie określa terminu zawitego do wystąpienia z wnioskiem o zatwierdzenie taryfy i dlatego nie może ono ponosić negatywnych skutków „przeoczenia” ustawodawcy. Dodatkowo podniosło również, że miało trudności interpretacyjne związane z ustaleniem, czy w przypadku swojej działalności wykorzystuje ono sieci czy też instalacje odbiorcze, co ma wpływ na zakres koncesjonowania. Sąd Antymonopolowy w wyroku z dnia 16 października 2000 r. (sygn. akt XVII Ame 22/00) oddalającym odwołanie od decyzji Prezesa URE stwierdził m.in.: *„W myśl art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy z dnia 10.04.1997 r. – Prawo energetyczne (...) karze pieniężnej do wysokości 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym podlega ten, kto stosuje ceny i taryfy, nie przestrzegając obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47 tej ustawy. Zgodnie z powyższym przepisem, kara pieniężna nakładana jest **niezależnie od tego, czy zastosowane ceny lub taryfy są wyższe czy też niższe od poprzednio stosowanych** [podkreślenie – M. Z.]. Obojętne jest również, czy podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi posiada przewidzianą prawem koncesję. Podkreślić należy, że ustawodawca nie zabrania przedsiębiorstwu energetycznemu zmiany taryf, zwłaszcza gdy ma to zapewniać pokrycie uzasadnionych kosztów jego działalności, o ile nie mają one charakteru nieuzasadnionego. Każdorazowo jednak zmiana taryfy następuje w trybie określonym w art. 47 prawa energetycznego. (...) Art. 47 prawa energetycznego nie pozostawia żadnych wątpliwości, że przedstawienie do zatwierdzenia Prezesowi URE zmiany taryfy musi nastąpić w czasie umożliwiającym zachowanie tej procedury i z całą pewnością przed jej stosowaniem. Skoro zatem powód, czego nie kwestionuje, stosował ceny i taryfy bez ich zatwierdzenia, uzasadnione było nałożenie na niego kary pieniężnej. (...) **Każdy (...) podmiot gospodarczy jakim jest spółka prawa handlowego, ma obowiązek przestrzegania prawa.***

Subiektywne trudności ze zrozumieniem treści poszczególnych przepisów nie są okolicznością usprawiedliwiającą naruszenia prawa [podkreślenie – M. Z.]. Jako podmiot gospodarczy powód ma nie tylko możliwość ale wręcz obowiązek skorzystania z fachowej pomocy prawnej lub zasięgnięcia pomocy organu administracji w trybie art. 9 k.p.a. w sytuacji, gdy ma wątpliwości czy jego zamierzone działanie jest zgodne z przepisami prawa. W rozpoznawanym przypadku powód zaczął wyjaśniać swoją sytuację prawną już po rozpoczęciu działalności gospodarczej.”.

2. W innym przypadku Prezes URE wymierzył karę pieniężną przedsiębiorstwu energetycznemu C. Polska Sp. z o.o., które zastosowało nowe ceny za ciepło w czasie trwania postępowania administracyjnego w sprawie zatwierdzenia taryfy, a po odmowie zatwierdzenia przedstawionej taryfy i niewniesieniu odwołania od decyzji odmownej, nadal te ceny stosowało. Ukarane przedsiębiorstwo odwołując się od decyzji stwierdziło m.in., że podwyżka cen za ciepło, która była spowodowana wzrostem cen paliw, nie wyrównała wydatków poniesionych z tytułu działalności w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło, co spowodowało, iż rok bilansowy przedsiębiorstwa został zamknięty stratą. Sąd Antymonopolowy w wyroku z dnia 21 lutego 2001 r. (XVII Ame 46/00) oddalającym odwołanie stwierdził m.in.: „Zauważyć należało, iż postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy ciepła ustalonej przez powodową spółkę zakończyło się odmową jej zatwierdzenia. Powodowa spółka od tej decyzji – tj. odmowy zatwierdzenia taryfy nie wniosła odwołania. Sąd uznał podzielając stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, iż powodowa spółka swoim zachowaniem tj. samowolnym podwyższeniem cen i stawek opłat za ciepło po zapoznaniu się z decyzją Prezesa URE o odmowie zatwierdzenia taryfy świadomie łamała przepisy prawa.”.

3. Prezes URE, po ustaleniu, iż przedsiębiorstwo energetyczne H. Polska Sp. z o.o. zaniechało przedstawienia taryfy do zatwierdzenia przed wprowadzeniem jej do stosowania, wymierzył temu przedsiębiorstwu karę pieniężną. W trakcie prowadzonego postępowania Prezes URE ustalił, iż z wnioskiem o zatwierdzenie taryfy dla ciepła ukarane przedsiębiorstwo wystąpiło do Prezesa URE dopiero siedem miesięcy po jej wprowadzeniu do stosowania. W uzasadnieniu odwołania od decyzji przedsiębiorstwo podniosło, iż dołożyło należytej staranności w prowadzeniu swojej działalności w zakresie ustalania taryf, a zarzucone mu opóźnienie nie wynikało z jego winy. Powód podnosił też, iż był w kontakcie z Prezesem URE, prowadził rozmowy w zakresie uzupełnienia wniosku taryfowego z pracownikami URE oraz czekał na uchwalenie nowelizacji ustawy, a po jej uchwaleniu – na opublikowanie nowego rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem. Sąd Antymonopolowy w wyroku z dnia 6 marca 2002 r.

(XVII Ame 39/01) oddalającym odwołanie stwierdził m.in.: „Sąd nie uwzględnił i nie wziął pod uwagę działań powoda zmierzających do zatwierdzenia taryf – tj. uzgodnień, rozmów, zmian przepisów w tym czasie itd. Istotnym dla rozstrzygnięcia był fakt, iż powód nie przedstawił Prezesowi URE taryfy do zatwierdzenia do czego był zobowiązany i stosował wobec odbiorców ceny bez zatwierdzonej taryfy. Zauważyć należy, iż jeżeli wystąpiły szczególne okoliczności powód mógł, czego nie uczynił, stosownie do art. 49 ustawy – Prawo energetyczne wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Tym samym wszelkie zarzuty mające stanowić usprawiedliwienie dla faktu prowadzenia działalności bez zatwierdzonej taryfy należy uznać jako nie zasługujące na uwzględnienie.”.

4. Przedsiębiorstwo energetyczne „S” S.A. w Z. G. działające na podstawie udzielonych koncesji na wytworzenie, przesyłanie, dystrybucję oraz obrót ciepłem, stosowało stawki opłat, które nie zostały przedstawione do zatwierdzenia Prezesowi URE. Przedsiębiorstwo w odwołaniu od decyzji wymierzającej karę pieniężną podniosło, iż stosowanie stawek nie objętych taryfą wynikało z prowadzonych inwestycji modernizacyjnych źródeł ciepła. W wyniku takich działań modernizacyjnych, prowadzonych przez ukarane przedsiębiorstwo, łączna kwota miesięcznych opłat, mimo stosowania wyższych stawek, była niższa od kwot przed modernizacją. Ponadto przedsiębiorstwo zarzuciło, że długotrwały, dziewięciomiesięczny okres oczekiwania na koncesję, będącą warunkiem przedstawienia taryfy, zmuszał je do zastosowania nowych stawek w umowach z odbiorcami. Przed uzyskaniem koncesji przedsiębiorstwo to nie miało, jego zdaniem, możliwości ani też obowiązku opracowania taryfy i występowania o jej zatwierdzenie. Sąd Antymonopolowy w wyroku z dnia 25 marca 2002 r. (XVII Ame 84/01) oddalającym odwołanie, wyraził pogląd, zgodnie z którym: „Nie jest (...) dopuszczalne stosowanie przy prowadzeniu działalności koncesjonowanej w zakresie energetyki innych stawek niż wynikających z zatwierdzonej taryfy. Przed uzyskaniem koncesji podmiot nie ma prawa do prowadzenia działalności koncesjonowanej w ogóle, a więc i pobierania jakichkolwiek stawek.”. W cytowanym wyroku Sąd stwierdził ponadto, iż: „W ocenie Sądu Antymonopolowego, nie ma znaczenia, czy stosowane stawki były korzystne dla odbiorców, czy też nie. Powołany wyżej przepis, jako chroniący porządek prawny, przewiduje możliwość nałożenia kary w przypadku stosowania cen i taryf nie zatwierdzonych przez Prezesa URE, niezależnie od wywołanych skutków ekonomicznych dla odbiorców.”.

5. Prezes URE wymierzył karę pieniężną przedsiębiorstwu energetycznemu „T-D” Sp. z o.o., posiadającemu koncesje na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej oraz na obrót energią elektryczną, za

nieprzebranie obowiązku przedstawienia do zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej i stosowanie w rozliczeniach z odbiorcami energii elektrycznej w lokalach cen i stawek opłat wynikających z taryfy innego podmiotu, pomimo obowiązku posiadania własnej taryfy. Od decyzji wymierzającej karę przedsiębiorstwo wniosło odwołanie, wnosząc o jej uchylenie w całości. Powód przyznał, że miał obowiązek opracowania taryfy i przedstawienia jej do zatwierdzenia Prezesowi URE, a także, że stosował wspomniany wyżej sposób rozliczeń z odbiorcami. Zarzucił jednak, że nie miał możliwości opracowania taryfy, gdyż nie dysponował możliwością ustalenia podstawowego czynnika cenotwórczego – kosztu zakupu energii u dostawcy. Nadto, zdaniem ukaranego przedsiębiorstwa, ustawa – Prawo energetyczne nie określa terminu, w jakim przedsiębiorstwa energetyczne powinny opracować taryfę i przedstawić do zatwierdzenia. Również Prezes URE nie zwracał się do ukaranego przedsiębiorstwa z żądaniem przedstawienia takiej taryfy. Powód wywodził także, że art. 56 ust. 1 pkt 5 Prawa energetycznego dotyczy sytuacji, gdy podmiot nie stosuje opracowanej przez siebie taryfy, co nie miało miejsca w niniejszej sprawie. Sąd Antymonopolowy w wyroku z dnia 5 czerwca 2002 r. (XVII Ame 99/01) oddalającym odwołanie od decyzji Prezesa URE stwierdził m.in.: „Zgodnie z treścią art. 45a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 z późn. zm.), przedsiębiorstwo energetyczne na podstawie cen i stawek opłat zawartych w taryfie lub cen i stawek opłat ustalanych na rynku konkurencyjnym, o którym mowa w art. 49 ust. 1, wycisza opłaty za dostarczane do odbiorcy paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło. (...) W odniesieniu do przedsiębiorstw energetycznych objętych obowiązkiem uzyskania koncesji, taryfy te muszą być zatwierdzone przez Prezesa URE i opublikowane. Ustawodawca, co słusznie zauważył powód, nie określił terminu przedstawienia taryfy. Określenie terminu było bowiem **zbędne** [podkreślenie – M. Z.], skoro zakazane jest stosowanie w rozliczeniach stawek nie objętych zatwierdzoną taryfą. Jest więc oczywiste, że termin przedstawienia taryfy, jest generalnie uzależniony od woli przedsiębiorstwa energetycznego, gdyż to ono decyduje o tym kiedy rozpocznie działalność energetyczną. Brak zatwierdzonej taryfy jest bowiem **bezwzględna przeszkodą w prowadzeniu takiej działalności**, [podkreślenie – M. Z.] gdyż uniemożliwia pobieranie opłat za świadczone usługi i sprzedawaną energię. Powyższe zasady mają charakter bezwzględny i nie tylko chronią odbiorców przed nieuzasadnionym podwyższaniem cen, ale również zmuszają do tworzenia stabilnych powiązań prawnych pomiędzy producentami, dystrybutorami i odbiorcami energii i paliw. W ocenie Sądu Antymonopolowego, przedsiębiorstwo energetyczne nie może usprawiedliwiać pobierania opłat innych, niż wynikające z zatwierdzonych taryf, trudnościami z ich opracowaniem lub zatwierdzeniem. Nawet jeśli trudności te wynikają z przyczyn obiektywnych i nie są zawinione przez przedsiębiorstwo energetyczne, to

nie mogą być uważane za usprawiedliwienie naruszania bezwzględnie obowiązujących norm prawnych. Przeciwnie, naruszanie norm prawnych może być przyczyną cofnięcia koncesji, co skutkuje niemożnością prowadzenia działalności energetycznej. Stosownie do treści art. 56 ust. 1 pkt 5 Prawa energetycznego, karze pieniężnej podlega ten, kto stosuje ceny i taryfy, nie przestrzegając obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47. Bez znaczenia, dla tak zdefiniowanego czynu, jest okoliczność, czy podmiot opracował taryfę i nie przedstawił do zatwierdzenia, czy też (jak powód) nie opracował taryfy w ogóle (i co się rozumie samo przez się, nie przedstawił do zatwierdzenia). Karalne jest w tym wypadku każde stosowanie cen nie wynikających z zatwierdzonej taryfy, a więc zarówno w przypadku gdy zatwierdzona taryfa przewidywała inne stawki jak i w przypadku, gdy taryfa nie została opracowana w ogóle. Bez znaczenia jest także okoliczność, że pozwany nie żądał od powoda przedstawienia taryfy. Przedstawienie taryfy do zatwierdzenia jest bowiem obowiązkiem koncesjonowanego przedsiębiorstwa energetycznego i brak żądania przedstawienia taryfy do zatwierdzenia ze strony Prezesa URE nie usprawiedliwia stosowania innych stawek. Zdaniem Sądu Antymonopolowego, w kontekście systemu Prawa energetycznego, żądanie przedstawienia taryfy do zatwierdzenia przez Prezesa URE, należy łączyć z przypadkami, gdy może on ingerować w swobodę prowadzenia działalności gospodarczej (np. nakazując kontynuowanie dostaw). Brak jest bowiem uzasadnienia do żądania przedstawienia taryfy do zatwierdzenia, skoro przedsiębiorstwo ma zachowaną pełną autonomię decyzji, co do prowadzonej przez siebie działalności gospodarczej.”.

6. Prezes URE wymierzył karę pieniężną przedsiębiorstwu energetycznemu „E” S.A. z siedzibą w W., prowadzącemu, na podstawie udzielonej przez Prezesa URE koncesji, działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych – za stosowanie stawek opłat za usługę przesyłową bez dopełnienia obowiązku przedstawienia taryfy do zatwierdzenia. Jak stwierdził Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów w wyroku z dnia 18 grudnia 2002 r. (XVII Ame 6/02) oddalającym odwołanie od decyzji Prezesa URE: „W sprawie nie była kwestionowana wysokość wymierzonej kary pieniężnej, natomiast spór między stronami sprowadzał się w zasadzie do ustalenia, czy mimo braku wskazania w art. 47 p.e. terminu do wystąpienia do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie taryfy, Prezes URE może na zasadzie art. 56 ust. 1 pkt 5 nakładać kary pieniężne na przedsiębiorstwa energetyczne za niedopełnienie tego obowiązku w określonym terminie.” (...) „Wskazać trzeba, że obowiązek przedsiębiorstwa energetycznego poddania się procedurze zatwierdzenia taryfy w trybie art. 47 p.e. jest powinnością o charakterze publicznoprawnym, której przedsiębiorstwo musi się podporządkować, chyba, że uzyska decyzję wydaną w trybie art. 49 p.e.

Przepis art. 47 ust. 1 p.e. jest bezwzględnie obowiązujący. Odnosząc się (...) do kwestii braku wskazania w ustawie terminu, w jakim należałoby wystąpić do Prezesa URE o zatwierdzenie taryf, podnieść należy, iż zarówno w poprzednim brzmieniu ustawy, jak i po nowelizacji, ustawodawca nie ustanowił dla przedsiębiorstw, (...), jednoznacznego terminu na wykonanie obowiązku wynikającego z art. 47 p.e., zastrzegając jednakże sankcję na wypadek nie dopełnienia tego obowiązku, na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 5 p.e. Przyjmując, iż ustawodawca w swych działaniach jest racjonalny, nie można przyjąć, iż nie wskazanie w przepisie art. 47 p.e. konkretnego terminu do dokonania obowiązku z niego wynikającego stanowi uchybienie, bądź przeoczenie, lecz uznać należy, iż taki sposób regulacji był zamierzony. Z przepisów ustawy jednoznacznie wynika, że ustawodawca nakazał przedsiębiorstwom przedkładanie Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia. Nie określając przy tym konkretnego terminu na spełnienie powyższego obowiązku, lecz ustanawiając sankcję za stosowanie niezatwierdzonych cen i taryf, uznać należy, iż ustawodawca poprzez taką regulację pośrednio wskazał, iż wystąpienie przedsiębiorcy o zatwierdzenie taryf winno nastąpić niezwłocznie, w krótkim terminie, w przeciwnym bowiem razie nieuzasadniona zwłoka w podjęciu tych działań zagrożona została sankcją stymulującą. Sankcja ta stanowi motywację dla zobowiązanych do wykonania ciążącego na nich obowiązku, występowanie z wnioskami o zatwierdzenie taryf dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła leży bowiem w interesie przedsiębiorstw energetycznych. Wszelkie ich działania, w wyniku których stosowana jest niezatwierdzona taryfa, zagrożone są sankcją wymierzenia przez Prezesa URE kary pieniężnej. Podkreślić przy tym trzeba, że sankcja za nieprzestrzeżenie tego obowiązku nie została skonstruowana jako sankcja za nieprzedstawienie w określonym terminie taryf do zatwierdzenia, lecz jako sankcja za stosowanie „niezatwierdzonych” przez Prezesa URE cen i taryf. Wobec powyższego, karze podlega podmiot nie dlatego, że w określonym terminie nie wystąpił o zatwierdzenie taryf, lecz dlatego, że na skutek nie wystąpienia o zatwierdzenie taryf stosuje ceny i taryfy nie przestrzegając obowiązku z art. 47 p.e.”.

7. Zgodnie z art. 56 ust. 5 ustawy, niezależnie od kary pieniężnej określonej w art. 56 ust. 1-4, Prezes URE może nałożyć karę pieniężną na kierownika przedsiębiorstwa energetycznego, z tym że kara ta może być

wymierzona w kwocie nie większej niż 300% jego miesięcznego wynagrodzenia. Prezes URE wymierzył karę pieniężną kierownikowi W.K. – przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła. Wymierzając karę, Prezes URE stwierdził, iż przedsiębiorstwo energetyczne zarządzane przez ukaranego kierownika winno było opracować taryfę dla ciepła zgodnie z wymogami art. 47 ustawy, czego nie uczyniło. Zachowanie ukaranego zostało uznane za celowe i zawinione tym bardziej, iż pomimo wyjaśnień udzielonych mu zarówno przez Prezesa URE jak i Ministra Gospodarki, iż przedsiębiorstwo powinno dostosować się do obowiązującego stanu prawnego, przedsiębiorca nie opracował taryfy dla ciepła i nie przedłożył jej do zatwierdzenia Prezesowi URE.

W odwołaniu od decyzji ukarany twierdził m.in., że przedsiębiorstwo wystąpiło o zatwierdzenie taryfy i zamiast decyzji odmawiającej zatwierdzenia taryfy otrzymało jedynie informacyjną odpowiedź – co nie odpowiadało prawdzie, gdyż wystąpiło ono jedynie z pismem zawierającym prośbę o wyrażenie opinii w kwestii struktury i metodologii opłat ustalanych przez przedsiębiorstwo. Sąd Antymonopolowy w wyroku z dnia 27 lutego 2002 r. (XVII Ame 20/01) oddalającym odwołanie od decyzji Prezesa URE stwierdził m.in.: „Nie ma zatem żadnego znaczenia w sprawie czy spółka zarządzana przez powoda wystąpiła czy też nie o zatwierdzenie taryfy. Istotny dla rozstrzygnięcia jest bezsporny nie kwestionowany przez powoda fakt, iż zarządzana przez niego spółka nie posiadała zatwierdzonej taryfy. Nie posiadając zatwierdzonej taryfy stosowała w rozliczeniach z odbiorcami ceny i taryfy nie zatwierdzone.”.



Autor jest pracownikiem
Biura Prawnego URE

PRAWNE UWARUNKOWANIA STOSOWANIA PODZIELNIKÓW KOSZTÓW OGRZEWANIA I ROZLICZANIA KOSZTÓW CIEPŁA W BUDYNKACH WIELOLOKALOWYCH

Ida Filoniuk

Do Urzędu Regulacji Energetyki zgłaszane są często pytania dotyczące prawnej możliwości stosowania „podzielników ciepła” w rozliczeniach za dostarczone ciepło, przez zarządców budynków w stosunku do właścicieli (najemców) poszczególnych lokali.

Na wstępie należy więc zastrzec, że ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne¹⁾ nie reguluje problemu stosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych we wspomnianych stosunkach, bowiem zawarta w niej regulacja ogranicza się w tym zakresie do rozliczeń między przedsiębiorstwami energetycznymi i odbiorcami ciepła (a także energii elektrycznej i paliw gazowych), otrzymującymi to ciepło bezpośrednio od przedsiębiorstwa energetycznego.

Obowiązek instalowania układów pomiarowo-rozliczeniowych wynika z art. 6 ust. 1 i ust. 2 pkt 2 (choćby uczyniono to w sposób pośredni), a także z przepisów wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 i art. 46 ust. 1. W odniesieniu do ciepła są to:

- 1) rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 11 sierpnia 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci ciepłowniczych, obrotu ciepłem, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców²⁾,
- 2) rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem³⁾.

Natomiast kwestia rozliczania kosztów ciepła dostarczonego do budynku wielolokalowego między właścicielami (najemcami) lokali uregulowana została w innych przepisach i – dodajmy – bardziej liberalnie, co umożliwia stosowanie tzw. „podzielników ciepła”.

Jak sama nazwa wskazuje, podzielniki kosztów ogrzewania (zwane dalej „podzielnikami”) są urządzeniami służącymi do „podziału” kosztów ciepła zużytego przez mieszkańców budynku wielolokalowego, a inaczej rzecz ujmując – do określania udziału pojedynczego lokalu w kosztach zużycia ciepła, będących częścią kosztów ogrzewania całego budynku. Tym samym stanowczo należy podkreślić, iż podzielniki **nie są** urządzeniami służącymi do pomiaru ilości zużytego ciepła i z licznikami ciepła (układami pomiarowo-rozliczeniowymi) nie mają nic wspólnego, a więc nie spełniają wymogów określonych w Prawie energetycznym.

Idea stosowania podzielników dla indywidualnego rozliczania kosztów ciepła w budynkach wielolokalowych pojawiała się w Polsce w połowie lat 90-tych, przede wszystkim za sprawą regulacji zawartej w rozporządzeniu Ministra Gospodarki Przestrzennej i Budownictwa z dnia 14 grudnia 1994 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie⁴⁾. Rozporządzenie to, wydane na podstawie art. 7 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane⁵⁾, stanowiło w § 136, iż „*instalacje centralnego ogrzewania w budynku przyłączonym do sieci scentralizowanego zaopatrzenia w ciepło powinny być wyposażone w liczniki do pomiaru ilości ciepła dostarczanego do instalacji odbiorczej budynku oraz urządzenia niezbędne do indywidualnego rozliczania kosztów ogrzewania poszczególnych mieszkań lub innych lokali*”⁶⁾.

4) Dz. U. z 1995 r. Nr 10, poz. 46 z późn. zm.

5) Dz. U. z 1994 r. Nr 89, poz. 414 z późn. zm.

6) Rozporządzenie z 14 grudnia 1994 r. zostało zastąpione rozporządzeniem Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. z 2002 r. Nr 75, poz. 690), które w § 135 ust. 2 głosi, iż w budynkach z instalacją ogrzewczą wodną zasilaną z sieci ciepłowniczej powinny znajdować się urządzenia służące do rozliczania zużytego ciepła:

- 1) ciepłomierz (układ pomiarowo-rozliczeniowy) do pomiaru ilości ciepła dostarczanego do instalacji ogrzewczej budynku,
- 2) urządzenie umożliwiające indywidualne rozliczanie kosztów ogrzewania poszczególnych mieszkań lub lokali użytkowych w budynku.

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

2) Dz. U. z 2000 r. Nr 72, poz. 845.

3) Dz. U. z 2000 r. Nr 96, poz. 1053.

W konsekwencji lukę w zakresie dostarczania kompleksowych usług związanych z rozliczaniem indywidualnych kosztów ogrzewania wypełniły zachodnie firmy montażowo-rozliczeniowe, z pomocą podzielników stosowanych już od lat za granicą.

Aktualnie na polskim rynku funkcjonują trzy rodzaje podzielników: tzw. wyparkowe, elektroniczne oraz podzielniki wyposażone w moduł radiowy do zdalnego odczytu. Najpopularniejsze są podzielniki wyparkowe. Głównym elementem tych podzielników, nieco podobnych do termometru, jest rurka (ampułka pomiarowa) wypełniona specjalnym płynem pomiarowym – heksanolem lub benzoesanem metylu, który pod wpływem ciepła grzejnika odparowuje. Im cieplejszy grzejnik, tym więcej odparowanej cieczy. Trzeba przy tym zwrócić uwagę, iż tego typu podzielniki są zawsze wyposażone w pewien nadmiar płynu, stanowiący naddatek na tak zwane „odparowanie zimne”, które występuje np. latem – gdy na grzejnik świeci słońce. Rozwiązanie to zabezpiecza rzetelność rozliczenia przy występowaniu procesu parowania zimnego.

Podzielniki, wraz z indywidualnie do nich przypisanym systemem rozliczania, były początkowo dopuszczane do stosowania w budownictwie w oparciu o system dopuszczeń polegający na wydawaniu przez Centralny Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Techniki Instalacyjnej „Instal” w Warszawie (zwany dalej COBRTI „Instal”) świadectw dopuszczenia i decyzji o dopuszczeniu. System ten jednak przenosił jedynie na grunt polski wymogi stawiane podzielnikom i sposobom rozliczania kosztów ogrzewania zawarte w niemieckich normach i przepisach prawnych.

Od 1994 r. podzielniki, jako wyroby budowlane, zaczęły podlegać regulacji opartej w pierwszej kolejności na art. 10 ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo budowlane (w pierwotnym brzmieniu), tzn. mogły być dopuszczone do obrotu i stosowania w budownictwie, jeśli zgodnie z odrębnymi przepisami posiadały deklarację zgodności lub certyfikat zgodności z Polską Normą albo z aprobatą techniczną – w przypadku wyrobów, dla których nie ustanowiono Polskiej Normy.

Pojawiło się wówczas pojęcie aprobaty technicznej, jako dokumentu odniesienia. COBRTI „Instal”, jako jednostka aprobująca wydał aprobaty techniczne dla kilku podzielników, lecz przyjęte rozwiązanie okazało się niedoskonałe, gdyż aprobatą z samej definicji opisywała tylko wyrób i stawiała wymagania dla wyrobu, nie mogła jednak objąć swą oceną systemu rozliczeń przypisanego do określonego typu podzielnika. Mimo to, aprobatą techniczną stanowiła dokument odniesienia aż do 1999 r.

Pomimo kilku zmian art. 10 ustawy – Prawo budowlane, jego zasadnicza treść, odnosząca się do dopuszczania do obrotu i powszechnego stosowania w budownictwie właściwie oznaczonych wyrobów budowlanych, m.in. podzielników kosztów ogrzewania, nie uległa zmianie. Tak też obecnie, zgodnie z postanowieniem art. 10 ust. 2 tej ustawy, dopuszczone do obrotu i powszechnego stosowania w budownictwie są m.in.

wyroby budowlane, właściwie oznaczone, dla których zgodnie z odrębnymi przepisami dokonano oceny zgodności i wydano certyfikat zgodności lub deklarację zgodności z Polską Normą lub z aprobatą techniczną (pkt 1 lit. b).

Podstawowe zasady dopuszczania do obrotu i znakowania wyrobów budowlanych określa wydane na podstawie art. 10 ust. 4 pkt 2 ustawy – Prawo budowlane rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 31 lipca 1998 r. w sprawie systemów oceny zgodności, wzoru deklaracji zgodności oraz sposobu znakowania wyrobów budowlanych dopuszczonych do obrotu i powszechnego stosowania w budownictwie⁷⁾. Zgodnie z § 3 pkt 1 tego rozporządzenia, jednym z systemów stosowanych do oceny zgodności jest **certyfikacja**, polegająca na wydaniu certyfikatu zgodności z dokumentem odniesienia. Certyfikatem zgodności jest, w myśl art. 3 pkt 13 ustawy z dnia 3 kwietnia 1993 r. o badaniach i certyfikacji⁸⁾, „dokument wydany zgodnie z zasadami systemu certyfikacji, wykazujący, że zapewniono odpowiedni stopień zaufania, iż należy zidentyfikowany wyrób, proces lub usługa są zgodne z określoną normą lub przepisami prawnymi”. Certyfikat zgodności podzielnika z dokumentem odniesienia jest wydawany na 3 lata przez akredytowaną jednostkę certyfikującą, np. Zakład Certyfikacji i Normalizacji COBRTI „Instal”, po przeprowadzeniu odpowiedniej procedury certyfikacyjnej.

Drugim systemem, o którym mówi powyższe rozporządzenie, jest **deklarowanie** zgodności z dokumentem odniesienia. Deklaracja zgodności jest oświadczeniem składanym przez producenta, stwierdzającym, na jego wyłączną odpowiedzialność, że wyrób, proces wytwórczy lub usługa są zgodne z dokumentem odniesienia. Zgodnie z § 5 ust. 1 cytowanego rozporządzenia, deklarację zgodności producent może wydać po wykonaniu pełnych badań wyrobu w zakresie i metodami określonymi we właściwym dla wyrobu dokumencie odniesienia, przy prowadzeniu systematycznych działań kontrolnych procesów produkcyjnych wyrobu w ramach zakładowej kontroli produkcji oraz badanie gotowych wyrobów.

W miejscu tym warto się zatrzymać przy wspomianej już kwestii „dokumentu odniesienia”. Od 18 marca 1999 r. bowiem dokumentu takiego nie stanowią już „aprobaty techniczne” wydawane dla wyrobów budowlanych celem dopuszczenia ich do jednostkowego stosowania w obiektach budowlanych, lecz Polskie Normy, opracowane przez Polski Komitet Normalizacyjny, na wzór dwóch norm europejskich. Normami tymi są:

- 1) **PN-EN-834** – podzielniki kosztów ogrzewania do rejestrowania zużycia ciepła przez grzejniki (przyrządy zasilane energią elektryczną),
- 2) **PN-EN-835** – podzielniki kosztów ogrzewania do rejestrowania zużycia ciepła przez grzejniki (przyrządy bez zasilania energią elektryczną, działające na zasadzie parowania dyfuzyjnego).

7) Dz. U. z 1998 r. Nr 113, poz. 728.

8) Dz. U. z 1993 r. Nr 55, poz. 250 z późn. zm.

Trzeba także zwrócić uwagę, iż zgodnie z § 6 ust. 1 rozporządzenia Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 5 sierpnia 1998 r. w sprawie aprobat i kryteriów technicznych oraz jednostkowego stosowania wyrobów budowlanych⁹⁾, „postępowaniem aprobacyjnym objęty jest wyrób, dla którego nie ustanowiono Polskiej Normy, lub wyroby, których właściwości użytkowe, odnoszące się do wymagań podstawowych, różnią się istotnie od właściwości określonych w Polskiej Normie”.

Normy PN-EN-834 i PN-EN-835 traktują o kryteriach, jakie winny spełniać podzielniki wraz z dostosowanym do ich typu systemem rozliczeń, nie opisując jednak takiego systemu, ani nie nakładając szczegółowych wymogów, jakie dany system rozliczeń musiałby spełniać. Choć wydaje się, iż z postanowień wspomnianych norm można wyprowadzić podstawowe uwarunkowania dla systemu rozliczeń, bez których system ten nie może funkcjonować, to zapisy te nie są wystarczające dla stworzenia skończonego oraz dokładnego systemu rozliczeń.

Takie kompletne systemy, związane z określonymi typami podzielników, prezentują firmy montażowo-rozliczeniowe. Czy systemy te są poprawnie skonstruowane, kompatybilne z typem montowanych podzielników i warunkami technicznymi budynku? I czy rozliczenia dokonywane na ich podstawie nie są obciążone błędami? O odpowiedź na to pytanie bardzo trudno, bowiem na poprawność funkcjonowania systemów rozliczeń wpływa szereg czynników. Warto więc wymienić te podstawowe czynności, przewidziane przez Normę PN-EN-835, których należyte wykonanie stanowi warunek konieczny dla poprawności działania systemu, tj.:

- 1) zainstalowanie w znajdującym się w budynku węźle cieplnym układu pomiarowo-rozliczeniowego (ciepłomierza), mierzącego ilość ciepła zużytego na ogrzanie danego budynku,
- 2) zamontowanie na wszystkich grzejnikach zaworów termostatycznych, dających każdemu lokatorowi możliwość regulacji dopływu ciepła do grzejników,
- 3) dokonanie pomiaru grzejnika (określenie jego typu, rodzaju konstrukcji, wydajności cieplnej),
- 4) odpowiedni montaż podzielników na grzejnikach,
- 5) zainstalowanie podzielników w całym budynku,
- 6) dokonanie odczytu pierwotnego,
- 7) ustalenie wielkości oraz wprowadzenie do obliczeń tzw. współczynników korekcyjnych,
- 8) ustalenie podziału opłaty na część rozliczaną według powierzchni jednostki użytkowej i część rozliczaną według wskazań podzielników.

Należy tu podkreślić, że zgodnie z obowiązującym prawem i treścią wspomnianych Polskich Norm (które nie stanowią przepisów prawnych) zarówno określenie wielkości współczynników korekcyjnych dla mieszkań szczytowych, jak i ustalenie podziału opłaty na część

rozliczaną według powierzchni jednostki użytkowej i część rozliczaną według wskazań podzielników mogą być, wraz z wybranym przez usługobiorcę systemem rozliczeń, jedynie przedmiotem umowy cywilno-prawnej, zawieranej z przedsiębiorstwem montażowo-rozliczeniowym.

Jak z powyższego wynika, w polskim systemie prawnym nie ma przepisów określających wymagania dla systemu rozliczeń na podstawie wskazań podzielników kosztów ogrzewania. Nie określa też precyzyjnie takiego systemu żadna ze wspomnianych norm, choć wystawienie deklaracji zgodności np. z normą PN-EN-835 zmusza producenta do uwzględnienia w proponowanym przezeń systemie rozliczeń postanowień tej Normy. Ponadto, brakuje jednostek upoważnionych do oceny poprawności i kompletności takich systemów.

Potrzeba przyjęcia takiego rozwiązania prawnego, które wytyczy wymagania w stosunku do wszystkich systemów stosowanych w Polsce wydawałaby się oczywista. Zastanawia więc, dlaczego, mimo dyskusji na łamach prasy fachowej, podnoszonych co jakiś czas w prasie codziennej sporów dotyczących rozliczenia kosztów ogrzewania oraz projektów przedmiotowego systemu rozliczeń w politechnicznych i uniwersyteckich szufladach, wciąż brak bezwzględnie obowiązującego prawa w tej materii? Zagadnienie jest z pewnością bardzo złożone, choćby z tego względu, że w budynkach wielolokalowych w Polsce występuje szereg wad cieplnych, wadliwe instalacje czy nieodpowiednia izolacja.

Przetłumaczonym na język polski wzorem takiego rozwiązania jest niemieckie, pochodzące z 1989 r., *Heizkostenverordnung*, czyli rozporządzenie w sprawie rozliczenia kosztów ogrzewania i ciepłej wody w zależności od zużycia. Oczywiście jednak nie sposób wprost kopiować niemieckie rozwiązania, które w większości nie przystają do rozwiązań systemów grzewczych przyjętych w naszym kraju.

Brak jednego aktu wprowadzającego ogólne zasady, wedle których miałyby funkcjonować systemy rozliczeń, powoduje, iż w materii tej mamy do czynienia z pewną dowolnością, której następstwem jest brak zaufania odbiorców (konsumentów) nie tylko do zarządzających budynkiem, ale i do samych firm dokonujących rozliczeń. Jednocześnie trudno oprzeć się wrażeniu, że zawilość dostarczanych mieszkańcom budynków wielolokalowych rozliczeń, a także brak dokładnej informacji na temat podstawowych choćby danych, przyjętych do rozliczenia, wyklucza możliwość kontroli poprawności wykonania usługi przez usługobiorcę.



Autorka jest pracownikiem Zachodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Poznaniu

9) Dz. U. z 1998 r. Nr 107, poz. 679 z późn. zm.

SPEKULACJA NA KONKURENCYJNYM RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Robert Guzik

Okazuje się, że wbrew pozorom zdefiniowanie pojęcia „spekulacji” nie jest oczywiste. Istnieją dwa podstawowe znaczenia tego słowa. Słowniki i encyklopedie w zasadzie zgodnie podają jako pierwsze znaczenie myślenie abstrakcyjne, dociekanie nie opierające się na doświadczeniu, nie liczące się z rzeczywistością, oderwane od życia, rozmowanie często jałowe, nie dające się sprawdzić. Stąd przymiotnik spekulatywny – oparty na myśleniu abstrakcyjnym. Natomiast drugie znaczenie wyjaśniane bywało różnie w zależności od kontekstu politycznego i gospodarczego.

Spekulacja jako przestępstwo gospodarcze

W Polsce Ludowej słowo to miało konotację jednoznacznie pejoratywną. Słownik Wyrazów Obcych PWN¹⁾ z 1980 r. pod hasłem „spekulacja” podaje następującą definicję: „nieuczciwe [podkr. R. G.] operacje handlowe polegające na wykupywaniu, gromadzeniu i odsprzedaży towarów powszechnego użytku z nadmiernym zyskiem, w sytuacji, gdy popyt na nie przewyższa podaż; spekulacja giełdowa – dokonywanie operacji kupna-sprzedaży papierów wartościowych w celu osiągnięcia zysków w wyniku różnych ich cen w różnych okresach”. Co ciekawe, chyba siłą rozpędu, definicję tę praktycznie powtarza jeszcze Słownik Języka Polskiego²⁾ z 1998 r. Jest to dziwne o tyle, że termin ten obecnie rozumiany jest inaczej. Wielka Internetowa Encyklopedia Multimedialna podaje: „spekulacja – rodzaj transakcji kupna-sprzedaży, której celem jest osiągnięcie dochodu przez wykorzystanie przewidywanych zmian cen w czasie upływającym pomiędzy terminem zakupu i terminem sprzedaży, pomiędzy terminem zawarcia umowy i terminem jej wykonania lub różnic cen na rynkach zróżnicowanych pod względem przestrzennym lub instytucjonalnym. Przedmiotem takich transakcji są najczęściej dobra materialne, nieruchomości i papiery wartościowe”. Natomiast wg Nowego Leksykonu PWN³⁾ spekulacja to: „dążenie do osiągnięcia zysku z transakcji kupna-sprzedaży zgodnie z zasadą: kupić tanio, sprzedać drogo; może występować zarówno na rynku dóbr i usług, jak i na rynku kapitałowym; w gospodarce rynkowej jest racjonalnym zachowaniem, natomiast w gospodarce socjalistycznej, choć pozwalająca zmniejszyć negatywne skutki błędnych decyzji planisty, była przestępstwem lub wykroczeniem podlegającym karze”.

Otóż to. Jeden z filarów dialektycznej myśli marksistowskiej – Fryderyk Engels stwierdził, iż żeby mogło istnieć społeczeństwo komunistyczne musi być zniesiona swobodna wymiana między ludźmi. Scenariusz realizacji tego, z założenia absurdalnego, pomysłu przewidywał po pierwsze totalną kontrolę, po drugie wychowywanie nowych pokoleń w duchu niechęci i pogardy dla wymiany. W mentalności tak wykreowanego – „lepszego” społeczeństwa wpisany miał być mechanizm samokontrolny (donosy, eliminacja jednostek wyrodných), oparty na niechęci do wymiany, co z czasem pozwoliłoby na stopniowe zredukowanie i likwidację aparatu kontroli państwa. W konsekwencji państwo miało obumrzeć, a na jego miejsce miało powstać idealne społeczeństwo komunistyczne – szczęśliwe, a jakże. Co prawda tow. Chruszczow dowodził, że w komunizmie nomenklatura będzie jednak potrzebna, ale czynił to będąc przekonanym, że on sam tego komunizmu dożyje.

Nic zatem dziwnego, że władza ludowa ochoczo podjęła engelsowskie wyzwanie. Już jeden z pierwszych dekretów Polskiego Komitetu Wyzwolenia Narodowego dotyczył zwalczania spekulacji i lichwy wojennej.⁴⁾ Art. 14 przewidywał karę więzienia do 10 lat i grzywny do pięciu milionów złotych za świadome dopuszczanie się nieuczciwych machinacji, mogących wywołać lub utrzymać zwyżkę cen przedmiotów powszedniego użytku. Kolejne ustawodawstwo tamtych lat utrzymane było w podobnym duchu, a od samych nazw aktów prawnych aż ciarki przechodzą po plecach. Przykładowo, dekret o utworzeniu i zakresie działania Komisji Specjalnej do walki z nadużyciami i szkodnictwem gospodarczym⁵⁾, powołał komisję specjalną do wykrywania i ścigania przestępstw godzących w interesy życia gospodarczego lub społecznego państwa, w tym m.in. spekulacji. Komisja ta była upoważniona do przyjmowania od każdego obywatela doniesień o przestępstwach ściganych w trybie tego dekretu. Ustawa o zwalczaniu drożyzny i nadmiernych zysków w obrocie handlowym⁶⁾, zastępująca dekret o zwalczaniu spekulacji i lichwy wojennej, m.in. upoważniła Ministra Przemysłu i Handlu do ustalania w obrotach handlowych wysokości zysku brutto dla poszczególnych towarów lub grup towarów. Potem do zwalczania spekulacji

4) Dekret PKWN z dnia 25 października 1944 r. (Dz. U. z 1944 r. Nr 9, poz. 49).

5) Dekret Rady Ministrów z dnia 16 listopada 1945 r. (Dz. U. z 1945 r. Nr 53, poz. 302).

6) Ustawa z dnia 2 czerwca 1947 r. (Dz. U. z 1947 r. Nr 43, poz. 218).

1) Wyd. Naukowe PWN Warszawa, 1980 r., str. 696.

2) Wyd. Naukowe PWN Warszawa, 1998 r., Tom III, str. 267.

3) Wyd. Naukowe PWN Warszawa, 1998 r., str. 1636.

i nadużyć w obrocie towarowym oraz w działalności usługowej, powołano Państwową Inspekcją Handlową⁷⁾. I wreszcie labędzi śpiew ekonomii nakazowo-rozdzielczej, czyli ustawa o zwalczaniu spekulacji⁸⁾, uchylona w roku 1990⁹⁾. Warto przypomnieć, że poprzedzona była ona następującą preambułą: „w celu wzmocnienia ochrony interesów konsumentów w obrocie artykułami powszechnego użytku oraz zwiększenia skuteczności zwalczania spekulacji stanowi się, co następuje:”. Sama spekulacja nie została w tej ustawie zdefiniowana, natomiast szczegółowe przepisy przewidywały sankcje karne, w trybie przyspieszonym, za m.in. zbywanie towarów poza jednostkami handlu detalicznego, ukrywanie towaru przed nabywcą oraz za malwersacje z kartami zaopatrzenia, czyli nieco obecnie zapomnianymi kartkami.

Warto przypomnieć te czasy, żeby uświadomić sobie jaki balast doświadczeń gospodarczych dźwigał nasz kraj w momencie rozpoczęcia tzw. transformacji ustrojowej oraz, żeby zrozumieć dlaczego w mentalności post-socjalistycznej słowo „spekulacja” nadal nie cieszy się reputacją i rzadko jest utożsamiane z normalną grą rynkową. Na koniec, dla porównania jeszcze jedna definicja. Webster's Encyclopedic Unabridged Dictionary of the English Language¹⁰⁾ podaje: „spekulacja – zaangażowanie w transakcje biznesowe wiążące się ze znacznym ryzykiem ale dające szansę na duży zarobek, szczególnie handel towarami, papierami wartościowymi, itp., w nadziei na zysk wynikający ze zmiany ceny rynkowej”. Widzimy tu jeszcze inne ujęcie zagadnienia, bowiem pojawiające się słowa: „szansa”, „ryzyko”, i „nadzieja” związane są z niepewnością działań spekulacyjnych. A jeżeli jest zaledwie szansa na zysk, to bardziej prawdopodobne jest poniesienie straty.

Spekulacja na rynku towarów

Warto podkreślić, że również w krajach o ugruntowanej gospodarce rynkowej panuje powszechne uprzedzenie do działań mających na celu wywołanie zwyżki cen deficytowych towarów. Spekulantów, którzy wykupując w okresach niedostatku i drożyzny towary pierwszej potrzeby, zwiększają koszty utrzymania, uważa się, jeśli nie za oszustów lub przestępców, to przynajmniej za ludzi niemoralnych, żerujących na ludzkim nieszczęściu. Stąd też władze ulegając takim nastrojom w dobie kryzysu skłonne są do wprowadzania ustawodawstwa antyspekulacyjnego polegającego na reglamentacji towarów oraz kontroli cen. Egzekucja takich przepisów

wymaga ścigania i surowego karania kupców zawyżających ceny, tak jak we wspomnianych wcześniej przepisach PRL. Niestety kontrola cen najczęściej pogłębia kryzys, a w sytuacjach skrajnych może doprowadzić do katastrofy. Według Johna Fiske'go, amerykańskiego filozofa i historyka (żyjącego w latach 1842-1901), zakaz spekulacji ryżem doprowadził do klęski głodu w Bengalu w 1770 r., a zakaz spekulacji i wprowadzenie cen maksymalnych na żywność w obłożonej Antwerpii podczas Rewolucji Holenderskiej w 1576 r. przyczynił się do wzięcia miasta głodem. Mieszkańcy nieracjonalnie gospodarowali żywnością, której chwilowo było pod dostatkiem, a kupcom z sąsiednich miast nie opłacało się ryzykować dostaw do obłożonej Antwerpii, gdzie ceny sztucznie utrzymywane były na niskim poziomie.

Na pierwszy rzut oka trudno jest sobie uzmysłowić, że spekulacja towarem, na który popyt chwilowo przewyższa podaż jest narzędziem naturalnej regulacji rynku, powodującym natychmiastowe ograniczenie popytu i wywołującym presję na zwiększenie podaży. Prowadząc do zwiększenia cen, spekulacja ogranicza konsumpcję, a wywierając nieustanną presję na budżety domowe nie pozwala, by niedostatek zamienił się w głód. Równocześnie, wzrost cen stymuluje import towarów z tych terenów, na których występuje nadwyżka i gdzie ceny są niskie. W długim okresie spekulacja zatem przyczynia się w znacznym stopniu do łagodzenia presji rynkowych pojawiających się w czasach niedostatku i prowadzi do zmniejszenia ekstremalnych ruchów cen, które zakłócają równy i stabilny rozwój handlu. Państwo, które w okresie charakteryzującym się wysokimi cenami podejmuje kroki w celu położenia kresu spekulacji działa z okrucieństwem podobnym do kapitana, który dowodząc rozbitym statkiem odmawia zmniejszenia o połowę racji żywnościowych załogi¹¹⁾. Podobnie kontrola cen detalicznych oraz zakaz spekulacji polegającej na zawieraniu kontraktów długoterminowych spotęgował, o ile nie był bezpośrednią przyczyną, energetyczny kryzys kalifornijski w 2000 r., do czego wrócimy w dalszej części tego tekstu.

Konkurencyjny rynek energii elektrycznej

Jak powinien działać konkurencyjny rynek energii? Jak wiemy energia elektryczna ma kilka cech szczególnych wynikających z technologii jej wytwarzania i przesyłu. Nie można jej zmagazynować, co powoduje, że zawierane kontrakty muszą być dodatkowo bilansowane. Prąd nie płynie najkrótszą drogą lecz ścieżką najmniejszej impedancji (oporności), a w sieci występują ograniczenia. Ze względu na oddziaływanie sieciowe i zmienne w czasie zapotrzebowanie na energię, konieczne jest rezerwowanie mocy w źródłach i świadczenie innych usług dodatkowych, co oznacza, że źródła nie dostarczają wyłącznie energii czynnej. Ponadto, występuje konieczność ciągłego zarządzania

7) Dekret Rady Ministrów z dnia 21 września 1950 r. (Dz. U. z 1950 r. Nr 44, poz. 396), później ustawa z dnia 25 lutego 1958 r. (Dz. U. z 1958 r. Nr 11, poz. 39).

8) Ustawa z dnia 25 września 1981 r. (Dz. U. z 1981 r. Nr 24, poz. 124).

9) Ustawa z dnia 5 lipca 1990 r. (Dz. U. z 1990 r. Nr 44, poz. 258).

10) 1996 edition, Gramercy Books, Random House Value Publishing, inc., tłum. autora.

11) John Fiske: „Głód roku 1770 w Bengalu” za: www.ilk.lublin.pl.

systemem przez centralnego dyspozytora (operatora sytemu przesyłowego). To zarządzanie obejmuje planowanie pracy oraz remontów źródeł i sieci, bieżące bilansowanie zapotrzebowania, szereg działań w sytuacjach awaryjnych, itp. Jest jeszcze jeden, poza technicznymi, aspekt energii elektrycznej jako towaru. We współczesnym świecie odgrywa ona podstawową rolę społeczną, której znaczenie można przyrównać jedynie do powszechnej umiejętności czytania i pisania. Tak jak tzw. cywilizowane kraje zwalczają analfabetyzm po to, żeby każdy obywatel miał możliwość normalnego funkcjonowania w społeczeństwie, tak samo gwarantują dostępność oraz niezawodność i ciągłość dostaw energii elektrycznej jako dobra powszechnego użytku. Stąd w energię elektryczną immanentnie jest wpisany konflikt interesów między jej cechami jako towaru rynkowego, a jej cechami jako cywilizacyjnego dobra społecznego. Dlatego też relacje popytu i cen są inne niż w przypadku „zwykłych” towarów.

Rozważmy wobec tego w jakim zakresie konkurencja może występować na rynku energii elektrycznej. Przyjrzyjmy się klasycznemu modelowi wolnego rynku, u którego podstaw leżą cztery zasadnicze założenia: 1) liczba kupujących i sprzedających na rynku jest „wielka”; 2) sprzedający produkują jednorodny produkt; 3) konsumenci są dobrze poinformowani; 4) dla producentów wejście na rynek i zejście z niego nie są ograniczane ani zakazywane. Upraszczając można stwierdzić, iż podstawowym warunkiem istnienia rynku jest ograniczenie lub eliminacja możliwości manipulacji przez pojedynczego uczestnika rynku dla uzyskania własnych korzyści. O rynku konkurencyjnym energii elektrycznej można mówić dopiero wtedy, gdy spełnione są pewne kryteria. Przede wszystkim musi istnieć dostatecznie duża liczba uczestników zarówno po stronie kupujących, jak i sprzedających. Poza tym rynek musi cechować się płynnością, a popyt i podaż muszą być funkcją ceny, co oznacza istnienie pewnej elastyczności cenowej. Ten warunek może być spełniony jedynie pośrednio. Ponadto wszyscy uczestnicy rynku powinni mieć zapewniony równy dostęp do urządzeń i instalacji, za pomocą których energia jest dostarczana. Na koniec zewnętrzne oddziaływania nie powinny zaburzać normalnego funkcjonowania rynku. Takimi oddziaływaniami są np. polityka ochrony środowiska, która może różnicować szanse uczestników oraz polityka społeczna, która wprowadza wszelkiego rodzaju subsydia i preferencje. W praktyce zbudowanie rynkowej struktury handlu energią elektryczną wymaga specyficznej koordynacji etapu przejściowego, którego zasadniczym celem jest ścisły rozdział działalności konkurencyjnej od regulowanej. Muszą być zatem wyeliminowane możliwości dyskryminacji oraz subsydiowania skrótnego między tymi rodzajami działalności. Ponadto systemowego rozwiązania wymaga problem kosztów osieroconych, czyli poniesionych przez przedsiębiorców przed liberalizacją rynku, których nie da się odzyskać w warunkach konkurencji. Sposób zorganizowania handlu

energią musi z jednej strony gwarantować krótkoterminową stabilność systemu, co jest gwarancją niezawodności dostaw, z drugiej zaś strony powinien generować właściwe sygnały sprzyjające budowaniu długoterminowej strategii inwestycyjnej w źródła i sieci¹²⁾. Obecnie istnieją poważne wątpliwości, czy uda się w mechanizmach rynku konkurencyjnego sieciowych nośników energii zapewnić generację sygnałów do właściwego planowania inwestycji, z reguły kosztownych i o długim okresie realizacji¹³⁾.

Podstawą funkcjonowania hurtowego rynku energii są porozumienia (umowy) obejmujące wszystkie aspekty relacji handlowców z operatorem systemu, który z reguły jest właścicielem sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej. Umowy krótkoterminowe zawierane są w czasie zbliżonym do czasu rzeczywistej dostawy. W praktyce jest to dzień poprzedzający fizyczną dostawę. Przykładowo, w Polsce na rynku bilansującym, który ma charakter mechanizmu zamykającego bilans energetyczny, transakcje sprzedaży energii przyjmowane są do godziny 11:00 dnia poprzedzającego dostawę energii. Wcześniej zawierane są transakcje giełdowe. Oznacza to, że istnieje wystarczająco długi okres do dokonania przez kupujących korekty, wynikających z zawartych wcześniej umów, pozycji kontraktowych na rynku natychmiastowym (*spot*), za pośrednictwem platform internetowych, na rynku lokalnym (najczęściej od elektrociepłowni), czy też „na telefon” na rynku pozagiełdowym, w tzw. transakcjach OTC *over-the-counter*. Na rynku działają zarówno wytwórcy, jak i spółki dystrybucyjne, odbiorcy uprawnieni do korzystania z usług przesyłowych, operatorzy systemów, przedsiębiorstwa obrotu. Jest też miejsce na prowadzenie działań czysto spekulacyjnych.

Spekulacja na rynkach finansowych i towarowych

Na rynkach finansowych, w tym walutowych i towarowych charakterystyczną cechą spekulacji jest zawieranie kontraktów terminowych (*forward, futures*) w celu ograniczenia ryzyka rynkowego. Ryzyko to bierze się z nietrafionych prognoz dotyczących przyszłej sytuacji na rynku lub przyjęcia błędnych założeń. Jest ono miarą niepewności co do przyszłej ceny oraz wolumenu obrotu towaru, waluty, czy papieru wartościowego, który jest przedmiotem handlu. Zauważmy, że samo ryzyko ma swoją rynkową cenę. Kontrakty terminowe nie są prawem majątkowym, stanowią jedynie zobowiązanie umawiających się stron do zawarcia w przyszłości transakcji na wcześniej ustalonych warunkach¹⁴⁾. Mówi

12) „Getting its house in order”, Energy International, November 2002, za: www.energyinternational.info.

13) Por. M. Duda: „Aktualne problemy rozwoju jednolitego rynku konkurencyjnego energii elektrycznej w Europie”, Biuletyn URE nr 1/2003.

14) A. Weron, R. Weron „Giełda Energii, strategie zarządzania ryzykiem”, wyd. CIRE, Wrocław 2000.

się, że spekulacja ma charakter stabilizujący, jeżeli faktyczna cena była niższa niż cena z kontraktów lub destabilizujący, jeżeli kontrakty zawarte były po cenie wyższej niż cena w dniu fizycznej dostawy. Problem polega na tym, że nigdy *ex ante* nie wiadomo, czy kontrakt terminowy będzie stabilizujący, czy destabilizujący.

Transakcje terminowe jako element strategii ubezpieczających (*hedging*) pozwalają na transfer ryzyka od podmiotów operujących na rynkach natychmiastowych, narażonych na ryzyko cenowe, do podmiotów spekulujących na rynkach terminowych w nadziei na odniesienie korzyści finansowych. Tym samym spekulanci na rynkach terminowych (finansowych) przejmują ryzyko cenowe, któremu podlegają producenci, użytkownicy i posiadacze towarów bądź instrumentów finansowych. Wchodząc w transakcje z podmiotami stosującymi strategię ubezpieczającą tworzą na rynku nową wartość i ograniczają ryzyko cenowe jego uczestników.¹⁵⁾ Dzięki spekulacji rynek może stać się płynny i efektywny, aczkolwiek o tym, że nie zawsze tak jest, przypomina przypadek Enronu i innych spółek spekulacyjnych.

Spekulacja energią elektryczną

Szczególną cechą energii jako towaru jest ogromna zmienność dobową cen. Te fluktuacje cenowe zależą od wielu czynników i są trudne do przewidzenia. Oznacza to, że poziom ryzyka na rynku energii elektrycznej jest wyjątkowo wysoki. Ponadto występuje konieczność zarządzania nierównowagą popytu i podaży w czasie rzeczywistym oraz ograniczenia wynikające z możliwości przesyłowych. Zmienność cen na rynku spot zmusza wytwórców i dużych odbiorców (w tym spółki dystrybucyjne) do szukania sposobów ograniczenia ryzyka cenowego. Kontrakty terminowe na dostawę energii są zatem nierozzerwalnie związane z rynkiem energii elektrycznej. Przed liberalizacją obrotu energią elektryczną w większości krajów sektor elektroenergetyczny funkcjonował w oderwaniu od ryzyka rynkowego. Jako sektor strategiczny, zawsze mógł liczyć na pomoc państwa w postaci choćby gwarancji kredytowych. Obecnie sytuacja ta diametralnie się zmienia. Celem państw, które zdecydowały się na urynkiwienie elektroenergetyki jest przeniesienie ryzyka rynkowego na prywatnych inwestorów, przy zachowaniu mechanizmów ochrony konsumentów indywidualnych przed ryzykiem.

Na konkurencyjnym rynku sieciowych nośników energii, przy funkcjonującej zasadzie TPA (dostępu do usług przesyłowych) duży odbiorca przemysłowy może wynegocjować warunki dostawy energii od konkretnego wytwórcy. Natomiast gospodarstwo domowe, nawet przy pełnym otwarciu rynku, ma poważne trudności w zawieraniu kontraktów na określony wolumen dostawy. Stąd też na ogół odbiorcy bytowo-komunalni

wolą, aby ryzyko cenowe było zniwelowane poprzez taryfę zatwierdzaną przez organ regulacyjny, działający w imieniu milionów konsumentów. Z kolei spółka dystrybucyjna w relacjach z odbiorcami taryfowymi, w tym odbiorcami uprawnionymi nie korzystającymi z usług przesyłowych, ponosi pewne ryzyko niezbilansowania własnego zapotrzebowania zawartymi wcześniej umowami. Jest to tzw. ryzyko wolumenu.

Zarządzanie ryzykiem na rynkach energii elektrycznej jest dziedziną relatywnie młodą. Praktycznie dopiero od kilkunastu lat rozwija się tu inżynieria finansowa. Ze względu na szczególny charakter energii jako towaru, wiele mechanizmów finansowych używanych na rynkach towarowych i finansowych nie ma zastosowania w przypadku energii elektrycznej. Mimo to energia elektryczna jest towarem świetnie się nadającym właśnie do spekulacji. Jest ona uważana za bardzo dobry instrument podstawowy dla instrumentów pochodnych. Rozwijającym się instrumentem specyficznym dla rynku energii elektrycznej są dwustronne kontrakty meteo mające charakter ubezpieczenia przed niekorzystnymi dla producentów warunkami pogodowymi, szczególnie generującymi straty wynikające ze zmniejszonej produkcji.

Najlepszym miejscem do prowadzenia transakcji równoważących rynek energii elektrycznej jest giełda, na której gracze pozostają anonimowi, przy zachowaniu pełnego dostępu do informacji. Najpowszechniej stosowanym instrumentem zabezpieczającym przed ryzykiem fluktuacji cen na giełdach towarowych są kontrakty terminowe typu futures. Rozumiane są one jako umowa zobowiązująca sprzedającego do dostarczenia energii elektrycznej w określonym terminie i po określonej cenie oraz zobowiązująca kupującego do nabycia energii elektrycznej w określonym terminie i po określonej cenie. Rynek terminowy finansowy polega na prowadzeniu operacji finansowych bez fizycznej dostawy energii. Rynek ten umożliwia prowadzenie operacji handlowych przez podmioty spoza sektora elektroenergetycznego, np. instytucje finansowe. W Polsce, zgodnie z art. 9 ust. 3 i 4 ustawy o giełdach towarowych¹⁶⁾, członkami giełdy prowadzącej obrót energią elektryczną mogą być domy towarowe maklerskie, maklerzy niezależni, domy maklerskie, które uzyskały zezwolenie, jak również przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję oraz obrót energią elektryczną oraz odbiorcy uprawnieni do korzystania z usług przesyłowych.

Warszawska Giełda Energii S.A. wprowadziła finansowe kontrakty terminowe na energię elektryczną od października 2002 r. Obecnie są to kontrakty miesięczne, tygodniowe oraz szczytowe na godziny 19-21. Kontrakty miesięczne opiewają na 1 MWh energii dostarczonej w każdej godzinie miesiąca. Dają one możliwość efektywnego zarządzania ryzykiem handlowym. Rozliczanie

15) „Ryzyko w obrocie energią”. Redakcja merytoryczna: dr hab. inż. Ignacy Kaliszewski (Instytut Badań Systemowych Polskiej Akademii Nauk), za: www.cire.pl.

16) Ustawa z dnia 26 października 2000 r. (Dz. U. z 2000 r. Nr 103, poz. 1099).

między stronami dokonywane jest już w okresie notowań tj. po każdej sesji giełdowej, na której nastąpi zmiana ceny kontraktu. Jeżeli cena spada, to różnicę ceny dopłaca kupujący na rzecz sprzedającego, jeżeli cena rośnie – to różnicę dopłaca sprzedający na rzecz kupującego. Niestety zainteresowanie uczestników tą ofertą jest dotychczas znikome.

Dla porównania, najbardziej dojrzała giełda energii elektrycznej w Europie, czyli Skandynawska Giełda Energii – Nord Pool, prowadzi operacje fizycznego handlu, finansowe (terminowe) i *clearing* (rozliczenia umów dwustronnych). Kontrakty terminowe opiewają tam na okres do 3 lat. W 2001 r. obroty energią z fizyczną dostawą wyniosły 111,2 TWh, co daje ok. 29% całkowitego zużycia energii w tym rejonie, a obrót finansowy był prawie trzykrotnie wyższy niż fizyczny.

Na Warszawskiej Giełdzie Energii S.A. w ostatnich miesiącach notuje się znaczny wzrost obrotów na Rynku Dnia Następnego, wynikający ze strategii spółek dystrybucyjnych, które umyślnie zawierają umowy na większe ilości energii niż przewidywane zapotrzebowanie. Związane to jest z obecnie obowiązującym, bardzo restrykcyjnym dla odbiorców (spółek dystrybucyjnych) regulaminem rynku bilansującego. Analiza silnej korelacji funkcjonowania giełdy i rynku bilansującego nie jest przedmiotem niniejszego artykułu, jednak zaobserwowane zachowania uczestników giełdy energii są bardzo symptomatyczne. Otóż głównymi uczestnikami obrotu giełdowego są obecnie spółki dystrybucyjne, które odsprzedają energię przekontraktowaną. Głównym motorem działań jest ucieczka od rozliczeń na rynku bilansującym. Wytwórcy prawie zupełnie nie handlują poprzez giełdę. Zauważmy, że wytwórcy mogą na giełdzie również kupować energię w celu jej odsprzedaży, gdy cena giełdowa jest niższa od kosztu wytworzenia. Kontrakty finansowe i giełdowe kontrakty terminowe są nadal rzadkością. Bierność uczestników hurtowego rynku energii elektrycznej, ich statyczna i pasywna postawa są, z jednej strony zadziwiające, z drugiej zaś budzą niepokój.

Wróćmy jeszcze raz do kryzysu kalifornijskiego. Stan Kalifornia prowadził bardzo antyindustrialną politykę proekologiczną, która skutkowała brakiem nowych inwestycji w elektroenergetyce przy jednoczesnej presji na zamykanie istniejących elektrowni jądrowych i węglowych (najtańszych). Podstawowym paliwem energetycznym przed kryzysem w 2000 r. był gaz ziemny (32% energii elektrycznej), a aż 15% dostaw energii elektrycznej pochodziło z importu z innych stanów. Koszt wytwarzania energii elektrycznej był wysoki, podobnie ceny gazu w Kalifornii były najwyższe w Stanach, ze względu na brak substytutów dla tego paliwa. Nic też dziwnego, że ceny detaliczne były regulowane i należały do najwyższych w stanach kontynentalnych.¹⁷⁾ Jednocześnie regulator stanowy zakazał zawierania kontraktów długoterminowych. Całość wytwarzanej energii

sprzedawana było poprzez rynek spot. W tym stanie rzeczy tzw. deregulacja, czyli uwolnienie cen na rynku hurtowym w dwóch sąsiadujących hrabstwach – San Diego i Orange County, spowodowała drastyczny wzrost cen energii na rynku hurtowym w tych rejonach, co przełożyło się na zapaść finansową sektora dystrybucji, który nie mógł przenieść zwiększonego kosztu zakupu energii na odbiorców końcowych. Wprowadzone następnie pułapy cenowe na giełdzie energii stanowiły kolejny impuls dla wytwórców do ucieczki z rynku kalifornijskiego. Jest to ewidentny współczesny przykład na to, że skutecznie egzekwowany zakaz spekulacji w postaci zakazu zawierania kontraktów długoterminowych oraz transakcji finansowych energią przyczynił się do katastrofy, której rozmiary szacowane są obecnie na kilka miliardów dolarów, które pokryje budżet stanowy obciążając podatników bez względu na wielkość ich zużycia energii.

Zakończenie

Spekulacja nie jest tylko zjawiskiem nieodłącznie towarzyszącym aktywności gospodarczej, związanej z inwestowaniem w papiery wartościowe. Spekulacja jest działaniem dostosowawczym społeczeństwa do przewidywanych zdarzeń. Jest to nieodłączna część codziennego życia. W każdej sytuacji stykamy się z ryzykiem, którego nie możemy uniknąć. Dokonując codziennych wyborów typu czy przyjechać do pracy samochodem, czy skorzystać z miejskiej komunikacji, nieświadomie spekulujemy. Decydując się na podróż samochodem oceniamy prawdopodobieństwo złych warunków pogodowych, tłoku na drodze, awarii samochodu, nieszczęśliwego wypadku. Podejmujemy ryzyko, szacujemy szanse, określamy funkcję celu (np. czas czy bezpieczeństwo?), oceniamy prawdopodobieństwa poszczególnych zdarzeń i dokonujemy wyborów. Element spekulacji związany jest praktycznie z każdą działalnością gospodarczą. Jako środek wyrównujący ceny między różnymi rynkami pozwala uniknąć lub złagodzić skutki katastrof gospodarczych. Podjęcie każdego ryzyka, którego nie można uniknąć jest spekulacją właśnie, a podjęcie optymalnych decyzji polega na minimalizacji ryzyka. Ale podejmowanie ryzyka, którego można uniknąć, przestaje być spekulacją, staje się hazardem. Inne rozróżnienie tych pojęć wiąże się z uświadomieniem sobie faktu, iż spekulacja oparta jest na racjonalnych przesłankach, na inteligentnych przewidywaniach. Hazard to proste zdanie się na ślepy los.

Tak więc to nie spekulacja, lecz raczej jej brak jest zagrożeniem dla rynku energii elektrycznej. Czymże innym, jak nie spekulacją jest bowiem zawarcie kontraktu długoterminowego przez odbiorcę z wytwórcą, lub wytwórcy z inwestorem, niż obroną przed ryzykiem znacznych wahań cen i wielkości obrotów na przyszłym, nieznanym rynku? Kontrakt długoterminowy chroni inwestora przed nieprzewidywanym spadkiem cen lub zmianą warunków wejścia na rynek, które

17) Bez Hawajów i Alaski.

niosą groźbę pozostania z kosztami osieroconymi. Również wykorzystywanie przez niektórych uczestników rynku wadliwie skonstruowanych mechanizmów bilansowania, czy też usuwania ograniczeń sieciowych i elektrownianych do uzyskiwania partykularnych korzyści trzeba odbierać jako sygnał alarmowy. Najczęściej świadczy on po prostu o tym, iż rynek jest w stanie nierównowagi z powodów strukturalnych. Działania spekulacyjne są najlepszym identyfikatorem miejsc występowania zaburzeń. Zatem rozsądna interwencja skupia się na usuwaniu przyczyn tych zaburzeń, a nie na nieskutecznych zakazach spekulowania.

W artykule wykorzystano informacje opublikowane na stronach internetowych:

www.polpx.pl,
www.nordpool.no,
www.cire.pl,
www.mises.org.



Autor jest naczelnikiem wydziału w Departamencie Promowania Konkurencji URE

WYBRANE ZJAWISKA ZACHODZĄCE NA POLSKIM RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Piotr Karaś, Agnieszka Panek

W przyjętym w dniu 2 kwietnia 2002 r. dokumencie „Ocena realizacji i korekta Założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r.” zawarto zobowiązanie polegające na doskonaleniu przez Rząd RP dotychczasowej polityki regulacyjnej, za pomocą koncentracji działań instytucji rządowych na jednoczesnej liberalizacji zasad funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych i eliminowania niejednoznaczności regulacyjnych. Zobowiązanie to oznacza dążenie do ograniczenia ingerencji Państwa w działalność jak największych obszarów sektora elektroenergetycznego.

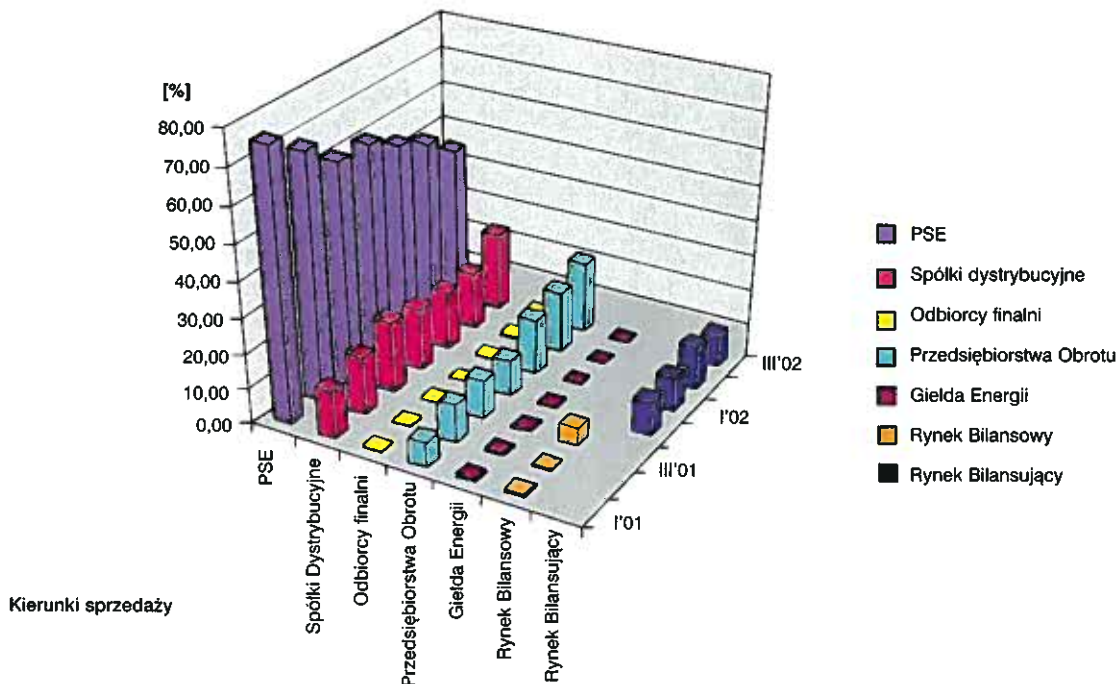
Podstawy do tworzenia rynku energii w Polsce stworzyła ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne zapewniając równe prawa uczestnikom oraz możliwość swobodnego dostępu do rynku, ograniczonego jedynie spełnieniem warunków technicznych i ekonomicznych. Po wejściu w życie tej ustawy zaczęły powstawać przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się działalnością gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną oraz został zapewniony odbiorcom dostęp do usług przesyłowych zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania poprzez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych.

W celu pełnego uruchomienia mechanizmów rynkowych konieczne byłoby spełnienie jeszcze jednego warunku – możliwości swobodnego kształtowania ceny energii elektrycznej w wyniku zrównoważenia popytu i podaży. Dla sektora wytwórczego i obrotu możliwość wypełnienia tego warunku zaistniała dopiero po

28 czerwca 2001 r., kiedy to Prezes URE ogłosił *Stanowisko w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem i obrotem energią elektryczną z obowiązku przedkładania tarif do zatwierdzenia*. W dokumencie tym uznał przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem i obrotem energią elektryczną za działające na rynku konkurencyjnym i zwolnił z dniem 1 lipca 2001 r. te przedsiębiorstwa z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia tarif dla energii elektrycznej. System prawny określił strukturę rynku energii elektrycznej. Powinien on składać się z trzech podstawowych segmentów: rynku kontraktów bilateralnych, rynku giełdowego oraz rynku bilansującego. W momencie zwolnienia części przedsiębiorstw energetycznych z zatwierdzenia tarif nie istniał jeszcze dobowo-godzinowy Rynek Bilansujący, który jest tą częścią rynku energii elektrycznej, gdzie Operator Systemu Przesyłowego dokonuje w cyklu godzinowym bilansowania produkcji i zapotrzebowania, uwzględniając przy tym kontrakty i transakcje zawarte wcześniej przez uczestników rynku w pozostałych jego segmentach oraz złożone z wyprzedzeniem oferty bilansujące. Segment ten został uruchomiony przez Operatora Systemu Przesyłowego dopiero w dniu 1 września 2001 r. Przed tym dniem bilansowanie następowało na tzw. Rynku Bilansowym rozliczanym w cyklu miesięcznym.

W zakresie obrotu energią elektryczną wiele się zmieniło już od początku roku 2001 r. Na rysunku 1 została pokazana struktura sprzedaży energii dla poszczególnych kwartałów w latach 2001 i 2002 przez

Rys. 1. Procentowe udziały sprzedaży energii elektrycznej w poszczególnych segmentach rynku dla 12 wytwórców



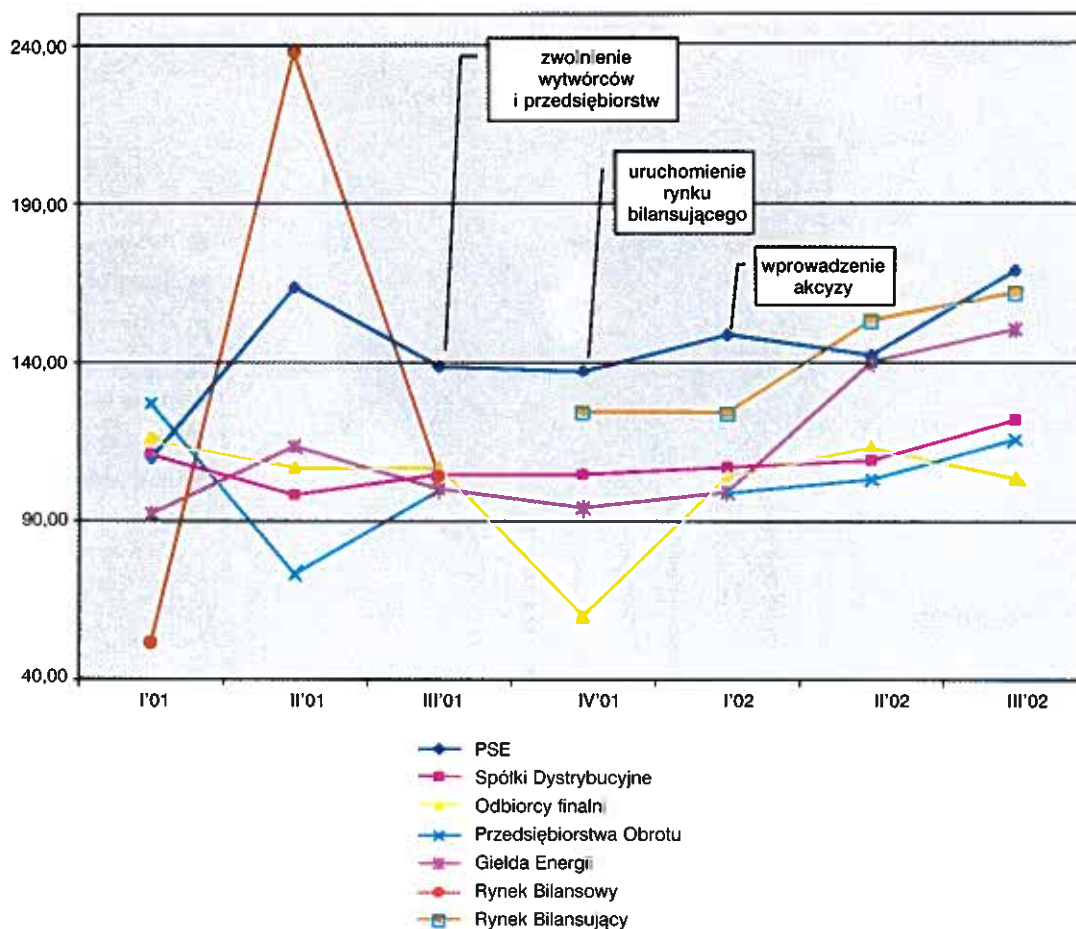
12 największych wytwórców zawodowych energii elektrycznej w Polsce. Z przedstawionych danych wynika spadek udziału sprzedaży energii elektrycznej do PSE S.A. od 76% w I kwartale 2001 r. do 45% w III kwartale 2002 r., systematyczny wzrost udziału sprzedaży energii bezpośrednio do spółek dystrybucyjnych i przedsiębiorstw obrotu, przy czym dla spółek obrotu udział tej sprzedaży wzrósł dwukrotnie w stosunku do początku roku 2001 r. Udział sprzedaży energii bezpośrednio odbiorcom finalnym (w tym odbiorcom TPA) kształtuje się na poziomie około 1%. Natomiast udział sprzedaży energii elektrycznej na Gieldzie Energii jest minimalny, przy około 10% udziale sprzedaży na Rynku Bilansującym.

Najwyższy poziom cen uzyskiwanych przez wytwórców jest obserwowany w segmencie sprzedaży do PSE S.A. (rys. 2). Na wysokość średniej ceny w tym segmencie decydujący wpływ mają oczywiście warunki kontraktów długoterminowych (KDT) na zakup energii elektrycznej zawartych pomiędzy PSE S.A. a wytwórcami. Tego segmentu nie można uznać za segment poddany działaniu mechanizmów rynkowych, dlatego trwają prace nad restrukturyzacją zobowiązań związanych z KDT. Umożliwi to „uwolnienie” tej ilości energii na rynek konkurencyjny. Na ograniczenie ilości energii sprzedanej PSE S.A. miały wpływ decyzje Prezesa URE zatwierdzające kolejne taryfy PSE S.A., gdzie zostały obniżone Minimalne Ilości Energii – tzw. MIE, którą spółki dystrybucyjne są zobowiązane kupować od PSE S.A., aby możliwe było spełnienie warunków wynikających z KDT. W związku z powyższym coraz większe ilości energii spółki dystrybucyjne nabywają, po cenach rynkowych, w ramach bezpośrednich kontraktów bilateralnych z wytwórcami i przedsiębiorstwami obrotu.

Oczywiście nie należy przeceniać zaistniałych zmian, jednak został uczyniony precedens – odbiorcy hurtowi energii elektrycznej nie mają zapewnionego pokrycia swojego zapotrzebowania w umowach kupna/sprzedaży z PSE S.A. po cenach ustalonych w taryfie tego przedsiębiorstwa. W gestii Zarządów tych przedsiębiorstw energetycznych spoczywa odpowiedzialność za kształtowanie „koszyka zakupu”. Od tych decyzji zależy wynik finansowy przedsiębiorstwa na obrocie energią elektryczną. Ze względu na fakt, iż ceny za energię dla odbiorców taryfowych są określone w taryfach zatwierdzanych przez Prezesa URE strumień przychodów jest prosty do oszacowania. Ograniczenie tempa wzrostu cen i stawek opłat w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 14 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną służy stopniowemu kształtowaniu właściwej struktury taryf, przy jednoczesnej ochronie odbiorców przed skokowymi zmianami cen i stawek opłat. Ograniczenie to ma zapewnić uspołnienie taryf przedsiębiorstw z warunkami makroekonomicznymi w kraju. Takie rozwiązanie pośrednio określa poziom cen energii sprzedawanej przez wytwórców, który mogą zaakceptować odbiorcy hurtowi. Prezes URE w kilku przypadkach ustalił współczynnik korekcyjny X w taryfach spółek dystrybucyjnych na okres powyżej 1 roku, co powinno umożliwić tworzenie strategii działania przedsiębiorstw w dłuższym horyzoncie czasowym i zmniejszyć tzw. „ryzyko regulacyjne”, które jest tematem często poruszonym przez potencjalnych inwestorów.

W segmentach sprzedaży spółkom dystrybucyjnym oraz przedsiębiorstwom obrotu poziom cen jest niższy od średnich cen sprzedaży do PSE S.A., wykazuje

Rys. 2. Średnie ceny energii elektrycznej uzyskiwane przez 12 największych wytwórców [zł/MWh]



jednak w drugim i trzecim kwartale 2002 r. tendencję wzrostową. Jest ona związana z wejściem w życie akczy na energię elektryczną. W tym przypadku obserwujemy dwie przeciwdziałające tendencje: z jednej strony wytwórcy dążą do podniesienia cen w celu pokrycia wzrostu kosztów akczy, a z drugiej odbiorcy hurtowi nie są skłonni kupować energii po wyższych cenach ze względu na ograniczenie przychodów w taryfach. Z prowadzonych analiz wynika, że w stosunku do pierwszego kwartału 2002 r. cena sprzedaży energii w trzecim kwartale tego roku wzrosła o 14,42 zł/MWh – czyli poniżej wysokości akczy. Po pierwsze, nie miał miejsca skokowy wzrost cen energii o określoną wielkość. Wzrost cen wystąpił, ale był zróżnicowany i łagodny. Jeżeli w wyniku tych mechanizmów trend wzrostu cen zostanie zatrzymany, wówczas część kosztu wynikającego z akczy zostanie zrównoważona przez samych wytwórców poprzez redukcję kosztów wytwarzania lub marży.

Segment sprzedaży odbiorcom finalnym nadal odgrywa marginalną rolę w kierunkach sprzedaży wytwórców. Niewielu odbiorców uprawnionych do korzystania z sieci przesyłowej korzysta w przysługującym im uprawnieniu. Niechęć tych odbiorców jest spowodowana koniecznością podjęcia ryzyka związanego z kształtowaniem „koszyka zakupów”, koniecznością tworzenia grafików dobowo-godzinowych oraz

ponoszeniem kosztów własnych odchyień w stosunku do prognozy na Rynku Bilansującym. W przypadku źle skonstruowanego grafiku koszty bilansowania mogą przekroczyć korzyści płynące z bezpośredniego zakupu energii. Korzystanie z tego uprawnienia jest opłacalne dla odbiorców, którzy mają dobrze określone zapotrzebowanie na energię elektryczną i specyfika ich działalności pozwala na dokładne planowanie zużycia energii. Czerpanie korzyści w warunkach rynkowych wymaga dyscypliny i jest obciążone ryzykiem. Dlatego wielu odbiorców uprawnionych pozostaje odbiorcami taryfowymi spółek dystrybucyjnych, ponieważ w taryfach spółek mają oni dokładnie określone ceny zakupu energii, a bilansowanie ich odchyień od grafików jest składową odchyień wszystkich odbiorców spółki dystrybucyjnej.

Gielda Energii (GE) rozpoczęła działalność 30 czerwca 2000 r. Zgodnie z przyjętymi założeniami Gielda Energii powinna sprzyjać rozwojowi mechanizmów rynkowych oraz wdrożeniu skutecznych narzędzi zarządzania ryzykiem na rynku energii elektrycznej.

W rozpatrywanych latach 2001 i 2002 można wyróżnić trzy charakterystyczne okresy funkcjonowania GE, które są ściśle związane z funkcjonowaniem Rynku Bilansującego (RB):

- 1) styczeń – sierpień 2001 r. – okres funkcjonowania GE w warunkach miesięcznego Rynku Bilansowego,



URZĄD REGULACJI ENERGETYKI
Oddział Terenowy

Warszawa, 28 stycznia 2003 r.

KONCESJONOWANE PRZEDSIĘBIORSTWA CIEPŁOWNICZE

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przypomina przedsiębiorstwom energetycznym, którym udzielono koncesji na działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło, określoną w art. 32 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 z późn. zm.), o obowiązku złożenia w terminie do 15 kwietnia 2003 r. sprawozdania z realizacji warunków określonych w koncesji oraz działalności wytwórców, dystrybutorów i przedsiębiorstw obrotu ciepłem w roku 2002.

Warunek zobowiązujący koncesjonariuszy do składania corocznych sprawozdań został zamieszczony w koncesjach w części pt. „Sprawozdawczość i udzielanie informacji”. Najczęściej jest oznaczony numerem 2.5.3 w koncesjach na wytwarzanie oraz przesyłanie i dystrybucję ciepła lub 2.4.2 w koncesjach na obrót ciepłem.

Sprawozdanie (część I) powinno zawierać zwięzłe odpowiedzi dotyczące terminowości i zakresu wywiązywania się z określonych w koncesjach warunków.

Niektóre zagadnienia są wspólne dla kilku rodzajów koncesji. Przykładowo, warunek dostosowania umów powtarza się w koncesjach na przesyłanie i dystrybucję oraz na obrót ciepłem. W takich przypadkach, należy udzielić jednej, syntetycznej odpowiedzi. Wszelkie dodatkowe informacje i wyjaśnienia wymagające formy opisowej, proszę podać w załączniku.

Sprawozdanie (część II) dotyczy działalności ciepłowniczej przedsiębiorstwa, w zakresie jego charakterystyki technicznej, ekonomicznej i działalności inwestycyjnej i polega na wypełnieniu załączonych tabel.

Koncesjonariusze prowadzący działalność w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem przesyłają sprawozdanie **w formie elektronicznej** na adres właściwego Oddziału Terenowego Urzędu Regulacji Energetyki.

Wzór sprawozdania jest umieszczony na stronach internetowych Urzędu Regulacji Energetyki: www.ure.gov.pl. Jeśli przedsiębiorstwo nie posiada dostępu do internetu powinno zwrócić się do **właściwego Oddziału Terenowego URE** o nadesłanie wzoru sprawozdania w wersji elektronicznej (na dyskietce).

Do sprawozdania proszę dołączyć oświadczenia o wiarygodności i rzetelności danych podpisane przez osoby upoważnione do reprezentowania przedsiębiorstwa. W przypadku zmian składu reprezentacji należy dołączyć kopię aktualnego odpisu z rejestru lub zaświadczenia o wpisie do ewidencji.

Uprzejmie informuję, iż sprawdzanie wykonania warunków określonych w koncesji za 2002 rok będzie następowo sukcesywnie podczas postępowania taryfowego.

*z up. Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki
Dyrektor OT URE*

Sprawozdanie z realizacji warunków określonych w koncesji oraz działalności wytwórców, dystrybutorów i przedsiębiorstw obrotu ciepłem w roku 2002	URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa, ul. Chłodna 64 <i>Przekazać/wysłać w terminie do 15 kwietnia</i>
Nazwa i adres jednostki sprawozdawczej	
Kod formy prawnej*)	
Numer identyfikacyjny – REGON	
Klasa PKD	
Kod województwa	
Nr koncesji na wytwarzanie ciepła	
Nr koncesji na przesyłanie i dystrybucję ciepła	
Nr koncesji na obrót ciepłem	

*) patrz objaśnienia

CZĘŚĆ I: SPRAWOZDANIE Z WYKONANIA WARUNKÓW OKREŚLONYCH W KONCESJI**CZĘŚĆ II: SPRAWOZDANIE Z DZIAŁALNOŚCI CIEPŁOWNICZEJ PRZEDSIĘBIORSTWA**

PRZED WYPEŁNIENIEM TABEL NALEŻY ZAPOZNAĆ SIĘ Z OBJAŚNIENIAMI

Dział 1. Charakterystyka techniczno-ekonomiczna przedsiębiorstwa w zakresie działalności ciepłowniczej

Wyszczególnienie		Jedn. miary	2002 rok
0			1
WZDE	01	%	
Moc zainstalowana ciepła	02	MW	
Moc osiągalna ciepła	03		
Produkcja ciepła brutto*)	04		
Ciepło z odzysku	05	GJ	
Zużycie ciepła na potrzeby własne	06		
z tego: na potrzeby działalności ciepłowniczej	07		
na potrzeby pozostałej działalności gospodarczej przedsiębiorstwa	08		
Straty przesyłowe ciepła	09		
Wartość strat przesyłowych ciepła	10	tys. zł	
Długość sieci ciepłowniczej	11	km	
Przeciętne zatrudnienie	12	etat	
Przeciętne miesięczne wynagrodzenie brutto pracowników	13	zł/m-c	
Aktywa trwałe brutto	14	tys. zł	
Aktywa trwałe netto	15		
Aktywa obrotowe	16		
w tym: należności krótkoterminowe (bieżące)	17		
Zobowiązania ogółem	18		
w tym: zobowiązania krótkoterminowe (bieżące)	19		
Koszty i wydatki nie stanowiące kosztów uzyskania przychodów	20		
w tym: zapłacone kary	21		
odsetki karne	22		
odszkodowania	23		
Emisja zanieczyszczeń	CO ₂	24	t/rok
	SO ₂	25	
	NO _x	26	

*) patrz objaśnienia

Dział 2. Sprzedaż ciepła bezpośrednio ze źródeł (bez udziału sieci)

Wyszczególnienie	Jedn. miary	Rodzaj nośnika ciepła		Razem
		woda	para	
0		1	2	3
Moc zamówiona przez odbiorców	01	MW		
Sprzedaż ciepła	02			
w tym: sprzedaż do przedsiębiorstw energetycznych celem dalszej odsprzedaży	03	GJ		
Sprzedaż nośnika ciepła	04	m ³ , t		X
Przychody ze sprzedaży (mocy, ciepła i nośnika ciepła)	05	tys. zł		

Dział 3. Zakup ciepła (bez ciepła na potrzeby własne)*)

Wyszczególnienie	Jedn. miary	Rodzaj nośnika ciepła		Razem
		woda	para	
0		1	2	3
Moc zamówiona u dostawców	01	MW		
Zakup ciepła	02	GJ		
Zakup nośnika ciepła	03	m ³ , t		X
Całkowite koszty zakupu (mocy, ciepła, nośnika i usługi przesyłowej)	04			
Przychody z obsługi odbiorców	05	tys. zł		

*) patrz objaśnienia

Dział 4. Sprzedaż ciepła z sieci ciepłowniczych

Wyszczególnienie	Jedn. miary	Rodzaj nośnika ciepła		Razem
		woda	para	
0		1	2	3
Moc zamówiona przez odbiorców	01	MW		
Sprzedaż ciepła	02	GJ		
Sprzedaż nośnika ciepła	03	m ³ , t		X
Przychody ze sprzedaży (mocy, ciepła i nośnika ciepła)	04			
Przychody z przesyłania i dystrybucji	05	tys. zł		
Przychody z opłaty abonamentowej	06			

Dział 5. Przychody i koszty w tys. zł

Wyszczególnienie	Wytwarzanie ciepła	Przesyłanie i dystrybucja	Obrót
0	1	2	3
Przychody ogółem z działalności ciepłowniczej	01		
w tym: przychody ze sprzedaży	02		
Koszty ogółem z działalności ciepłowniczej (w. 04 + w. 23)	03		
Koszty prowadzenia działalności ciepłowniczej (w. 05 + w. 15)	04		
Koszty stałe (w. 06 + w. 07 + w. 08 + w. 09 + w. 11 + w. 13 + w. 14)	05		
Amortyzacja	06		
Wynagrodzenia	07		
Świadczenia na rzecz pracowników	08		
Materiały i energia	09		
w tym: materiały do remontów i konserwacji	10		
Usługi obce	11		
w tym: remonty	12		
Podatki i opłaty	13		
Pozostałe koszty stałe	14		
Koszty zmienne (w. 16 + w. 19 + w. 21 + w. 22)	15		
Materiały i energia	16		
w tym: paliwo technologiczne	17	X	X
energia elektryczna	18		

cd. Dział 5. Przychody i koszty w tys. zł

Wyszczególnienie		Wytwarzanie ciepła	Przesyłanie i dystrybucja	Obrót
0		1	2	3
Usługi obce	19			
w tym: transport paliwa technologicznego	20			
Oplaty za gospodarcze wykorzystanie środowiska	21			
Pozostałe koszty zmienne	22			
Inne koszty z działalności ciepłowniczej (w. 24 + w. 25)	23			
Pozostałe koszty operacyjne i straty nadzwyczajne	24			
Koszty finansowe	25			
w tym: odsetki od kredytów bankowych	26			

Dział 6. Paliwa

Wyszczególnienie		Zużycie paliwa	Energia paliwa	Koszt zużytego paliwa	Koszty transportu paliwa	Produkcja ciepła	Sprzedaż ciepła z własnej produkcji	Przychody ze sprzedaży ciepła z własnej produkcji
		m ³ , t	GJ	tys. zł	tys. zł	GJ	GJ	tys. zł
0		1	2	3	4	5	6	7
Węgiel kamienny	01							
Węgiel brunatny	02							
Olej opałowy lekki	03							
Olej opałowy ciężki	04							
Gaz ziemny wysokometanowy	05							
Gaz ziemny zaazotowany	06							
Biomasa	07	X						
Biogaz	08	X						
Odpady komunalne stałe	09	X						
Pozostałe	10	X						
Razem (suma wierszy 01-10)								

Dział 7. Inwestycje związane z modernizacją, rozwojem i ochroną środowiska w 2002 r. w tys. zł

Wyszczególnienie		Wytwarzanie ciepła	Przesyłanie i dystrybucja
0		1	2
Nakłady poniesione		01	
Źródła finansowania poniesionych nakładów	własne	02	
	obce	03	

(miejscowość i data)

Nazwisko, imię i telefon osoby,
która sporządziła sprawozdaniePieczęć imienna i podpis
osoby działającej w imieniu sprawozdawcy

OBJAŚNIENIA DO FORMULARZA

„Sprawozdanie z realizacji warunków określonych w koncesji oraz działalności wytwórców, dystrybutorów i przedsiębiorstw obrotu ciepłem w roku 2002”

Uwagi ogólne

1. Informacje przedstawione w sprawozdaniu powinny dotyczyć tylko i wyłącznie działalności ciepłowniczej. Przez działalność ciepłowniczą należy rozumieć działalność polegającą na wytwarzaniu, magazynowaniu, przetwarzaniu, przesyłaniu i dystrybucji oraz obrocie ciepłem.
Dane podawane przez przedsiębiorstwa powinny dotyczyć działalności ciepłowniczej koncesjonowanej i niekoncesjonowanej.
2. Przedsiębiorstwo prowadzące działalność w wielu jednostkach organizacyjnych wypełnia jeden zbiorczy formularz.
3. W przypadku wątpliwości związanych z rozliczeniem określonych wielkości technicznych lub ekonomicznych występujących w ankiecie, należy zastosować wskaźnik WZDE (dział 1, wiersz 01).
4. Dane w ankiecie powinny być wykazane w wartościach netto (bez podatku VAT).
5. Wszystkie komórki sprawozdania powinny być wypełnione, jeżeli informacja nie dotyczy danego przedsiębiorstwa, wówczas w komórce należy wpisać „—”.

Lista kodów form prawnych:

Kod	Nazwa
15	Spółki partnerskie
16	Spółki akcyjne
17	Spółki z ograniczoną odpowiedzialnością
18	Spółki jawne
19	Spółki cywilne
20	Spółki komandytowe
21	Spółki komandytowo-akcyjne
23	Spółki przewidziane przepisami innych ustaw niż kodeks handlowy i kodeks cywilny
24	Przedsiębiorstwa państwowe
28	Państwowe jednostki organizacyjne
29	Gminne samorządowe jednostki organizacyjne
30	Powiatowe samorządowe jednostki organizacyjne
31	Wojewódzkie samorządowe jednostki organizacyjne
40	Spółdzielnie
85	Wspólnoty mieszkaniowe
90	Związki grup producentów rolnych
99	Bez szczególnej formy prawnej

Lista kodów województw:

Kod	Nazwa województwa
2	Dolnośląskie
4	Kujawsko-pomorskie
6	Lubelskie
8	Lubuskie
10	Łódzkie
12	Małopolskie
14	Mazowieckie
16	Opolskie
18	Podkarpackie
20	Podlaskie
22	Pomorskie
24	Śląskie
26	Świętokrzyskie
28	Warmińsko-mazurskie
30	Wielkopolskie
32	Zachodniopomorskie

Dział 1. Charakterystyka techniczno-ekonomiczna przedsiębiorstwa w zakresie działalności ciepłowniczej

Wiersz 01 – WZDE (dotyczy tylko działalności ciepłowniczej) – wskaźnik zaangażowania w działalność energetyczną – ciepłowniczą, obliczany jako iloraz całkowitych przychodów przedsiębiorstwa z działalności ciepłowniczej i całkowitych przychodów przedsiębiorstwa z prowadzonej działalności gospodarczej [%].

Wiersz 02 – należy podać moc zainstalowaną ciepłą w źródle ciepła. Dla ciepłowni i kotłowni lokalnej jest to suma mocy znamionowej kotłów zainstalowanych w danym źródle ciepła. Dla elektrociepłowni i elektrowni

moc zainstalowaną określa się jako maksymalną trwałą moc osiągalną ciepłą danego źródła ciepła.

Wiersz 03 – należy podać moc osiągalną ciepłą, która wynika z mocy podanej na tabliczce znamionowej kotła z uwzględnieniem starzenia się lub istotnych modernizacji urządzenia. Jest to maksymalna moc kotłów wyrażona w megawatach [MW].

Wiersz 04 – należy podać całkowitą ilość ciepła wytworzoną w przedsiębiorstwie w 2002 roku, łącznie z potrzebami własnymi. W przypadku elektrowni i elektrociepłowni produkcja ciepła brutto jest równa ciepłu przejętemu przez parę lub gorącą wodę w kotłach energetycznych, pomniejszonemu o ciepło zużyte na produkcję energii elektrycznej.

Wiersz 05 – jest to ciepło wytworzone w innych procesach technologicznych niż produkcja ciepła.

Wiersz 06 – należy podać zużycie ciepła, z produkcji własnej łącznie z ciepłem z odzysku, na zaspokojenie własnych potrzeb cieplnych przedsiębiorstwa. Wiersz ten stanowi sumę **wierszy 07 i 08**. W wierszu tym nie należy ujmować wielkości strat wykazanych w wierszu 09.

Wiersz 07 – należy podać zużycie ciepła na potrzeby działalności ciepłowniczej przedsiębiorstwa, a więc na potrzeby związane z technologią wytwarzania ciepła i na potrzeby związane z obsługą tej działalności, tj. ogrzewanie pomieszczeń, wentylacja itp.

Wiersz 08 – należy podać zużycie ciepła na pozostałą działalność gospodarczą (poza ciepłowniczą) prowadzoną przez przedsiębiorstwo (np. zakłady przemysłowe), tj. zużycie ciepła na potrzeby produkcyjno-technologiczne i na potrzeby związane z obsługą tej działalności.

Wiersz 09 – wypełniają przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła. W wierszu tym należy podać tylko wielkość strat powstałych podczas przesyłania ciepła sieciami ciepłowniczymi wykazanymi w wierszu 11 (straty dotyczą ciepła, pochodzącego z produkcji własnej i z zakupu).

Wiersz 10 – w wierszu tym należy wpisać wartość strat przesyłowych wykazanych w wierszu 09 obliczonych po koszcie wytworzenia lub po koszcie zakupu.

Wiersz 11 – wypełniają przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła. Należy podać długość własnych i obcych eksploatowanych sieci ciepłowniczych zasilających (**bez sieci powrotnych**) łączących źródła ciepła z węzłami ciepłowniczymi (bez instalacji odbiorczych za grupowymi węzłami cieplnymi).

Wiersz 12 – przeciętna roczna liczba pracowników, w przeliczeniu na pełne etaty, zatrudnionych w związku z prowadzeniem **działalności ciepłowniczej**. W przypadku osób pracujących także przy innych rodzajach działalności oraz w odniesieniu do kadry zarządzającej należy zastosować odpowiedni klucz podziału (zob. „Uwagi ogólne”, punkt 3).

Wiersz 13 – należy podać przeciętne miesięczne wynagrodzenie brutto pracowników w działalności ciepłowniczej, nie wliczając poza płacowych świadczeń na rzecz pracowników.

Wiersze 14 i 15 – należy podać wartość aktywów trwałych brutto (w. 14) i netto (w. 15) **związanych z prowadzoną działalnością ciepłowniczą**. Dotyczy wyłącznie aktywów własnych, a nie dzierżawionych.

Wartości aktywów trwałych (brutto i netto) powinny być wykazane według stanu na koniec 2002 roku.

Wiersz 16 – należy podać wartość aktywów obrotowych związanych z działalnością ciepłowniczą na koniec 2002 roku.

Wiersz 17 – należy podać stan należności krótkoterminowych (do 12 m-cy) wynikających z prowadzenia działalności ciepłowniczej na koniec 2002 roku.

Wiersz 18 – należy podać stan zobowiązań ogółem wynikających z prowadzenia działalności ciepłowniczej na koniec 2002 roku.

Wiersz 19 – należy podać stan zobowiązań krótkoterminowych (do 12 m-cy) wynikających z prowadzenia działalności ciepłowniczej na koniec 2002 roku.

Wiersze 20-23 – są to koszty i wydatki nie stanowiące kosztów uzyskania przychodów z działalności ciepłowniczej. Kosztami i wydatkami tymi są m.in.:

- kary umowne i odszkodowania z tytułu wad towarów, robót i usług,
- kary, opłaty i odszkodowania w związku z nieprzebraniem przepisów w zakresie ochrony środowiska wraz z odsetkami od tych zobowiązań,
- poniesione koszty zaniechanych inwestycji,
- odsetki od pożyczek przeterminowanych,
- inne kary i grzywny wraz z odsetkami.

Wiersze 24-26 – należy wykazać wielkość emisji każdego z trzech podstawowych rodzajów zanieczyszczeń.

Dział 2 i 4. Sprzedaż ciepła

Uwagi ogólne do działów 2 i 4

Sprzedaż ciepła obejmuje ciepło dostarczone do odbiorców i zaliczone do sprzedaży w okresie sprawozdawczym. Sprzedaż ciepła obejmuje również ciepło pochodzące ze źródeł niekoncesjonowanych.

Sprzedaż należy wykazywać wg rodzaju nośnika ciepła w podziale na:

- parę technologiczną,
- wodę technologiczną i grzewczą.

Moc zamówioną należy podawać jako średnią z okresu sprawozdawczego (średnia arytmetyczna z 12 miesięcy).

W przypadku prowadzenia ryczałtowej sprzedaży ciepła należy przeliczyć ilość sprzedaży ryczałtowej na ilość ciepła w GJ.

Nośnikiem ciepła jest woda lub para. Sprzedaż nośnika obejmuje sprzedaż wody lub pary na potrzeby odbiorców. Ilość nośnika dla wody powinna być podawana w m³, natomiast ilość nośnika pary technologicznej – w tonach [t].

Przychody ze sprzedaży mocy, ciepła i nośnika oraz przychody z przesyłania i dystrybucji, a także z opłaty abonamentowej obejmują kwoty zafakturowane (bez podatku VAT) dla odbiorców ciepła za okres sprawozdawczy.

Sprzedaż ciepła obejmuje dwa działy:

Dział 2. Sprzedaż ciepła bezpośrednio ze źródeł (bez udziału sieci tego przedsiębiorstwa) – dotyczy ciepła wytworzonego w źródłach i sprzedawanego przedsiębiorstwom dystrybucyjnym oraz innym odbiorcom bezpośrednim (bez wykorzystywania sieci ciepłowniczej – na tzw. płocie).

Dział 4. Sprzedaż ciepła z sieci ciepłowniczych – dotyczy ciepła sprzedawanego z sieci ciepłowniczych (własnych, dzierżawionych lub eksploatowanych na

podstawie umów użyczenia czy innych umów). Dane w dziale 4 nie mogą zawierać ilości i wartości przedstawionych w dziale 2.

Wiersz 06 w dziale 4 wypełniają przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją, a także przedsiębiorstwa zajmujące się jednocześnie przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem ciepłem.

Dział 3. Zakup ciepła (bez ciepła na potrzeby własne)

Dział ten wypełniają przedsiębiorstwa prowadzące obrót ciepłem.

Należy podać zakup ciepła z wyłączeniem ciepła kupowanego na zaspokojenie własnych potrzeb ciepłych przedsiębiorstwa – ogrzewania oraz potrzeb produkcyjnych w przedsiębiorstwach prowadzących również inne rodzaje działalności gospodarczej (np. zakłady przemysłowe).

Wiersz 05 – wypełniają przedsiębiorstwa zajmujące się wyłącznie obrotem ciepłem.

Dział 5. Przychody i koszty

Przychody i koszty w dziale 5 powinny dotyczyć tylko i wyłącznie ciepła sprzedawanego, bez ciepła zużywanego na potrzeby własne, łącznie z ciepłem zakupionym w celu odsprzedaży.

Przychody zalicza się do osiągniętych i koszty do poniesionych w okresie ich wystąpienia, a nie w okresie, w którym dokonano zapłaty, czy też poniesiono faktyczne wydatki. **Za koszty danego okresu sprawozdawczego uznaje się te koszty, które są związane z przychodami tego okresu.**

Dane w dziale 5 powinny dotyczyć całej działalności ciepłowniczej (tj. nie tylko sprzedaży ciepła, ale również wszelkiego rodzaju usług dodatkowych, jak usługi pogotowia technicznego itp.).

Przedsiębiorstwa ciepłownicze podają przychody i koszty związane z prowadzoną działalnością ciepłowniczą odpowiednio do zakresu prowadzonej działalności (zgodnie z art. 44 ustawy – Prawo energetyczne).

1. Przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem ciepła wypełnia **kolumnę 1**. W kolumnie tej należy wykazać przychody i koszty związane z wytwarzaniem, przetwarzaniem i magazynowaniem ciepła, a także sprzedażą, pozyskaniem, uzdatnianiem i podgrzewaniem nośnika ciepła.
2. Przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła wypełnia **kolumnę 2**.
3. Przedsiębiorstwo zajmujące się obrotem ciepłem wypełnia **kolumnę 3**.
4. Przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem oraz przesyłaniem i dystrybucją ciepła wypełnia **kolumny 1 i 2**.
5. Przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem ciepłem wypełnia **kolumny 1, 2 i 3**.

6. Przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem ciepłem wypełnia **kolumnę 2 i 3**.

7. Przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem i obrotem ciepłem wypełnia **kolumny 1 i 3**.

Przychody ogółem z działalności ciepłowniczej (**wiersz 01**) są to przychody z działalności operacyjnej ciepłowniczej powiększone o przychody z pozostałej działalności operacyjnej ciepłowniczej, przychody finansowe oraz zyski nadzwyczajne z działalności ciepłowniczej.

Przychody ze sprzedaży (**wiersz 02**) stanowią:

Kolumna 1. Przychody z działalności wytwórczej:

- opłaty za moc i ciepło należne od odbiorców ciepła, odniesione do mocy zamówionej i ciepła wytworzonego we własnych źródłach,
- opłaty za nośnik ciepła i uzupełnianie wody sieciowej pochodzącej z własnych źródeł,
- pozostałe przychody związane z wytwarzaniem ciepła i uzdatnianiem nośnika ciepła.

Kolumna 2. Przychody z działalności przesyłowej i dystrybucyjnej:

- opłaty za przesył,
- opłaty abonamentowe za ciepło dostarczane odbiorcom,
- pozostałe przychody związane z przesyłaniem i dystrybucją ciepła.

Kolumna 3. Przychody z obrotu obejmują uzyskane od odbiorców opłaty za moc, ciepło, nośnik ciepła oraz usługę przesyłową zakupione z zewnątrz oraz przychody z obsługi odbiorców.

Koszty ogółem z działalności ciepłowniczej (**wiersz 03**) obejmują całość kosztów poniesionych w 2002 roku związanych z prowadzoną działalnością ciepłowniczą oraz koszty pozostałej działalności operacyjnej ciepłowniczej, koszty finansowe oraz straty nadzwyczajne z działalności ciepłowniczej.

Przy podziale kosztów należy uwzględnić nie tylko koszty bezpośrednie związane z działalnością ciepłowniczą, ale również koszty ogólne w części, w jakiej dotyczą działalności ciepłowniczej, zgodnie ze stosowaną w przedsiębiorstwie metodą podziału kosztów.

W wierszu 07 i 08 – powinny być ujęte dane dotyczące wynagrodzeń i świadczeń również na rzecz organów zarządczych przedsiębiorstwa w części, w jakiej dotyczą działalności ciepłowniczej.

Koszty stałe

Do kosztów stałych powinny być zaliczone te rodzaje kosztów, których wysokość nie zależy od ilości wytwarzanego lub dostarczanego ciepła, a w szczególności:

- amortyzacja,
- wynagrodzenia,
- narzuty do płac,
- usługi remontowe,
- usługi transportowe (bez transportu paliw),
- materiały do remontów i konserwacji,
- koszty zakupu ciepła w celu odsprzedaży i na pokrycie strat przesyłowych (koszty mocy, części stałej

zakupionej usługi przesyłowej i koszty obsługi odbiorców) – **wiersz 09 kolumna 3 dział 5**,

- podatki,
- czynsze i dzierżawy,
- szkolenia, delegacje,
- prace badawcze, studialne, ekspertyzy,
- inne koszty, których wysokość nie zależy od ilości wytwarzanego lub dostarczanego ciepła.

Koszty zmienne

Do kosztów zmiennych powinny być zaliczone te rodzaje kosztów, których wysokość zależy od ilości wytwarzanego lub dostarczanego ciepła, a w szczególności:

- paliwa technologiczne,
- transport paliw,
- transport i składowanie odpadów paleniskowych,
- energia elektryczna,
- woda i odprowadzanie ścieków,
- uzdatnianie wody do napełniania i uzupełniania ubytków nośnika ciepła w sieciach ciepłowniczych i instalacjach odbiorczych centralnego ogrzewania,
- koszty zakupu ciepła w celu odsprzedaży i na pokrycie strat przesyłowych (koszty ciepła, nośnika i części zmiennej zakupionej usługi przesyłowej) – **wiersz 16 kolumna 3 dział 5**,
- opłaty za gospodarcze korzystanie ze środowiska (bez opłat karnych),
- inne koszty, których wysokość zależy od ilości wytwarzanego lub dostarczanego ciepła.

Dział 6. Paliwa

Wiersz 07 – Biomasa – paliwa odpadowe stałe pochodzenia roślinnego; obejmuje drewno, odpady drewniane i inne odpady stałe (pochodzące z lasów, przemysłu drzewnego, sadów, plantacji energetycznych oraz siana).

Wiersz 08 – Biogaz – gaz gnilny powstający podczas beztlenowej fermentacji biomasy (z odpadów zwierzęcych, z wysypisk odpadów i z oczyszczalni ścieków).

Wiersz 09 – są to odpady z gospodarstw domowych oraz lokali handlowych i usługowych w tym odpady szpitalne.

Wiersz 10 – należy podać informację o pozostałych rodzajach paliw wykorzystywanych do produkcji ciepła, nie wymienionych w wierszach 01-09 (energia geotermalna, gaz propan-butan, gaz koksowniczy, energia elektryczna).

Kolumna 1. Zużycie paliwa dotyczy wyłącznie produkcji ciepła; należy je określić na podstawie ilości faktycznie zużytego paliwa w 2002 roku.

Kolumna 2. Energię paliwa należy wyliczyć wg wzoru:

$$Q_B = \frac{B \times Q_P}{1000}$$

gdzie:

Q_B – energia chemiczna paliwa [GJ],

B – ilość paliwa zużytego na produkcję ciepła [t, (m³)],

Q_P – średnia wartość opałowa [kJ/kg, (kJ/m³)].

W przypadku wytwarzania ciepła w skojarzeniu z energią elektryczną do wyliczenia energii chemicznej paliwa należy stosować „fizyczną metodę podziału”.

Kolumna 3. Należy podać koszt paliwa zakupionego zużytego do produkcji ciepła (wykazanego w kolumnie 1). Do kosztu zakupionego paliwa **nie zalicza się** kosztów zakupu, w tym kosztów transportu paliwa. Koszt ten powinien odpowiadać produkcji ciepła wykazanej w kolumnie 5.

Kolumna 4. Należy wykazać koszt transportu zakupionego zużytego paliwa.

Kolumna 5. Należy podać ilość ciepła wytworzoną w przedsiębiorstwie z każdego rodzaju paliwa w 2002 roku, łącznie z potrzebami własnymi. **Suma z wierszy 01-10 w tej kolumnie powinna być równa wierszowi 04 w dziale 1.**

Kolumna 6. Należy podać całkowitą ilość ciepła sprzedanego odbiorcom, wytworzonego we własnym zakresie przy wykorzystaniu danego paliwa w 2002 roku.

Kolumna 7. Należy podać przychody ze sprzedaży ciepła (mocy, ciepła, nośnika ciepła ale bez przychodów z działalności przesyłowej) wykazanego w kolumnie 6.

Dział 7. Inwestycje związane z modernizacją, rozwojem i ochroną środowiska

Przedsiębiorstwo powinno wykazać całość, poniesionych w 2002 roku nakładów inwestycyjnych na modernizację, rozwój oraz ochronę środowiska. W przypadku elektrowni i elektrociepłowni należy podać wielkość nakładów inwestycyjnych związanych tylko z działalnością ciepłowniczą.

Informacje powinny być przedstawione w podziale na inwestycje w źródła ciepła oraz w sieci ciepłownicze.



WICEPREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI
Wiesław Wójcik

Warszawa, 7 lutego 2003 r.

PRZEDSIĘBIORSTWA KONCESJONOWANE (elektroenergetyka, gazownictwo, paliwa ciekłe)

Działając na podstawie art. 28 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 z późn. zm.) oraz mając na uwadze warunki wykonywania działalności sformułowane w koncesjach udzielonych przedsiębiorcom prowadzącym działalność energetyczną w zakresie wytwarzania paliw i energii elektrycznej, magazynowania paliw ciekłych, przesyłania i dystrybucji paliw i energii elektrycznej oraz obrotu paliwami gazowymi i energią elektryczną, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przypomina o obowiązku złożenia w terminie do 15 kwietnia 2003 r. sprawozdania z działalności objętej koncesją.

Uwzględniając doświadczenia związane z dotychczasowym sposobem i zakresem wypełniania przez Koncesjonariuszy obowiązków sprawozdawczych, w 2003 r. opracowano w URE zmodyfikowany formularz sprawozdania – odrębnie dla każdego rodzaju działalności koncesjonowanej.

Ze względu na fakt, iż niektóre rodzaje działalności energetycznej wywierają negatywny wpływ na środowisko naturalne, szczególnego znaczenia nabierają działania podejmowane przez Koncesjonariuszy, służące ograniczeniu tego zjawiska. Obowiązek podejmowania działań na rzecz ochrony środowiska został zapisany w warunkach koncesyjnych, stąd konieczność ich monitorowania przez Prezesa URE. Służyć temu będą informacje zawarte w dziale 4 formularza, ukazujące nakłady poniesione na inwestycje w dziedzinie ochrony środowiska w 2002 r. oraz łącznie od początku roku, w którym uzyskano koncesje Prezesa URE do końca okresu sprawozdawczego, a także efekty uzyskane w wyniku ich realizacji.

Od dnia wprowadzenia nowego, zmodyfikowanego formularza, przestaje obowiązywać dotychczasowy formularz sprawozdawczy, którego wzór został opublikowany w dniu 11 stycznia 2002 r.

Wzór formularza z działalności koncesjonowanej został zamieszczony na stronie internetowej Urzędu Regulacji Energetyki: www.ure.gov.pl. W przypadku braku dostępu do internetu proszę o zwrócenie się po odpowiednie formularze do Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych URE. Proszę o odesłanie wypełnionych formularzy pocztą (a jeśli to możliwe także w formie elektronicznej) na adres:

Departament Przedsiębiorstw Energetycznych
Urząd Regulacji Energetyki
ul. Chłodna 64, 00-872 Warszawa
e-mail: hjarz@ure.gov.pl

tel. dot. energii elektrycznej: (022) 66 16 311, 66 16 312,
tel. dot. paliw ciekłych: (022) 66 16 320,
tel. dot. paliw gazowych: (022) 66 16 313.

Przedsiębiorcy prowadzący jednocześnie działalność elektroenergetyczną i ciepłowniczą, sprawozdanie z działalności ciepłowniczej przesyłają na odrębnych formularzach do właściwego, ze względu na siedzibę przedsiębiorcy, Oddziału Terenowego Urzędu Regulacji Energetyki. O trybie i sposobie przekazywania sprawozdania z działalności ciepłowniczej, Koncesjonariusze zostali poinformowani w osobnym piśmie.

Sprawozdanie z realizacji warunków określonych w koncesji oraz oraz działalności koncesjonowanej w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną w roku 2002	URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa, ul. Chłodna 64 <i>Przekazać/wysłać w terminie do 15 kwietnia</i>
Nazwa i adres jednostki sprawozdawczej	
Kod formy prawnej*)	
Numer identyfikacyjny – REGON	
Klasa PKD	
Województwo	
Gmina	
Nr koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej	
Nr koncesji na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej	
Nr koncesji na obrót energią elektryczną	

*) patrz objaśnienia

CZĘŚĆ I: SPRAWOZDANIE Z WYKONANIA WARUNKÓW OKREŚLONYCH W KONCESJI**CZĘŚĆ II : SPRAWOZDANIE Z DZIAŁALNOŚCI KONCESJONOWANEJ**

PRZED WYPELNIENIEM TABEL NALEŻY ZAPOZNAĆ SIĘ Z OBJAŚNIENIAMI

Dział 1. Charakterystyka organizacyjno-własnościowa

Struktura własnościowa	Nazwa udziałowca*)	% udziałów	Kraj pochodzenia kapitału*)	Rok objęcia udziałów*)
	1.			
2.				
3.				
4.				

*) patrz objaśnienia

Dział 2. Charakterystyka techniczno-ekonomiczna w zakresie działalności elektroenergetycznej

Wyszczególnienie		Jedn. miary	2002 rok
0			1
Przeciętne zatrudnienie w działalności elektroenergetycznej		01	etat
WZDEe*)		02	%
Aktywa trwale brutto		03	tys. zł
Aktywa trwale netto		04	
Kapitał własny		05	
WEE	Moc elektryczna zainstalowana	06	MW
	Moc elektryczna osiągalna	07	
	Produkcja energii elektrycznej brutto	08	MWh
	Liczba źródeł wytwórczych*)	09	szt.
	Sprawność przemiany*)	10	%
	Wskaźnik – energia paliwa/energia el. brutto*)	11	kJ/kWh
	Sprzedaż energii elektrycznej	12	MWh
	Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	13	tys. zł
	Wynik na sprzedaży energii elektrycznej	14	
PEE	Energia wprowadzona do sieci	15	MWh
	Straty przesyłowe	16	
	Liczba odbiorców*)	17	szt.
	Dostawa energii elektrycznej do odbiorców	18	MWh
	Przychody z przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej	19	tys. zł
	Wynik na sprzedaży usług przesyłowych	20	

cd. Dział 2. Charakterystyka techniczno-ekonomiczna w zakresie działalności elektroenergetycznej

Wyszczególnienie			Jedn. miary	2002 rok	
0				1	
OEE	Liczba dostawców		21	szt.	
	Liczba odbiorców*)		22		
	Zakup energii elektrycznej od	wytwórców		23	MWh
		PSE S.A.		24	
		SD*)		25	
		PO*)		26	
		inne*)		27	
	Sprzedaż energii elektrycznej	odbiorcom TPA*)		28	
		odbiorcom bez TPA*)		29	
		SD*)		30	
		PO*)		31	
		inne		32	
	Łączna sprzedaż energii elektrycznej			33	MWh
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej			34		
Wynik na sprzedaży energii elektrycznej			35	tys. zł	
Wynik na działalności elektroenergetycznej *)			36		

*) patrz objaśnienia

Dział 3. Działalność związana z użytkowaniem i ochroną środowiska

Wyszczególnienie			Jedn. miary	2002 rok	Łącznie od początku roku uzyskania koncesji Prezesa URE do końca okresu sprawozdawczego
0				1	2
Nakłady poniesione na ochronę środowiska			01		
w tym na:	ograniczenie emisji pyłów		02	tys. zł	
	ograniczenie emisji SO ₂ , NO _x , CO		03		
	utylicację odpadów stałych		04		
	utylicację ścieków przemysłowych		05		
	poprawę sprawności procesów technologicznych		06		
	budowę odnawialnych źródeł energii		07		
Redukcja zanieczyszczeń powietrza związana z inwestycjami na ochronę środowiska	pyłów		08	Mg	
	SO ₂		09		
	NO _x		10		
	CO		11		
Moc zainstalowana w wybudowanych odnawialnych źródłach energii			12	MW	
Opłaty naliczone za gospodarcze wykorzystanie środowiska			13		
Kary naliczone za niedotrzymywanie wymogów dotyczących sposobu korzystania ze środowiska			14	tys. zł	

*) patrz objaśnienia

.....
(miejscowość i data)Nazwisko, imię i telefon osoby,
która sporządziła sprawozdaniePieczęć i podpis
osoby upoważnionej do reprezentowania przedsiębiorcy

OBJAŚNIENIA DO FORMULARZA

„Sprawozdanie z realizacji warunków określonych w koncesji oraz działalności koncesjonowanej w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną w roku 2002”

Uwagi ogólne

1. Przedsiębiorca prowadzący działalność w wielu jednostkach organizacyjnych wypełnia jeden zbiorczy formularz.
2. Dane w ankiecie powinny być wykazane w wartościach netto (bez podatku VAT).
3. Przedsiębiorca zamieszcza nazwę w brzmieniu zgodnym z zapisem występującym we właściwym rejestrze, np. w KRS, ewidencji działalności gospodarczej i dokładny adres.
4. Przedsiębiorca wpisuje oznaczenie kodowe formy prawnej zgodnie z wykazem kodów form prawnych:

Lista kodów form prawnych:

Kod	Nazwa	Kod	Nazwa
15	Spółki partnerskie	28	Państwowe jednostki organizacyjne
16	Spółki akcyjne	29	Gminne samorządowe jednostki organizacyjne
17	Spółki z ograniczoną odpowiedzialnością	30	Powiatowe samorządowe jednostki organizacyjne
18	Spółki jawne	31	Wojewódzkie samorządowe jednostki organizacyjne
19	Spółki cywilne	40	Spółdzielnie
20	Spółki komandytowe	85	Wspólnoty mieszkaniowe
21	Spółki komandytowo-akcyjne	90	Związki grup producentów rolnych
23	Spółki przewidziane przepisami innych ustaw niż kodeks handlowy i kodeks cywilny	99	Bez szczególnej formy prawnej
24	Przedsiębiorstwa państwowe		

5. Przedsiębiorca podaje numer krajowej klasyfikacji działalności – PKD. Jeżeli numer PKD nie jest znany, to należy zostawić puste pole.
6. Przedsiębiorca wpisuje województwo i gminę, na terenie których mieści się siedziba przedsiębiorcy.
7. Poszczególne symbole oznaczają:
 - WEE – wytwarzanie energii elektrycznej
 - PEE – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej
 - OEE – obrót energią elektryczną

CZĘŚĆ I:

Sprawozdanie w części I powinno zawierać zwięzłe odpowiedzi dotyczące terminowości i zakresu wywiązywania się z określonych w koncesjach warunków. Niektóre zagadnienia są wspólne dla kilku rodzajów koncesji, w takich przypadkach należy udzielić jednej, syntetycznej odpowiedzi. Wszelkie dodatkowe informacje i wyjaśnienia wymagające formy opisowej, proszę podać w załączniku do sprawozdania.

CZĘŚĆ II:

Dział 1. Charakterystyka organizacyjno-własnościowa

Nazwa udziałowca – należy wskazać podmioty lub osoby posiadające pakiety akcji/udziałów równe lub przekraczające 5% wartości kapitału przedsiębiorstwa.

Kraj pochodzenia kapitału – należy wpisać kraj siedziby podmiotu udziałowca lub obywatelstwo osoby udziałowca.

Rok objęcia udziałów – rok, w którym dany podmiot/osoba po raz pierwszy objął pakiet akcji/udziałów w przedsiębiorstwie.

Dział 2. Charakterystyka techniczno-ekonomiczna przedsiębiorcy w zakresie działalności elektroenergetycznej

Wiersz 01 – przeciętna roczna liczba pracowników, w przeliczeniu na pełne etaty, zatrudnionych w związku

z prowadzeniem działalności **elektroenergetycznej**. W przypadku osób pracujących także przy innych rodzajach działalności oraz w odniesieniu do kadry zarządzającej należy zastosować odpowiedni klucz podziału. Obok podać informację, jaki **klucz podziału** został zastosowany.

Wiersz 02 – WZDEe (dotyczy tylko działalności elektroenergetycznej) – wskaźnik zaangażowania w działalność elektroenergetyczną – obliczany jako iloraz całkowitych przychodów przedsiębiorstwa z działalności **elektroenergetycznej** i całkowitych przychodów przedsiębiorstwa z prowadzonej działalności gospodarczej [%].

Wiersze 03 i 04 – należy podać wartość aktywów trwałych brutto (w. 03) i netto (w. 04) związanych z prowadzoną działalnością gospodarczą (dla wszystkich rodzajów prowadzonej działalności). Dotyczy wyłącznie aktywów własnych, a nie dzierżawionych.

Wartości aktywów trwałych (brutto i netto) powinny być wykazane według stanu na koniec odpowiedniego roku.

Wiersz 06 – należy podać **moc zainstalowaną elektryczną**, jako sumę algebraiczną mocy zainstalowanej poszczególnych turbozespołów i bloków, wynikającą z tabliczek znamionowych, według stanu na koniec roku.

Wiersz 07 – należy podać **moc osiągalną elektryczną brutto**, która jest mierzona na zaciskach generatorów. Jest to maksymalna moc trwała, z jaką wytwórca może pracować przez określony w definicji czas przy dobrym stanie urządzeń i w normalnych warunkach. Dla elektrowni ciepłej czas ten wynosi 15 godzin, dla elektrowni wodnej co najmniej 5 godzin, dla elektrowni szczytowo-pompowych – co najmniej 1 godzina, według stanu na koniec odpowiedniego roku.

Wiersz 08 – produkcja energii elektrycznej brutto jest to energia elektryczna wytworzona przez generatory elektrowni i pomierzona na zaciskach tych generatorów.

Wiersz 09 – źródło wytwarzania energii elektrycznej w rozumieniu miejsca prowadzenia działalności wydzielonego terytorialnie, organizacyjnie lub technologicznie (np. elektrociepłownia, elektrownia a nie pojedynczy turbozespół lub blok).

Wiersz 10 – sprawność przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną i ciepło łącznie dla całej elektrowni/elektrociepłowni. Przy obliczaniu tego wskaźnika dla produkcji w skojarzeniu nie uwzględnia się kotłów ciepłowniczych pracujących w strukturze elektrociepłowni. Sprawność przemiany oblicza się według ogólnego wzoru:

$$\eta_b = [3,6 \times A_b + Q_{cn}] / Q_b \times 100 [\%]$$

gdzie:

A_b – produkcja brutto energii elektrycznej [MWh],
 Q_{cn} – produkcja ciepła [GJ],
 Q_b – energia chemiczna paliw zużytych na produkcję energii elektrycznej i ciepła [GJ].

Wiersz 11 – wskaźnik energia paliwa/energia el. brutto – energia chemiczna paliwa na wytworzenie 1 kWh energii elektrycznej brutto obliczana przez podzielenie energii chemicznej zużytej na produkcję energii elektrycznej przez produkcję energii elektrycznej brutto (**kJ/kWh**). Podziału energii chemicznej paliw na produkcję energii elektrycznej i ciepłej należy dokonywać wg metody fizycznej opisanej w Polskiej Normie PN-93/M-35500. Przy obliczaniu tego wskaźnika dla produkcji w skojarzeniu nie uwzględnia się kotłów ciepłowniczych pracujących w strukturze elektrociepłowni.

Wiersz 12 i 33 – sprzedaż energii elektrycznej obejmuje energię elektryczną dostarczoną do odbiorców i zaliczoną do sprzedaży w okresie sprawozdawczym.

Wiersz 13 – należy podać przychody ze sprzedaży energii elektrycznej z własnej produkcji, rezerwy mocy i usług systemowych.

Wiersz 14, 20, 35 – przy ustalaniu przychodów i kosztów obowiązują ogólne zasady rachunkowości, w tym zasada realizacji (memoriałowa) i współmierności. Przychody zalicza się do osiągniętych i koszty do poniesionych w okresie ich wystąpienia, a nie w okresie, w którym dokonano zapłaty, czy też poniesiono faktyczne wydatki. **Za koszty danego okresu sprawozdawczego uznaje się te koszty, które są związane z przychodami tego okresu.**

Dla ustalenia **wyniku na sprzedaży** należy od przychodów ze sprzedaży odjąć koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży, w skład których wchodzi: koszty działalności własnej, koszty sprzedaży, koszty zarządu, a dla PEE dodatkowo koszty zakupu usług przesyłowych, koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie strat w sieci (różnicy bilansowej). Koszty wspólne dla wszystkich rodzajów działalności należy podzielić zgodnie z przyjętym w przedsiębiorstwie kluczem podziału kosztów. Przyjęte zasady podziału kosztów powinny być stosowane w sposób ciągły zgodnie z ustawą o rachunkowości.

Wiersz 17 – liczba odbiorców, z którymi przedsiębiorca dokonywał rozliczeń za świadczone usługi przesyłowe, według stanu na koniec roku.

Wiersz 19 – przychody z przesyłania i dystrybucji stanowią sumę opłat za przesyłanie energii elektrycznej, energię bierną, przekroczenie mocy umownej, z uwzględnieniem zastosowanych upustów i bonifikat.

Wiersz 22 – liczba odbiorców, z którymi przedsiębiorca dokonywał rozliczeń z tytułu sprzedaży energii elektrycznej, według stanu na koniec odpowiedniego roku.

Wiersze 23-27 – zakup energii elektrycznej przeznaczonej do dalszej odsprzedaży według źródeł zakupu. Poszczególne symbole oznaczają:

- **PSE S.A.** – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.,
- **SD** – spółki dystrybucyjne (zakłady energetyczne) – w 2001 i 2002 r. były to 33 przedsiębiorstwa energetyki zawodowej, pełniące funkcję operatorów systemów rozdzielczych,

- **PO** – inne niż SD i PSE S.A. przedsiębiorstwa posiadające koncesje na obrót energią elektryczną,
- **Inne** – pozostałe źródła zakupu energii elektrycznej nie wymienione w wierszach 23-26.

Wiersze 28-32 – sprzedaż energii elektrycznej w ramach działalności OEE według kierunków sprzedaży. Poszczególne symbole oznaczają:

- **odbiorcy TPA** – odbiorcy korzystający z prawa dostępu do sieci, nie posiadający koncesji na obrót energią elektryczną,
- **odbiorcy bez TPA** – odbiorcy nie korzystający z prawa dostępu do sieci, nie posiadający koncesji na obrót energią elektryczną,
- **SD** – jak w wierszu 25,
- **PO** – jak w wierszu 26,
- **Inne** – pozostałe kierunki sprzedaży energii elektrycznej nie wymienione w wierszach 28-31.

Wiersz 34 – należy podać przychody ze sprzedaży energii elektrycznej zakupionej wcześniej od innego przedsiębiorstwa energetycznego.

Wiersz 36 – wynik na działalności elektroenergetycznej obejmujący przychody z wierszy 13, 19, 34, pozostałe przychody, przychody finansowe oraz koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży odpowiednio dla wierszy 13, 19, 34, a także pozostałe koszty i koszty finansowe.

Dział 3. Działalność związana z użytkowaniem i ochroną środowiska

Wiersze 01-06 – przedsiębiorca powinien wykazać całość, poniesionych w roku sprawozdawczym nakła-

dów inwestycyjnych na ochronę środowiska, a także ich sumę od początku roku, w którym przedsiębiorca uzyskał koncesję do końca okresu sprawozdawczego. W przypadku elektrowni i elektrociepłowni należy podać wielkość nakładów inwestycyjnych związanych zarówno z działalnością ciepłowniczą, jak i elektroenergetyczną.

Wiersz 07 – należy wykazać nakłady poniesione na budowę odnawialnych źródeł wytwarzających energię elektryczną.

Wiersze 08-11 – należy wykazać wielkości zredukowanej emisji w wyniku działania zastosowanych technologii redukcji zanieczyszczeń, na wprowadzenie których poniesiono nakłady wykazane w wierszach 02, 03, 06, 07. W przypadku elektrowni i elektrociepłowni należy podać wielkość redukcji emisji związanych zarówno z działalnością ciepłowniczą, jak i elektroenergetyczną.

Wiersz 12 – należy wykazać moc zainstalowaną elektryczną w wybudowanych odnawialnych źródłach energii.

Wiersz 13 – opłaty za odprowadzanie zanieczyszczeń do atmosfery, opłaty za odprowadzanie zanieczyszczeń do wód i ziemi, opłaty za składowanie odpadów.

Opłaty za zanieczyszczanie wód i ziemi obejmować powinny opłaty za ścieki w wodzie przemysłowej lub zużytej do celów bytowo-komunalnych oraz opłaty za pobraną wodę.

Wiersz 14 – kary za zanieczyszczenie powietrza, naruszenie warunków poboru wody, odprowadzanie ścieków, składowanie odpadów niezgodne z przepisami, przekroczenie dopuszczalnego poziomu hałasu.

Sprawozdanie z realizacji warunków określonych w koncesji oraz działalności koncesjonowanej w zakresie wytwarzania i magazynowania paliw ciekłych w roku 2002	URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa, ul. Chłodna 64 <i>Przekazać/wysłać w terminie do 15 kwietnia</i>
Nazwa i adres jednostki sprawozdawczej	
Kod formy prawnej*)	
Numer identyfikacyjny – REGON	
Klasa PKD	
Województwo	
Gmina	
Nr koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych (WPC)	
Nr koncesji na magazynowanie paliw ciekłych (MPC)	

*) patrz objaśnienia

CZĘŚĆ I: SPRAWOZDANIE Z WYKONANIA WARUNKÓW OKREŚLONYCH W KONCESJI**CZĘŚĆ II: SPRAWOZDANIE Z DZIAŁALNOŚCI KONCESJONOWANEJ**

PRZED WYPEŁNIENIEM TABEL NALEŻY ZAPOZNAĆ SIĘ Z OBJAŚNIENIAMI

Dział 1. Charakterystyka organizacyjno-własnościowa

Struktura własnościowa	Nazwa udziałowca*)	% udziałów	Kraj pochodzenia kapitału*)	Rok objęcia udziałów*)
	1.			
2.				
3.				
4.				

*) patrz objaśnienia

Dział 2. Charakterystyka techniczna w zakresie działalności paliwowej

Wyszczególnienie		Jedn. miary	2002 rok	2001 rok
0			1	2
WPC	Miejsca prowadzenia działalności	01	1.	
			2.	
			3.	
			4.	
	Łączna ilość wytworzonych paliw ciekłych, w tym*):	02	Mg	
	benzyn silnikowych	03	Mg	
	olejów napędowych	04	Mg	
	olejów opałowych	05	Mg	
	gazu płynnego	06	Mg	
paliw lotniczych	07	Mg		
nafty	08	Mg		
Jednostka certyfikująca jakość wytworzonych paliw	09			
MPC	Miejsca prowadzenia działalności	10	1.	
			2.	
			3.	
		4.		
Ilość paliw ciekłych przyjętych do magazynowania	11	m ³		
Liczba podmiotów, na rzecz których świadczona była usługa magazynowania paliw ciekłych	12	szt.		

*) patrz objaśnienia

Dział 3. Charakterystyka ekonomiczna

Wyszczególnienie		Jedn. miary	2002 rok	2001 rok
0			1	2
Przeciętne zatrudnienie w działalności koncesjonowanej*)		01	etat	
WZDK*)		02	%	
Aktywa trwale brutto*)		03	tys. zł	
Aktywa trwale netto*)		04		
Kapitał własny		05		
WPC	Przychód ze sprzedaży wytworzonych paliw ciekłych*)	06	tys. zł	
	Wynik na działalności WPC*)	07		
MPC	Przychód z magazynowania paliw ciekłych*)	08	tys. zł	
	Wynik na działalności MPC*)	09		

*) patrz objaśnienia

Dział 4. Działalność związana z użytkowaniem i ochroną środowiska

Wyszczególnienie		Jedn. miary	2002 rok	Łącznie od początku roku uzyskania koncesji Prezesa URE do końca okresu sprawozdawczego
0			1	2
Nakłady poniesione na ochronę środowiska*)		01	tys. zł	
w tym na:	ograniczenie emisji benzenu i benzopirenu	02	tys. zł	
	ograniczenie emisji SO ₂ , NO _x , CO	03	tys. zł	
	ograniczenie emisji węglowodorów aromatycznych, pierścieniowych, alifatycznych i ich pochodnych	04	tys. zł	
	użytkowanie ścieków przemysłowych	05	tys. zł	
	poprawę sprawności procesów technologicznych	06	tys. zł	
	zagospodarowanie odpadów pochodzących z czyszczenia zbiorników na paliwa ciekłe	07	tys. zł	
Redukcja zanieczyszczeń powietrza związana z inwestycjami na ochronę środowiska*)	benzen i benzopiren	08	kg	
	SO ₂	09	Mg	
	NO _x	10	Mg	
	CO	11	Mg	
	węglowodory aromatyczne, pierścieniowe, alifatyczne i ich pochodne	12	Mg	
Opłaty naliczone za gospodarcze wykorzystanie środowiska*)		13	tys. zł	
Kary naliczone za niedotrzymywanie wymogów dotyczących sposobu korzystania ze środowiska*)		14	tys. zł	

*) patrz objaśnienia

Dział 5. Informacje dodatkowe (dotyczy WPC i MPC)

Wyszczególnienie	Dane	
0	1	
Tytuł prawny do zbiorników na paliwa ciekłe wykorzystywanych w działalności WPC i MPC	01	
Łączna pojemność zbiorników na paliwa ciekłe wykorzystywanych w działalności koncesjonowanej	02	

(miejsowość i data)

Nazwisko, imię i telefon osoby,
która sporządziła sprawozdaniePieczęć imienna i podpis
osoby upoważnionej do reprezentowania przedsiębiorcy

OBJAŚNIENIA DO FORMULARZA

„Sprawozdanie z realizacji warunków określonych w koncesji oraz działalności koncesjonowanej w zakresie wytwarzania i magazynowania paliw ciekłych w roku 2002”

Uwagi ogólne

1. Przedsiębiorca prowadzący działalność w wielu jednostkach organizacyjnych wypełnia jeden zbiorczy formularz.
2. Dane w ankiecie powinny być wykazane w wartościach netto (bez podatku VAT).
3. Przedsiębiorca zamieszcza nazwę w brzmieniu zgodnym z zapisem występującym we właściwym rejestrze, np. w KRS, ewidencji działalności gospodarczej i dokładny adres.
4. Przedsiębiorca wpisuje oznaczenie kodowe formy prawnej zgodnie z wykazem kodów form prawnych:

Lista kodów form prawnych:

Kod	Nazwa	Kod	Nazwa
15	Spółki partnerskie	28	Państwowe jednostki organizacyjne
16	Spółki akcyjne	29	Gminne samorządowe jednostki organizacyjne
17	Spółki z ograniczoną odpowiedzialnością	30	Powiatowe samorządowe jednostki organizacyjne
18	Spółki jawne	31	Wojewódzkie samorządowe jednostki organizacyjne
19	Spółki cywilne	40	Spółdzielnie
20	Spółki komandytowe	85	Wspólnoty mieszkaniowe
21	Spółki komandytowo-akcyjne	90	Związki grup producentów rolnych
23	Spółki przewidziane przepisami innych ustaw niż kodeks handlowy i kodeks cywilny	99	Bez szczególnej formy prawnej
24	Przedsiębiorstwa państwowe		

5. Przedsiębiorca podaje numer krajowej klasyfikacji działalności – PKD. Jeżeli numer PKD nie jest znany, to należy zostawić puste pole.
6. Przedsiębiorca wpisuje województwo i gminę, na terenie których mieści się siedziba przedsiębiorcy.
7. Poszczególne symbole oznaczają:
WPC – wytwarzanie paliw ciekłych
MPC – magazynowanie paliw ciekłych

CZĘŚĆ I:

Sprawozdanie w części I powinno zawierać zwięzłe odpowiedzi dotyczące terminowości i zakresu wywiązywania się z określonych w koncesjach warunków. Niektóre zagadnienia są wspólne dla kilku rodzajów koncesji, w takich przypadkach należy udzielić jednej, syntetycznej odpowiedzi. Wszelkie dodatkowe informacje i wyjaśnienia wymagające formy opisowej, proszę podać w załączniku do sprawozdania.

CZĘŚĆ II:

Dział 1. Charakterystyka organizacyjno-własnościowa

Nazwa udziałowca – należy wskazać podmioty lub osoby posiadające pakiety akcji/udziałów równe lub przekraczające 5% wartości kapitału przedsiębiorstwa.

Kraj pochodzenia kapitału – należy wpisać kraj siedziby podmiotu udziałowca lub obywatelstwo osoby udziałowca.

Rok objęcia udziałów – rok, w którym dany podmiot/osoba po raz pierwszy objął pakiet akcji/udziałów w przedsiębiorstwie.

Dział 2. Charakterystyka techniczna przedsiębiorcy w zakresie działalności w sektorze paliw ciekłych

Wiersze 02-07 – należy podać ilości paliw ciekłych w tonach (1 Mg = 1 t).

Dział 3. Charakterystyka ekonomiczna przedsiębiorcy w zakresie działalności w sektorze paliw ciekłych

Wiersz 01 – przeciętna roczna liczba pracowników, w przeliczeniu na pełne etaty, zatrudnionych w związku z prowadzeniem działalności w sektorze paliw ciekłych. W przypadku osób pracujących także przy innych rodzajach działalności oraz w odniesieniu do kadry zarządzającej należy zastosować odpowiedni klucz podziału. Obok podać informację, jaki klucz podziału został zastosowany.

Wiersz 02 – WZDK – wskaźnik zaangażowania w działalność koncesjonowaną – obliczany jako iloraz całkowitych przychodów przedsiębiorcy z działalności WPC i/lub MPC i całkowitych przychodów przedsiębiorstwa z prowadzonej działalności gospodarczej [%].

Wiersze 02 i 03 – należy podać wartość aktywów trwałych brutto i netto związanych z prowadzoną działalnością gospodarczą (dla wszystkich rodzajów prowadzonej działalności). Dotyczy wyłącznie aktywów własnych, a nie dzierżawionych.

Wartości aktywów trwałych (brutto i netto) powinny być wykazane według stanu na koniec odpowiedniego roku.

Wiersze 06 i 08 – Sprzedaż wytworzonych paliw ciekłych i usługi magazynowania paliw ciekłych zaliczone do sprzedaży w okresie sprawozdawczym.

Wiersze 07, 09 – przy ustalaniu przychodów i kosztów obowiązują ogólne zasady rachunkowości, w tym zasada realizacji (memoriałowa) i współmierności. Przychody zalicza się do osiągniętych i koszty do poniesionych w okresie ich wystąpienia, a nie w okresie, w którym dokonano zapłaty, czy też poniesiono faktyczne wydatki. **Za koszty danego okresu sprawozdawczego uznaje się te koszty, które są związane z przychodami tego okresu.**

Dla ustalenia wyniku na sprzedaży należy od przychodów ze sprzedaży odjąć koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży, w skład których wchodzi: koszty działalności własnej, koszty sprzedaży, koszty zarządu. Koszty wspólne dla wszystkich rodzajów działalności należy podzielić zgodnie z przyjętym w przedsiębiorstwie kluczem podziału kosztów. Przyjęte zasady podziału kosztów powinny być stosowane w sposób ciągły zgodnie z ustawą o rachunkowości.

Dział 4. Działalność związana z użytkowaniem i ochroną środowiska

Wiersze 01-07 – przedsiębiorca powinien wykazać całość poniesionych w roku sprawozdawczym nakładów inwestycyjnych na ochronę środowiska, a także ich sumę od początku roku, w którym przedsiębiorca uzyskał koncesję do końca okresu sprawozdawczego. W przypadku prowadzenia jednocześnie działalności polegającej na wytwarzaniu i magazynowaniu paliw ciekłych należy podać łączne nakłady.

Wiersze 08-12 – należy wykazać wielkości zredukowanej emisji w wyniku działania zastosowanych technologii redukcji zanieczyszczeń, na wprowadzenie których poniesiono nakłady wykazane w wierszach 01-07.

Wiersz 13 – opłaty za odprowadzanie zanieczyszczeń do atmosfery, opłaty za odprowadzanie zanieczyszczeń, opłaty za składowanie odpadów.

Opłaty za odprowadzanie zanieczyszczeń obejmować powinny opłaty za ścieki w wodzie przemysłowej lub zużytej do celów bytowo-komunalnych oraz opłaty za pobraną wodę.

Wiersz 14 – kary za zanieczyszczenie atmosfery, naruszenie warunków poboru wody, odprowadzanie ścieków, składowanie odpadów niezgodne z przepisami, przekroczenie dopuszczalnego poziomu hałasu.

Wiersze 09-12 – należy podać ilości zanieczyszczeń w tonach (=Mg).

Sprawozdanie z realizacji warunków określonych w koncesji oraz działalności koncesjonowanej w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami gazowymi w roku 2002	URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa, ul. Chłodna 64 <i>Przekazać/wysłać w terminie do 15 kwietnia</i>
Nazwa i adres jednostki sprawozdawczej	
Kod formy prawnej*)	
Numer identyfikacyjny – REGON	
Klasa PKD	
Województwo	
Gmina	
Nr koncesji na wytwarzanie paliw gazowych (WPG)	
Nr koncesji na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych (PPG)	
Nr koncesji na obrót paliwami gazowymi (OPG)	
Nr koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą (OGZ)	

*) patrz objaśnienia

CZĘŚĆ I: SPRAWOZDANIE Z WYKONANIA WARUNKÓW OKREŚLONYCH W KONCESJI**CZĘŚĆ II: SPRAWOZDANIE Z DZIAŁALNOŚCI KONCESJONOWANEJ**

PRZED WYPEŁNIENIEM TABEL NALEŻY ZAPOZNAĆ SIĘ Z OBJAŚNIENIAMI

Dział 1. Charakterystyka organizacyjno-własnościowa

Struktura własnościowa	Nazwa udziałowca*)	% udziałów	Kraj pochodzenia kapitału*)	Rok objęcia udziałów*)
	1.			
2.				
3.				
4.				

*) patrz objaśnienia

Dział 2. Charakterystyka techniczna przedsiębiorstwa w zakresie działalności gazowniczej

Wyszczególnienie		Jedn. miary	2002 rok	
0			1	
WPG	Ilość wytworzonych paliw gazowych	01	tys. m ³	
	Liczba odbiorców paliw gazowych	02	szt.	
PPG	Długość sieci gazociągów wysokich ciśnień wykorzystywanych do przesyłania gazu wysokometanowego	03	km	
	Długość sieci gazociągów wysokich ciśnień wykorzystywanych do przesyłania gazu zaazotowanego	04	km	
	Długość sieci gazociągów średnich ciśnień wykorzystywanych do przesyłania gazu wysokometanowego	05	km	
	Długość sieci gazociągów średnich ciśnień wykorzystywanych do przesyłania gazu zaazotowanego	06	km	
	Liczba i łączna moc stacji redukcyjnych na sieciach wysokich ciśnień (>0,5 MPa)	07	szt./MW	
	Liczba i łączna moc stacji redukcyjnych na sieciach średnich i niskich ciśnień (<0,5 MPa)	08	szt./MW	
	Dostawcy paliw gazowych	09		1. 2. 3. 4.

cd. Dział 2. Charakterystyka techniczna przedsiębiorstwa w zakresie działalności gazowniczej

Wyszczególnienie		Jedn. miary		2002 rok
0				1
	Liczba odbiorców	10	szt.	
	Liczba podmiotów korzystających z TPA*)	11	szt.	
	Ilość przesłanego gazu wysokometanowego	12	tys. m ³	
	Ilość przesłanego gazu zaazotowanego	13	tys. m ³	
OPG	Ilość gazu będącego przedmiotem „czystego” obrotu*)	14	tys. m ³	
	Liczba dostawców gazu do „czystego” obrotu	15	szt.	
	Liczba odbiorców gazu z „czystego” obrotu	16	szt.	
OGZ	Ilość gazu zakupionego za granicą	17	tys. m ³	
	Kraj zakupu	18		
	Odbiorcy gazu importowanego	19	szt.	

*) patrz objaśnienia

Dział 3. Charakterystyka ekonomiczna przedsiębiorstwa w zakresie działalności gazowniczej

Wyszczególnienie		Jedn. miary		2002 rok
0				1
Przeciętne zatrudnienie w gazownictwie*)		01	etat	
WZDE*)		02	%	
Aktywa trwale brutto*)		03	tys. zł	
Aktywa trwale netto*)		04		
Kapitał własny		05		
WPG	Wielkość sprzedaży paliw gazowych*)	06	tys. m ³	
	Przychody ze sprzedaży paliw gazowych	07	tys. zł	
	Wynik na działalności WPG*)	08	tys. zł	
PPG	Przychody z przesyłania i dystrybucji paliw gazowych, w tym:*)	09	tys. zł	
	gazu wysokometanowego	10	tys. zł	
	gazu zaazotowanego	11	tys. zł	
	Wynik na działalności PPG*)	12	tys. zł	
OPG	Wielkość sprzedaży paliw gazowych*)	13	tys. m ³	
	Przychody ze sprzedaży paliw gazowych*)	14	tys. zł	
	Wynik na działalności OPG*)	15	tys. zł	
OGZ	Wielkość sprzedaży importowanych paliw gazowych	16	tys. m ³	
	Przychody ze sprzedaży importowanych paliw gazowych	17	tys. zł	
Nakłady/koszty na ochronę środowiska		18	tys. zł	
Opłaty naliczone za gospodarcze wykorzystanie środowiska		19	tys. zł	
Kary naliczone za niedotrzymywanie wymogów dotyczących sposobu korzystania ze środowiska		20	tys. zł	

*) patrz objaśnienia

.....
(miejscowość i data).....
Nazwisko, imię i telefon osoby,
która sporządziła sprawozdanie.....
Pieczęć imienna i podpis
osoby upoważnionej do reprezentowania przedsiębiorcy

OBJAŚNIENIA DO FORMULARZA

„Sprawozdanie z realizacji warunków określonych w koncesji oraz działalności koncesjonowanej w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami gazowymi w roku 2002”

Uwagi ogólne

1. Przedsiębiorca prowadzący działalność w wielu jednostkach organizacyjnych wypełnia jeden zbiorczy formularz.
2. Dane w ankiecie powinny być wykazane w wartościach netto (bez podatku VAT).
3. Przedsiębiorca zamieszcza nazwę w brzmieniu zgodnym z zapisem występującym we właściwym rejestrze, np. w KRS, ewidencji działalności gospodarczej i dokładny adres.
4. Przedsiębiorca wpisuje oznaczenie kodowe formy prawnej zgodnie z wykazem kodów form prawnych:

Lista kodów form prawnych:

Kod	Nazwa	Kod	Nazwa
15	Spółki partnerskie	28	Państwowe jednostki organizacyjne
16	Spółki akcyjne	29	Gminne samorządowe jednostki organizacyjne
17	Spółki z ograniczoną odpowiedzialnością	30	Powiatowe samorządowe jednostki organizacyjne
18	Spółki jawne	31	Wojewódzkie samorządowe jednostki organizacyjne
19	Spółki cywilne	40	Spółdzielnie
20	Spółki komandytowe	85	Wspólnoty mieszkaniowe
21	Spółki komandytowo-akcyjne	90	Związki grup producentów rolnych
23	Spółki przewidziane przepisami innych ustaw niż kodeks handlowy i kodeks cywilny	99	Bez szczególnej formy prawnej
24	Przedsiębiorstwa państwowe		

5. Przedsiębiorca podaje numer krajowej klasyfikacji działalności – PKD. Jeżeli numer PKD nie jest znany, to należy zostawić puste pole.
6. Przedsiębiorca wpisuje województwo i gminę, na terenie których mieści się siedziba przedsiębiorcy.
7. Poszczególne symbole oznaczają:
 - WPG** – wytwarzanie paliw gazowych
 - PPG** – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych
 - OPG** – obrót paliwami gazowymi
 - OGZ** – obrót gazem ziemnym z zagranicą

CZĘŚĆ I:

Sprawozdanie w części I powinno zawierać zwięzłe odpowiedzi dotyczące terminowości i zakresu wywiązywania się z określonych w koncesjach warunków. Niektóre zagadnienia są wspólne dla kilku rodzajów koncesji, w takich przypadkach należy udzielić jednej, syntetycznej odpowiedzi. Wszelkie dodatkowe informacje i wyjaśnienia wymagające formy opisowej, proszę podać w załączniku do sprawozdania.

CZĘŚĆ II:

Dział 1. Charakterystyka organizacyjno-własnościowa

Nazwa udziałowca – należy wskazać podmioty lub osoby posiadające pakiety akcji/udziałów równe lub przekraczające 5% wartości kapitału przedsiębiorstwa.

Kraj pochodzenia kapitału – należy wpisać kraj siedziby podmiotu udziałowca lub obywatelstwo osoby udziałowca.

Rok objęcia udziałów – rok, w którym dany podmiot/osoba po raz pierwszy objął pakiet akcji/udziałów w przedsiębiorstwie.

Dział 2. Charakterystyka techniczna przedsiębiorcy w zakresie działalności gazowniczej

Wiersz 11 – suma odbiorców taryfowych i odbiorców korzystających z TPA, z którymi przedsiębiorca dokony-

wał rozliczeń za świadczone usługi przesyłowe, według stanu na koniec roku.

Wiersz 14 – dotyczy przedsiębiorców nie posiadających majątku sieciowego, prowadzących działalność wyłącznie w formie pośrednictwa w obrocie paliwami gazowymi.

Dział 3. Charakterystyka ekonomiczna przedsiębiorcy w zakresie działalności gazowniczej

Wiersz 01 – przeciętna roczna liczba pracowników, w przeliczeniu na pełne etaty, zatrudnionych w związku z prowadzeniem działalności w gazownictwie. W przypadku osób pracujących także przy innych rodzajach działalności oraz w odniesieniu do kadry zarządzającej należy zastosować odpowiedni klucz podziału. Obok podać informację, jaki klucz podziału został zastosowany.

Wiersz 02 – WZDE (dotyczy tylko działalności w sektorze gazowniczym) – wskaźnik zaangażowania w działalność w gazownictwie – obliczany jako iloraz całkowitych przychodów przedsiębiorstwa z działalności w gazownictwie i całkowitych przychodów przedsiębiorstwa z prowadzonej działalności gospodarczej [%].

Wiersze 03 i 04 – należy podać wartość aktywów trwałych brutto i netto związanych z prowadzoną działalnością gospodarczą (dla wszystkich rodzajów prowadzonej działalności). Dotyczy wyłącznie aktywów własnych, a nie dzierżawionych.

Wartości aktywów trwałych (brutto i netto) powinny być wykazane według stanu na koniec odpowiedniego roku.

Wiersze 06 i 13 – sprzedaż paliw gazowych obejmuje paliwa gazowe dostarczone do odbiorców i zaliczone do sprzedaży w okresie sprawozdawczym.

Wiersz 09 – przychody z działalności przesyłowej i dystrybucyjnej stanowią sumę opłat za przesyłanie paliw gazowych, moc umowną, z uwzględnieniem zastosowanych upustów i bonifikat.

Wiersz 14 – należy podać przychody ze sprzedaży paliw gazowych zakupionych wcześniej od innego przedsiębiorcy (w tym od przedsiębiorcy prowadzącego wydobycie gazu).

Wiersze 08, 12, 15 – przy ustalaniu przychodów i kosztów obowiązują ogólne zasady rachunkowości, w tym zasada realizacji (memoriałowa) i współmierności. Przychody zalicza się do osiągniętych i koszty do poniesionych w okresie ich wystąpienia, a nie w okresie, w którym dokonano zapłaty, czy też poniesiono faktyczne wydatki. **Za koszty danego okresu sprawozdawczego uznaje się te koszty, które są związane z przychodami tego okresu.**

Dla ustalenia wyniku na sprzedaży należy od przychodów ze sprzedaży odjąć koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży, w skład których wchodzi: koszty działalności własnej, koszty sprzedaży, koszty zarządu, a dla PPG dodatkowo koszty zakupu usług przesyłowych, koszty zakupu paliw gazowych, na pokrycie strat w sieci (różnicy bilansowej). Koszty wspólne dla wszystkich rodzajów działalności należy podzielić zgodnie z przyjętym w przedsiębiorstwie kluczem podziału kosztów. Przyjęte zasady podziału kosztów powinny być stosowane w sposób ciągły zgodnie z ustawą o rachunkowości.

Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE
(stan na 31.01.2003 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Podwyżka w %
Warszawa	Zbigniew Hejda Przedsiębiorstwo Remontowo-Budowlane DOMONT – Radom	9,20
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Ciechanowie Sp. z o.o. – Ciechanów	2,86
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Żyrardów Sp. z o.o. – Żyrardów	4,61
	Ciechocinek-Dalkia Termika S.A. – Ciechocinek	10,40
	Zakopane-Dalkia Termika S.A. – Zakopane	1,40
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Mińsk Mazowiecki	6,91
	„Tomic” S.A. – Żuromin	0,56
	Fabryka Okładzin Ciernych Fomar Roulunds S.A. – Marki	12,40
	Pionkowska Spółdzielnia Mieszkaniowa – Pionki	- 44,09
	GEOTERMIA MAZOWIECKA S.A. – Żyrardów	- 3,66
	Otwocki Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Otwock	7,30
	Biskupiec MVV EPS Polska S.A. – Biskupiec	5,10
	Reszel MVV EPS Polska S.A. – Reszel	1,90
	Szczecin	Przedsiębiorstwo Projektowo-Wykonawczo-Handlowe WEST – BUD
Jachimowicz Spółka Jawna – Koszalin		1,67
Jerzy Prokopowicz, Mariusz Kraciuk – P.U. EKO-TERM S.C. – Kłodawa		14,72
ZELGAZ Sp. z o.o. – Zielona Góra		0,00
Gdańsk	ELZAM-HOLDING S.A. – Elbląg ^{*)}	-
	Zakład Gospodarki Komunalnej, Wodociągów i Kanalizacji – Barczewo	15,01
	PEWIK Sp. z o.o. – Prabuty	6,86
	Zakład Gospodarki Komunalnej ZB (Gmina Koczała) – Koczała	3,90
Poznań	KAROR Spółka Jawna Mirosław Szubartowski, Elżbieta Gehrke – Szubartowska – Bydgoszcz	3,00
	Przedsiębiorstwo Usług Gminnych Sp. z o.o. – Pakość	- 2,20
	Zakład Usług Komunalnych (Gmina i Miasto Łasin) – Łasin	6,93
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „MEC” Sp. z o.o. – Trzcianka	3,77
	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej (Gmina i Miasto Łabiszyn) – Łabiszyn	3,23
	KRI Sp. z o.o. – Przeźmierowo	3,43
Wojskowa Agencja Mieszkaniowa – Poznań	1,91	
Lublin	Zakłady Azotowe PUŁAWY S.A. – Puławy	3,95
	Elektrociepłownia FLT Sp. z o.o. – Kraśnik	4,52
	Powiat Bielski Podlaski (Powiatowy Zespół Obsługi Placówek Edukacji Publicznej) – Bielski Podlaski	4,62
Łódź	Zakład Usług Komunalnych (Gmina Żelów) – Żelów	- 2,28
	Miejski Zakład Komunalny w Pajęcznie (Gmina i Miasto Pajęczno) – Pajęczno	19,77
	Agencja Własności Rolnej Skarbu Państwa (Oddział W-wa/Filia Łódź) – Łódź	14,99
	Zakłady Metalowe MESKO S.A. – Skarżysko-Kamienna	- 6,75
	Świętokrzyskie Centrum Onkologii w Kielcach Publiczny Zakład Opieki Zdrowotnej – Kielce	7,78
Wrocław	Spółdzielnia Mieszkaniowa Lokatorsko-Własnościowa ODRA – Olawa	3,60
	Elektrownia Turów S.A. – Bogatynia	2,99
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Wrocław	- 4,90
	Przedsiębiorstwo „INPRO” Sp. z o.o. – Wrocław	- 17,21
	Zakłady Papiernicze S.A. – Krapkowice	1,29
	FROTEX S.A. – Prudnik	7,85
Katowice	Zakłady Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Katowice	2,20
	Elektrownia Chorzów S.A. – Chorzów	2,14
	Samodzielny Publiczny Zakład Opieki Zdrowotnej „REPTY” Górnośląskie Centrum Rehabilitacji im. Gen. J. Ziętka – Tarnowskie Góry	38,62
	BHH MIKROTECH Sp. z o.o. – Dąbrowa Górnicza	2,85
	Leszek Mika P.H.U. Saropol – Grodziec Śląski	- 32,67
	HUTA CEDLER S.A. – Sosnowiec	4,11

	Ciepłownia Siemianowice Sp. z o.o. – Siemianowice Śląskie	0,03
	Spółka Energetyczna Jastrzębie S.A. – Jastrzębie Zdrój	0,60
	Elektrociepłownia EC NOWA Sp. z o.o. – Dąbrowa Górnicza	2,50
	Zakład Gospodarki Komunalnej w Radlinie (Gmina Radlin) – Radlin	- 1,56
Kraków	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Gorlice	7,66
	Miejski Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej (Miasto Grybów) – Grybów	- 1,20
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Sędziszów Młp.	- 30,00
	BUMAR – FABLOK S.A. – Chrzanów	- 4,42
	Andropol – Elektrociepłownia Sp. z o.o. – Andrychów	8,98
	Elektrociepłownia Sp. z o.o. – Wolbrom	- 4,47
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej TERMOWAD Sp. z o.o. – Wadowice	6,57

*) Przedsiębiorstwo prowadziło od 1998 r. koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła bez pobierania opłat za usługę przesyłową. Wprowadzenie do rozliczeń z odbiorcami stawek opłat za usługę przesyłową zatwierdzonych dla tego przedsiębiorstwa spowoduje wzrost opłat za ciepło dla odbiorców finalnych średnio o 6,20%.

Odmowy zatwierdzenia taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE

(stan na 31.01.2003 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Data odmowy
Szczecin	Zakład Techniki i Inżynierii Komunalnej „ENERGOTECH-2” Sp. z o.o. – Świnoujście	23.12.2002 r.
Wrocław	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Wrocław S.A. – Wrocław	18.12.2002 r.

Zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej

(stan na 13.02.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Energetyka Poznańska S.A.	17.12.2002 r.
2	Huta „Andrzej” S.A.	30.12.2002 r.
3	Spółdzielnia Mleczarska „SUDOWIA”	9.01.2003 r.
4	Elektrownia Opole S.A.	14.01.2003 r.
5	International – Paper Klucze S.A.	14.01.2003 r.
6	Zakłady Metalowe „Mesko” S.A.	20.01.2003 r.
7	Zakłady Koksownicze „Przyjaźń”	20.01.2003 r.
8	Zakłady Azotowe „Kędzierzyn” S.A.	31.01.2003 r.
9	Kopalnia Węgla Brunatnego „Bełchatów” S.A.	31.01.2003 r.
10	Zakłady Urządzeń Chemicznych i Armatury Przemysłowej „Chemar” S.A.	11.02.2003 r.
11	„UNIHUT” S.A.	11.02.2003 r.
12	PP Zakłady Górniczo-Hutnicze „BOLESŁAW”	11.02.2003 r.
13	Grupa „Kęty” S.A.	13.02.2003 r.

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla energii elektrycznej

(stan na 13.02.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Energetyka Poznańska S.A.	17.12.2002 r.
2	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.	17.12.2002 r.
3	ENERGOSERWIS KLESZCZÓW Sp. z o.o.	30.12.2002 r.
4	Grupa Energetyczna ENEA S.A.	9.01.2003 r.
5	Rafineria Gdańska S.A.	11.02.2003 r.

Odmowy zatwierdzenia zmiany taryfy dla energii elektrycznej
(stan na 13.02.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakład Energetyczny Łódź – Teren S.A.	17.12.2002 r.
2	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.	17.12.2002 r.
3	Zakład Energetyczny Częstochowa S.A.	11.02.2003 r.
4	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.	13.02.2003 r.
5	Beskidzka Energetyka S.A.	13.02.2003 r.
6	Zakład Energetyczny Tranów S.A.	13.02.2003 r.

Zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych
(stan na 13.02.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakłady Azotowe „Puławy” S.A.	17.12.2002 r.
2	Grupa KĘTY S.A.	30.12.2002 r.
3	Huta „Andrzej” S.A.	20.01.2003 r.
4	MAGNETI MARELLI POLAND S.A.	13.02.2003 r.
5	KGHM POLSKA MIEDŹ S.A.	13.02.2003 r.

Odmowa zatwierdzenia taryfy dla paliw gazowych
(stan na 13.02.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakład Projektowania i Usług Teletechnicznych – A. Brzozowski Sp. z o.o.	20.01.2003 r.

**Ustalenie okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych
w taryfie dla paliw gazowych**
(stan na 13.02.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakłady Azotowe „Puławy” S.A.	17.12.2002 r.
2	Grupa „KĘTY” S.A.	30.12.2002 r.
3	MAGNETI MARELLI POLAND S.A.	13.02.2003 r.
4	KGHM POLSKA MIEDŹ S.A.	13.02.2003 r.

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE Z URZĘDU
(stan na 12.02.2003 r.)

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Elwira Ptasińska – Przedsiębiorstwo Handlowe „PEF”	02–679 Warszawa, ul. Modzelewskiego 60 a/23
2	Rozalia Lachowska, Feliks Lachowski – Stacja Paliw i Mała Gastronomia „FRAL-RELAKS”	59–704 Brzeźnik
3	ARVAL SERVICE LEASE POLSKA Sp. z o.o.	02–627 Warszawa, ul. Domaniewska 41
4	PETROL M. Jastrzębski, J. Krawczyk, J. Marecik Spółka Jawna	32–731 Żegocina, Łąka 46
5	KOMA OIL Stacja Paliw Kozak Krzysztof, Madejek Jan Spółka Jawna	20–433 Lublin, ul. Melgiewska 39
6	OKTAN B. i R. Brzescy – Spółka Jawna	83–334 Miechucino, ul. Kartuska 51
7	DULCET Spółka Jawna	86–070 Dąbrowa Chełmińska, Strzyżawa

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE NA WNIOSEK (stan na 12.02.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	Instalacje BASISTA Spółka Jawna	44-203 Rybnik, ul. Prosta 144	Wcc
2	Elektrociepłownia Rzeszów S.A.	35-959 Rzeszów, ul. Ciepłownicza 8	Wee
3	Baltic-Wood S.A.	38-200 Jasło, ul. Fabryczna 6 a	Wcc, Pcc
4	EKP Sp. z o.o.	32-310 Klucze, ul. Zawierciańska 1	Wcc
5	Elektrociepłownia EC NOWA	41-308 Dąbrowa Górnicza, ul. Piłsudskiego 92	Pcc
6	Spółdzielnia Mieszkaniowa „Wichrowe Wzgórze”	72-315 Resko, ul. Wolności 40	Wcc, Pcc
7	ZELGAZ Sp. z o.o.	65-120 Zielona Góra, Al. Zjednoczenia 103	Wcc, Pcc, Occ
8	Cukrownia Gostyń S.A.	63-800 Gostyń, ul. Fabryczna 2	Pcc, Wee
9	Elektrownia Kozienice S.A.	26-911 Swierże Górne	Oee
10	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	50-507 Wrocław, ul. Ziębicka 44	Ppg, Opg, Ogz
11	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	80-858 Gdańsk, ul. Wałowa 18	Ppg, Opg
12	ENERGO-INWEST S.A.	41-706 Ruda Śląska, ul. Halembaska 98	Pee
13	Elektrownia Skawina S.A.	32-050 Skawina, ul. Piłsudskiego 10	Oee
14	SIWIK INTERTRADE Sp. z o.o.	11-700 Mrągowo, ul. Młodkowskiego 40 A	Wpc, Opc
15	GLOB – TRADING Sp. z o.o.	15-111 Białystok, Al. 1000-lecia PP 4	Opc
16	B-TRANS Sp. z o.o.	40-578 Katowice, ul. Kossak-Szczuckiej 43c/6	Opc
17	KLASZ Sp. z o.o.	97-500 Radomsko, ul. Przedborska 149	Opc
18	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe PETRO-VENTA Dyzio Marek, Chodyna Grzegorz Spółka Jawna	01-158 Warszawa, ul. Agawy 6/1	Opc
19	PLAN Sp. z o.o.	41-100 Kłobuck, ul. Korczaka 46	Opc
20	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe GEOFIZYKA TRANS-GAZ Sp. z o.o.	87-100 Toruń, ul. Chrobrego 50	Opc
21	OMEGA – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe Sp. z o.o.	67-200 Głogów, ul. Orzechowa 22	Opc
22	Robert Jaworski – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe STALMET	88-160 Janikowo, ul. Powstańców Wilkp. 1	Opc
23	Towarzystwo Inwestycyjne ARGE Sp. z o.o.	31-586 Kraków, ul. Centralna 53/71	Opc
24	Marek Głowacki – Stacja Paliw Marek Głowacki	97-340 Rozprza, Wroników	Opc
25	Przedsiębiorstwo Robót Drogowo-Mostowych MIKST Sp. z o.o.	07-100 Węgrów, ul. Gdańska 69 A	Opc
26	CILON – W. Kuś, Cz. Kuś, C. Kuś Spółka Jawna	24-313 Wilków, Szczeraków 25 A	Opc
27	B 2000 Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Toszecka 7	Opc
28	ARVAL SERVICE LEASE POLSKA Sp. z o.o.	02-627 Warszawa, ul. Domaniewska 41	Opc
29	TANK-OIL Sp. z o.o.	05-082 Stare Babice, ul. Kresowa 1	Opc
30	Jolanta Wiśniewska – FIRMA HANDLOWA	76-200 Słupsk, ul. Piłsudskiego 3/21	Opc
31	Ida Gut – P.P.H.U. „MERIDA”	43-316 Bielsko-Biała, ul. Karpacka 45	Opc
32	Beata Kocur-Szczotok – „DISPOHL”	44-352 Czyżowice, ul. Dworcowa 97 A	Opc
33	MERTECH Sp. z o.o.	71-100 Szczecin, ul. Tama Pomorzańska 14 E	Opc
34	Zakład Energetyczny Płock – Centrum Motoryzacji i Transportu Sp. z o.o.	09-400 Płock, ul. Graniczna 57	Opc
35	Henryk Działkowiak – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „POL-TANK”	59-400 Jawor, ul. Kuziennicza 9	Opc
36	Robert Woltman, Teofil Twaróg – Handel Detaliczny Paliwami Płynnymi R. Woltman & T. Twaróg S.C. Stacja Paliw	38-460 Jedlicze, ul. Brzozowa 8	Opc
37	Okręgowa Spółdzielnia Mleczarska w Pajęcznie	98-330 Pajęczno, ul. Kościuszki 99	Opc
38	Zakłady Produkcyjne „Brodzik-Dominik” Skład Opatowy Spółka Jawna	42-400 Zawiercie, ul. 11-go Listopada 2/4	Oee
39	Wolin-North Sp. z o.o.	71-324 Szczecin, ul. Wojska Polskiego 156	Oee
40	Elektrownia im. Tadeusza Kościuszki S.A.	28-230 Połaniec	Oee
41	ZKE-OBROT Sp. z o.o.	22-400 Zamość, ul. Koźmiana 1	Oee
42	Dagmara Sieńko – Przedsiębiorstwo Usługowo- Handlowe OPAL	58-100 Świdnica, Wilków 11 B/5	Opc
43	Krzysztof Pytka – „KIK-POL”	96-200 Rawa Mazowiecka, ul. Sobieskiego 55	Opc

44	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe EMAR Nowak, Przebięda Spółka Jawna	39-230 Brzostek, ul. Szkotnia 26	Opc
45	Robert Artur Bąk – MENAGO Przedsiębiorstwo Wielobranżowe	70-026 Szczecin, ul. Smolańska 3	Opc
46	WOLIN-NORTH Sp. z o.o.	71-324 Szczecin, ul. Wojska Polskiego 156	Wee
47	„BP Polska” Sp. z o.o.	31-358 Kraków, ul. Jasnogórska 1	Wpc
48	EKOMEDIA Sp. z o.o.	27-200 Starachowice, ul. Radomska 29	Pee, Oee
49	Entrade Poland Sp. z o.o.	00-052 Warszawa, ul. Mazowiecka 13	Oee
50	GAZOCIĄGI ZACHODNIOPOMORSKIE Sp. z o.o.	72-002 Dołuje, Lubieszyn 4	Opg
51	DUOSTAR Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Bór 66 c	Mpc, Opc
52	FALCO Mazurkiewicz, Gwiazda Spółka Jawna	10-602 Olsztyn, ul. Pstrowskiego 28	Mpc
53	INWESTYCJE KAPITAŁOWE S.A.	03-801 Warszawa, ul. Zamoyskiego 53 lok. 1	Wpc
54	IMPAL Sp. z o.o.	15-703 Białystok, Al. Jana Pawła II 47	Opc
55	Eugeniusz Meyer – Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe CETAN	78-400 Szczecinek, ul. Wiśniowa 16	Opc
56	Janusz Koszowski – Stacja Benzynowa	55-120 Oborniki Śląskie, ul. Wrocławska 59	Opc
57	Wrocławskie Przedsiębiorstwo Budownictwa Przemysłowego Nr 2 WROBIS S.A.	50-053 Wrocław 2, ul. Szewska 3	Opc
58	PEDIZ Sp. z o.o.	65-392 Zielona Góra, ul. Botaniczna 73	Opc
59	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe MOBEX Spółka Jawna Józef Kwieciński, Irena Kwiecińska	42-400 Zawiercie, ul. Obrońców Poczty Gdańskiej 22 A	Opc
60	Zakład Budowlany Antczak Spółka Jawna	66-530 Drezdenko, ul. Pomorska 1	Opc
61	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe POL-TRANS Sp. z o.o.	43-100 Tychy, ul. Grota Roweckiego 21	Opc
62	COALA L. Madejska, J. Madejski Spółka Jawna	31-236 Kraków, Al. 29-Listopada o. 162	Opc
63	Auto-Port Renice Wiesława Bogusławska, Jan Bogusłowski Spółka Jawna	74-300 Myślibórz, Renice Nr 59	Opc
64	Arkadiusz Łukawski	05-088 Brochów, Hilarów 14	Opc
65	Urszula Michalek, Mirosław Michalek Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe MICHPOL II S.C.	40-749 Katowice, ul. Bielska 26	Opc
66	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Zarządzie Komisarycznym	43-300 Bielsko-Biała, ul. Legionów 54	Opc
67	P.H.U.P. „MOBO” Bogusław Głód	38-400 Krosno, ul. Podchorążych 7/38	Wcc
68	SUGARPOL (TORUŃ) Sp. z o.o.	87-100 Toruń, Szosa Bydgoska 40/62	Pcc
69	Przedsiębiorstwo Inżynierii Komunalnej Sp. z o.o.	43-200 Pszczyna, ul. Zdrojowa 4	Wcc
70	Przedsiębiorstwo Komunalne PEKOM S.A.	68-200 Żary, ul. Bohaterów Getta 9-11	Wcc, Pcc
71	Komunalne Przedsiębiorstwo Ciepłownicze „TERMOEL” Sp. z o.o.	59-730 Nowogrodzic, ul. Asnyka 46	Wcc
72	Dolnośląski Zakład Termoenergetyczny S.A.	58-309 Wałbrzych, ul. Broniewskiego 1 B	Occ
73	ABB Sp. z o.o.	02-366 Warszawa, ul. Bitwy Warszawskiej 1920 r. nr 18	Occ
74	Energo Gotland S.A.	09-500 Gostynin, Rogożewek 42 A	Wcc, Pcc
75	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „KARENA” S.A.	40-004 Katowice, ul. Korfatego 8	Opc
76	ARAL SERVICE CENTER Danuta i Jarosław Wojciechowscy Spółka Jawna	14-100 Ostróda, ul. Przemysłowa 2	Opc
77	Zdzisław Guzek – Stacja Paliw Zdzisław Guzek	08-114 Skórzec, ul. Wesola 4	Opc
78	Ryszard Sabik – P.P.U.H. „SAREL” Sabik Ryszard	55-231 Jelcz-Laskowice, ul. Tańskiego 26	Opc
79	Sylwester Wolant – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „ETNA”	32-601 Oświęcim, ul. Fabryczna 10	Opc
80	„ENERGIA-ECO” Sp. z o.o.	71-423 Szczecin, ul. Piotra Skargi 19	Oee
81	„EPPD” Sp. z o.o.	71-423 Szczecin, ul. Piotra Skargi 19	Oee
82	„EEZ” Sp. z o.o.	00-839 Warszawa, ul. Towarowa 7 a	Oee
83	„EEW” Sp. z o.o.	71-423 Szczecin, ul. Piotra Skargi 19	Oee
84	„EPPN” Sp. z o.o.	00-839 Warszawa, ul. Towarowa 7 a	Oee

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych

Ppc – przesyłanie i dystrybucja paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

Ogz – obrót gazem ziemnym z zagranicą

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY PROMESY KONCESJI (stan na 12.02.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	ZRUG Sp. z o.o.	61-016 Poznań, ul. Gdyńska 45	Wcc, Pcc

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE ZŁOŻYŁY WNIOSKI KONCESYJNE (stan na 12.02.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Zakład Usług Publicznych	72-410 Golczewo, ul. Zwycięstwa 25
2	„POLBEM” Sp. z o.o.	54-151 Wrocław, ul. Ignuta 61
3	PKP CARGO S.A.	02-021 Warszawa, ul. Grójecka 17
4	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej	11-707 Warpuny, ul. Młynowa 5
5	BIO-ENERGIA Sp. z o.o.	82-340 Tolkmicko, ul. Sportowa 1
6	Godlewscy i Kubasik Stacja Paliw Spółka Jawna	41-216 Sosnowiec, ul. Lenartowicza
7	Jolanta Fiegler Podleśny F.H.U. COLBYCO 2	44-280 Rydułtowy, ul. Podleśna 14
8	„AGA” Sp. z o.o. Dariusz Serwach	09-100 Płońsk, ul. 1 Maja 3
9	Roman Szuścik	44-321 Markłowice Śl., ul. Astrów 8
10	PIECOBIOGAZ HB Sp. z o.o.	87-800 Włocławek, ul. Płocka 172
11	Andrzej Zyga	95-035 Ozorków, ul. Bema 2 A/3
12	P.P.H.U. „Placzyński” Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Żyzna 1
13	Zakład Produktów Naftowych „ZPN” Sp. z o.o.	58-303 Wałbrzych, ul. Ogrodowa 17
14	„ABAKOR” Sp. z o.o.	02-106 Warszawa, ul. 1 Sierpnia 49 B/12
15	„GSZ” S.C.	64-610 Rogoźno, ul. Fabryczna 7
16	P.P.H.U. LUKSUS Rafał Kalinowski, Hubert Zuchora	95-015 Głowno, ul. Targowa 3
17	INTEGRAL S.A.	40-028 Katowice, ul. Francuska 70
18	GRAN-GLOB Sp. z o.o.	35-064 Rzeszów, ul. B. Joselewicza 6
19	„BETI-BART” Sp. z o.o.	65-001 Zielona Góra, ul. Naftowa 1
20	„HYNEX” Henryk Krystowczyk	85-405 Bydgoszcz, ul. Koronowska 47/1
21	„LABOREX” Sp. z o.o.	35-959 Rzeszów, ul. Piłsudskiego 32
22	„BRAVO” Sp. z o.o.	47-200 Reńska Wieś, ul. Raciborska
23	Firma Handlowo-Usługowa „POL-PETRO” Robert Dziedzic	29-100 Włoszczowa, Osiedle Broniewskiego 2/19
24	P.H. „JAREX” Jarosław Ptaszek	20-076 Lublin, ul. Krakowskie Przedmieście 51
25	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe TOREX Sp. z o.o.	68-100 Żagań, Plac Słowiański 6
26	P.U.H. Adam Kościanek	86-300 Grudziądz, ul. Zawilcowa 21
27	PETRO-POL Wrzesiński Grzegorz	40-872 Katowice, ul. Zawiszy Czarnego 9/8
28	P.P.W. SOLANN	24-333 Wrzeliwiec, Osiedle Kluczkowice 9/6
29	ART.-OIL Sp. z o.o.	80-641 Gdańsk, ul. Z. Rumla 156/5
30	VICTORIA Sp. z o.o.	32-700 Bochnia, ul. Bujaka 30A
31	P.H.U. „Renia” Robert Jagieło	38-400 Krosno, ul. Grunwaldzka 5
32	„LUX-MOTOR-OIL” S.C.	06-100 Pułtusk, ul. Białowiejska 17
33	ROBIN-PETRO K. Niziński	78-100 Kołobrzeg, ul. Jedności Narodowej 22
34	P.H.U. „HENMAR” Henryka Bazela	87-820 Kowal, ul. Piłsudskiego 34
35	P.H.U. „PETRO-TANK” Paweł Smoleń	64-400 Międzychód, ul. Piłsudskiego 1d/1
36	POLPETROL Sp. z o.o.	61-663 Poznań, ul. Żniwna 4
37	P.H.U. Hurt-Detal Józef Dul	36-130 Raniszów, ul. Mazury 53
38	P.H.U. „EKO-AUTO” S.C. J. J. Wiśniewscy	62-510 Konin, ul. Nowy Dwór 1

39	F.H.U. „JUREX” Jerzy Caputa	43-426 Dębowiec, ul. Simoradz 116
40	RADIOWO RENEWABLE ENERGY GENERATION Sp. z o.o.	00-542 Warszawa, ul. Mokotowska 49
41	P-LINE HYDRO Sp. z o.o.	76-200 Słupsk, ul. Jana Pawła II 1
42	Firma Handlowo-Uslugowa „INCEST-PETRO” Michał Kucharczyk	29-100 Włoszczowa, Osiedle Broniewskiego 11/20
43	TOMEX-C P.P.U.H. Czesław Tomczyk	64-840 Budzyń, Osiedle Cechowe 8
44	„MAZBIT” Sp. z o.o.	32-800 Brzesko, ul. Solskiego 14 A
45	„SOLARIS” Sp. z o.o.	81-558 Gdynia, ul. Wierzbowa 30
46	Hurtownia Artykułów do Produkcji Rolnej Michał Skłodowski	07-323 Zaręby-Kościełne, ul. Czyżewska 20
47	Spółdzielnia Mleczarska „MLEKPOL”	19-203 Grajewo, ul. Elewatorska 13
48	OIL-HURT Michalik Jarosław	42-200 Częstochowa, ul. Towiańskiego 3/22
49	„MEGATERM” Robert Druszcz	26-600 Radom, ul. Chorzowska 12
50	P.P.H.U. „D&D” Witold Dzwonek, Zbigniew Dawidowicz Spółka Jawna	97-300 Piotrków Tryb., ul. Balzacka 49/57 bl. 12/45
51	Stacja Paliw „RONDO” Zofia Sokół, Iwona Sokół Spółka Jawna	42-583 Bobrowniki, ul. Akacyjowa 67
52	EC-ENERGYCON-POLSKA	42-289 Woźniki, ul. Dąbrowa 11
53	G.I.K. Tomasz Czyżowski Stacja Paliw	78-400 Szczecinek, ul. Waryńskiego 2
54	Wostim S. Filipek Spółka Jawna	21-500 Biała Podlaska, ul. Woskrzenice Duże 21 a
55	„WŁODIMEX” Export-Import Józef Włodarski	48-340 Gliucholazy, ul. Karłowicza 16
56	POL-PETRO Sp. z o.o.	61-655 Poznań, ul. Murawska 29
57	P.A.Z. S.C. Zabielski Andrzej, Pyszny Andrzej	07-412 Ostrołęka, ul. Targowa 6
58	„Port” Sp. z o.o.	01-934 Warszawa, ul. Arkuszowa 22
59	Firma Handlowo-Uslugowa „MADA” Dariusz Michałowski	42-200 Częstochowa, ul. Korkowa 148
60	P.H.U. „MATUZ” Sp. z o.o.	64-000 Kościan, ul. Chłapowskiego 9
61	P.H.U. „MARES” Sp. z o.o.	87-800 Włocławek, ul. Zielna 47
62	KB-GAZ S.A.	71-333 Szczecin, ul. Krasickiego 4
63	PETRICO S.A.	78-230 Karlino, ul. Koszalińska 96 A
64	P.P.H. „PIONIER” S.A.	85-737 Bydgoszcz, ul. Łęczycka 41
65	Przedsiębiorstwo Handlu, Usług, Marketingu i Pośrednictwa	41-303 Dąbrowa Górnicza, ul. Łączna 39/1
66	„CETAN-OLSZTYN Sp. z o.o.	10-350 Olsztyn, ul. Żeromskiego 23G
67	„RESTAR” Sp. z o.o.	36-062 Zaczernie 791
68	PETRO-CHEM TRADE Sp. z o.o.	01-969 Warszawa, ul. Pułkowa 37
69	Rzeszówdis Sp. z o.o.	35-959 Rzeszów, ul. Rejtana 69
70	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „AWIS” Sp. z o.o.	67-100 Nowa Sól, ul. Wrocławska 20
71	„Polskie Huty Stali” S.A.	40-121 Katowice, ul. Chorzowska 50
72	„Bracia Langier” Sp. o.o.	42-262 Poczesna, Nowa Wieś, ul. Kopalniana 17
73	Baryłka Sp. z o.o.	33-133 Wał Ruda, ul. Wola Radłowska 115
74	OPTIMUS NETWORKS S.A.	49-340 Lewin Brzeski, ul. Moniuszki 8 b
75	ART.-RAFIX Firma Handlowo-Uslugowa Jerzy Troszczyński	05-080 Izabelin, ul. Leśna 12
76	CHEM-CONSULTING	89-333 Osiek n/Notecią, ul. Główna 33
77	Portowy Zakład Transportu „Trans-Port” Sp. z o.o.	81-336 Gdynia, Al. Solidarności 2
78	„EPSILON” S.C.	40-153 Katowice, Al. W. Korfańskiego 191
79	BIW Sp. z o.o.	70-777 Szczecin, ul. A. Struga 78
80	„PETROMAR” Sp. z o.o.	50-088 Wrocław, ul. Swobodna 33
81	OILER WASTER Sp. z o.o.	83-110 Tczew, ul. Malinowska 24 A
82	Firma SIS Marek i Małgorzata Stańko	44-335 Jastrzębie, ul. Wrocławska 3/18
83	P.H.U. DAHOMA Paweł Urbanowicz	61-827 Poznań, ul. Marcinkowskiego 11/47
84	PORT-TRADE Sp. z o.o.	03-216 Warszawa, ul. Modlińska 4
85	Carrefour Polska Sp. z o.o.	03-734 Warszawa, ul. Targowa 72
86	VITAL GAZ Sp. z o.o.	02-705 Warszawa, ul. Czerniowiecka 2 B
87	P.P.H. „MARK-GAZ” Markuszewski Mieczysław	09-409 Płock, ul. Stefana Banacha 10
88	GIMAR P.P.H.U. Sp. z o.o.	24-100 Puławy, ul. Dęblińska 41
89	Bpol Wytwórnia Opakowań Błazanych BECZKOPOL	86-320 Łasin, ul. Młyńska 78
90	FUT-BAZ	40-875 Katowice ul. Tysiąclecia 80
91	Hipermarket AUCHAN	59-220 Legnica, Al. Rzeczypospolita 116

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ZMIENIONO WARUNKI KONCESJI LUB PROMESY

(stan na 12.02.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Numer decyzji	Zakres zmiany
1	Elektrociepłownia „Gorlice” Sp. z o.o.	38-320 Gorlice, ul. Chopina 33	4.04.2002	WEE/74A/1342/W/OKR/2002/W/S	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
2	Sanockie Zakłady Przemysłu Gumowego „Stomil-Sanok” S.A.	38-500 Sanok, ul. Reymonta 19	16.05.2002	WCC/338A/881/W/OKR/2002/W/S	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności;
			21.11.2002	PCC/349B/881/W/OKR/2002/W/S WCC/338C/881/W/OKR/2002/W/S	zmiana zakresu prowadzonej działalności
3	Ciepłownia Łańcut	37-100 Łańcut, ul. Polna 2 a	22.05.2002	WCC/815A/529/W/OKR/2002/W/S	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
4	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „Honell-Serwis” Sp. z o.o.	430-433 Kraków, ul. Klimeckiego 1	22.05.2002	WCC/956B/8/W/OKR/2002/W/S PCC/960A/8/W/OKR/2002/W/S	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
5	Spółdzielnia Mieszkaniowa Lokatorsko-Własnościowa „Zorza” w Myślenicach	32-400 Myślenice, Osiedle 1000-Lecia	23.05.2002	PCC/814A/4955/W/OKR/2002/W/S	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
6	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	38-700 Ustrzyki Dolne, ul. Przemysłowa 16	28.05.2002	WCC/623D/404/W/OKR/2002/W/S PCC/651/C/404/W/OKR/2002/W/S	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
7	Nadwiślańska Spółka Energetyczna Sp. z o.o.	32-620 Brzeszcze, ul. Mickiewicza 1	21.06.2002	WCC/387D/366/W/OKR/2002/W/S PCC/407C/366/W/OKR/2002/W/S	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
8	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Ropczycach Sp. z o.o.	39-100 Ropczyce, ul. Piłsudskiego 22 a	21.06.2002	WCC/814A/518/W/OKR/2002/W/S	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
9	Zakład Energetyczny i Ochrony Środowiska „ENERGOEKO” Sp. z o.o.	39-206 Pustków 3	25.07.2002	WCC/833A/645/W/OKR/2002/W/S	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
10	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	38-200 Jasło, ul. Piotra Skargi 86	30.07.2002	WCC/508A/507/W/OKR/2002/W/S PCC/535A/507/W/OKR/2002/W/S	zmiana przedmiotu zakresu prowadzonej działalności
11	Zakład Energetyczno-Mechaniczny ENERGETYK Sp. z o.o.	99-320 Zychlin, ul. Narutowicza 17	5.11.2002	WCC/933C/1684/W/OŁO/2002/BG	zmniejszenie mocy zainstalowanej źródeł ciepła

12	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	89-604 Chojnice, ul. Ceynowy 15	6.11.2002	WCC/22D/337W/OGD/2002/JG	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
13	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej	11-710 Piecki, Plac 1-go Maja 6	7.11.2002	WCC/884A/2989W/OGD/2002/KK	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
14	Przedsiębiorstwo Wodociągów, Kanalizacji i Ciepłownictwa „PEWIK” Sp. z o.o.	82-550 Prabuty, ul. Kwidzińska 15	7.11.2002	WCC/403A/723W/OGD/2002/BP PCC/420A/723W/OGD/2002/BP	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
15	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Królewskiej Tamy	12.11.2002	WCC/237D/240W/OKA/2002/AK	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
16	KGHM POLSKA MIEDŹ S.A.	59-301 Lubin, ul. M. Skłodowskiej-Curie 48	12.11.2002	WCC/552C/2678W/OWR/2002/TT	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
17	Zakłady Wyrobów Metalowych „SHL” S.A.	25-528 Kielce, ul. Zagnańska 27	13.11.2002	WCC/589A/1908W/OLO/2002/BG	zmiana nazwy firmy
18	Gmina Żychlin	99-320 Żychlin, ul. Barlickiego 15	13.11.2002	PCC/280C/654W/OLO/2002/BG	presunięcie terminu wyposażenia węzłów ciepłych w układy automatycznej regulacji
19	FENICE Poland Sp. z o.o.	43-300 Bielsko-Biała, ul. Komorowicka 79 A	18.11.2002	PCC/817C/9257W/OKA/2002/RK	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
20	Korporacja Budowlana FADOM S.A.	44-240 Żory, ul. Boczna 6	18.11.2002	WCC/278B/812W/OKA/2002/KR PCC/290B/812W/OKA/2002/KR	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
21	„Usługi Komunalne Trzebinia” Sp. z o.o.	38-540 Trzebinia, Rynek 18	19.11.2002	PCC/1015A/3679W/OKR/2002/WS	zmiana zakresu prowadzonej działalności
22	Elektrociepłownia Będzin S.A.	42-500 Będzin, ul. Małobądzka 141	19.11.2002	WCC/201B/1329W/OKA/2002/PP	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
23	Gmina Czarna Białostocka – Przedsiębiorstwo Komunalne	17-020 Czarna Białostocka, ul. Traugutta 2	21.11.2002	WCC/315A/463W/OLB/2002/JD	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
24	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Jarosławiu Sp. z o.o.	37-500 Jarosław, ul. Przemyska 15	21.11.2002	WCC/734B/2779W/OKR/2002/WS PCC/765B/2779W/OKR/2002/WS	zmiana zakresu prowadzonej działalności
25	Spółdzielnia Mieszkaniowa „Przodownik”	97-200 Tomaszów Mazowiecki, ul. O. Lange 5	25.11.2002	WCC/638B/769W/OLO/2002/LK PCC/673B/769W/OLO/2002/LK	zmniejszenie mocy zainstalowanej źródła ciepła oraz zmiana liczby eksploatowanych sieci

26	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	58-500 Jelenia Góra, ul. Karola Miarki 46	26.11.2002	WCC/426D/177W/OWR/2002/TT	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
27	Elektrociepłownia Kielce Sp. z o.o.	25-668 Kielce, ul. Hubalczyków 30	27.11.2002	WCC/541B/2249W/OŁO/2002/BW	zmniejszenie mocy zainstalowanej źródeł ciepła
28	Przedsiębiorstwo Komunalne THERMA Sp. z o.o.	43-300 Bieleśko-Biała, ul. Grażyńskiego 108	27.11.2002	WCC/75D/161W/OKA/2002/AS/JL PCC/82A/161W/OKA/2002/AS OCC/32A/161W/OKA/2002/AS	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
29	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	86-105 Świecie, ul. Ciepła 9	27.11.2002	PCC/310B/181W/OPO/2002/AJ	zmiana terminu wyposażenia węzłów w układy automatyecznej regulacji
30	Zakład Energetyki Ciepłej „SPEC-PIEC” Sp. z o.o.	83-300 Kartuzy, ul. Sędzickiego 19 A	28.11.2002	PCC/600A/423W/OGD/2002/SK	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
31	Metalplast-System Sp. z o.o.	64-600 Oborniki, ul. Łukowska 7/9	29.11.2002	WCC/697B/103W/OPO/2002/AJ PCC/723B/103W/OPO/2002/AJ	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
32	Cezary Dusza i Robert Wabik Spółka Jawna ARC-GAS – Handel i Dystrybucja Gazu	27-300 Lipsko, ul. Spacerowa 14 A	4.12.2002	OPC/2240A/2814W/2/2002/AJP	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
33	Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o.	77-300 Człuchów, ul. Sobieskiego 11	4.12.2002	WCC/293C/534W/OGD/2002/MS	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
34	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej	40-126 Katowice, ul. Grażyńskiego 49	5.12.2002	WCC/857F/216W/OKA/2002/RZ PCC/367D/216W/OKA/2002/RZ	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
35	Zakłady Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	40-205 Katowice, ul. Ścigaly 4	5.12.2002	WCC/146F/136W/OKA/2002/AK PCC/157B/136W/OKA/2002/AK	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
36	Przedsiębiorstwo ENMA Sp. z o.o.	46-040 Ozimek, ul. Kolejowa 1	5.12.2002	WCC/386B/304W/OWR/2002/HC PCC/405B/304W/OWR/2002/HC	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
37	„PSE-ELECTRA” S.A.	00-496 Warszawa, ul. Mysia 2	9.12.2002	OEE/144A/49W/1/2002/BT	zmiana formy prawnej przedsiębiorstwa
38	„Polskie Huty Stali” – Huta Cedler S.A.	41-200 Sosnowiec, ul. Niwecka 1	9.12.2002	WCC/504A/587W/OKA/2002/HM PCC/532A/587W/OKA/2002/HM	zmiana nazwy przedsiębiorstwa
39	Przedsiębiorstwo Komunalne w Kruszwicy Sp. z o.o.	88-150 Kruszwica, ul. Goplańska 2	9.12.2002	WCC/140A/2250W/OPO/2002/AJ PCC/150A/2250W/OPO/2002/AJ	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
40	Zespół Elektrociepłowni S.A.	90-975 Łódź, ul. Andrzejskiej 5	9.12.2002	WCC/321B/1268W/OŁO/2002/RK WEE/20C/1268W/OŁO/2002/RK	wyłączenie z eksploatacji jednego kotła

41	Gmina Kolutzki	95-040 Kolutzki, ul. Mickiewicza 4	9.12.2002	WCC/700A/2862/W/OŁO/2002/TB PCC/729B/2682/W/OŁO/2002/TB	likwidacja kotłowni
42	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „MPEC” Sp. z o.o.	64-980 Trzcianka, ul. Staszica 8	10.12.2002	WCC/863D/1452/W/OPO/2002/AJ PCC/917B/1452/W/OPO/2002/AJ	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
43	Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A.	74-105 Nowe Czarnowo 76	10.12.2002	OEE/157A/1272/W/1/2002/BT	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
44	Elbląskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	82-300 Elbląg, ul. Fabryczna 3	10.12.2002	WCC/603C/159/W/2/OGD/2002/SA	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
45	Kombinat Koksochemiczny ZABRZE S.A.	41-800 Zabrze, ul. Pawliczka 1	11.12.2002	WCC/343C/505/W/OKA/2002/RK	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
46	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	64-300 Nowy Tomyśl, ul. Komunalna 1	11.12.2002	WCC/310C/227/W/OPO/2002/AJ PCC/319B/227/W/OPO/2002/AJ	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
47	Zakład Energetyki Ciepłej	77-230 Kępice, ul. T. Bielaka 8	11.12.2002	WCC/873B/557/W/OGD/2002/SA	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
48	ENERGO-INVEST S.A.	41-706 Ruda Śląska, ul. Halembaska 98	12.12.2002	OEE/304A/1732/W/1/2002/MS	rozszerzenie zakresu prowadzonej działalności
49	Firma Usługowo-Handlowa „EFEKT-BIS” Sp. z o.o.	32-400 Myslenice, ul. Elbląska 14	16.12.2002	OPC/740B/9676/W/2/2002/MJ	rozszerzenie zakresu prowadzonej działalności
50	Katowicki Holding Węglowy S.A.	40-022 Katowice, ul. Damrota 18	16.12.2002	PEE/125A/832/W/1/2002/BT OEE/129A/832/W/1/2002/BT	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
51	Iwona Lisiewicz – Sprzedaż Paliw Iwona Lisiewicz	57-430 Jugów, ul. Główna 91	16.12.2002	OPC/2278A/3545/W/2/2002/MJ	rozszerzenie zakresu prowadzonej działalności
52	Cukrownia Gostyń S.A.	63-800 Gostyń, ul. Fabryczna 2	16.12.2002	WCC/411A/1157/W/OPO/2002/AJ	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności oraz terminu obowiązywania koncesji
53	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Flupal Sp. z o.o.	76-200 Słupsk, ul. Bolesława Krzywoustego 8	16.12.2002	WCC/1041A/3819/W/OGD/2002/SK PCC/1026A/3819/W/OGD/2002/SK	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
54	Shell Paliwa Polska Sp. z o.o.	02-306 Warszawa, ul. Bitwy Warszawskiej 1920 r. nr 7	17.12.2002	OPC/30B/3948/W/2/2002/AS	zmiana nazwy firmy
55	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	41-902 Bytom, ul. Wrocławska 122	17.12.2002	WCC/379C/201/W/OKA/2002/PS	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności

56	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Wrocław S.A.	50-413 Wrocław, ul. Walońska 3-5	17.12.2002	WCC/934C/252/W/OWR/2002/MB	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
57	Energetyka Poznańska S.A.	60-967 Poznań, ul. Nowowiejskiego 11	17.12.2002	PEE/51B/2688/W/1/2002/MS	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności w związku z realizowaniem opracowanej przez ministra gospodarki konsolidacji pięciu spółek dystrybucyjnych
58	Biuro Maklerskie REFLEX W. Ozimski Spółka komandytowa	90-113 Łódź, ul. Sienkiewicza 9	17.12.2002	OPC/1110A/1034/W/2/2002/AS	zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa
59	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sochaczew Sp. z o.o.	96-500 Sochaczew, Al. 600-lecia 90	17.12.2002	WCC/463F/341/W/OWA/2002/AR PCC/485F/341/W/OWA/2002/AR	zmiana zakresu prowadzonej działalności
60	Przedsiębiorstwo Ciepłownicze Sp. z o.o.	13-200 Działdowo, ul. M. Zientary Malewskiej 1 b	18.12.2002	WCC/39C/406/W/OGD/2002/MS	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
61	Miasto i Gmina Szamotuły – Zakład Gospodarki Komunalnej	64-500 Szamotuły, ul. Dworcowa 26	18.12.2002	WCC/249E/883/W/OPO/2002/AJ	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
62	Przedsiębiorstwo Remontowo-Budowlane DOMONT	26-600 Radom, ul. Tartaczna 16/18	19.12.2002	WCC/1056A/4125/W/OWA/2002/RW	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
63	IDEA 98 Sp. z o.o.	42-680 Tarnowskie Góry, ul. Zagórska 83	19.12.2002	WCC/1002B/3281/W/OKA/2002/JL PCC/994B/3281/W/OKA/2002/JL	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
64	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gnieźnie Sp. z o.o.	62-200 Gniezno, ul. Staszica 13	19.12.2002	WCC/320C/243/W/OPO/2002/AJ	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
65	Elektrociepłownia Rzeszów S.A.	35-959 Rzeszów, ul. Ciepłownicza 8	20.12.2002	WCC/7A/104/W/OKR/2002/WWS	zmiana zakresu prowadzonej działalności
66	Miasto Chodzież – Miejski Zakład Energetyki Ciepłej	64-800 Chodzież, ul. Paderewskiego 26	20.12.2002	PCC/359A/402/W/OPO/2002/AJ	zmiana terminu wyposażenia węzłów w układy automatycznej regulacji
67	Zakład Energetyki Ciepłej	77-200 Miastko, ul. Kowalska 2	20.12.2002	WCC/300B/377/W/OGD/2002/JG	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności

68	„Polskie Huty Stali” – Huta Katowice S.A.	41–308 Dąbrowa Górnicza, ul. Piłsudskiego 92	23.12.2002	PCC/685B/593W/OKA/2002/PS	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
69	Przedsiębiorstwo Inwestycyjno-Ciepłownicze „EKOREM” Sp. z o.o.	87–800 Włocławek, ul. Papieżka 35	23.12.2002	WCC/940B/45W/OPO/2002/AJ	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
70	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Zamość Sp. z o.o.	22–400 Zamość, ul. Peowiaków 5	24.12.2002	WCC/15A/150W/OLB/2002/JD PCC/14A/150W/OLB/2002/JD	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
71	Przedsiębiorstwo Energetyczne MEGAWAT Sp. z o.o.	44–230 Czerwonka-Leszczyny, ul. Młyńska 21 a	30.12.2002	WCC/485D/287W/OKA/2002/PP WEE/77C/287W/OKA/2002/PP	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
72	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	21–400 Łuków, ul. Świdrska 42	31.12.2002	WCC/365C/297W/OLB/2002/JD	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
73	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	33–100 Tamów, ul. Wita Stwosza 7	31.12.2002	PPG/57B/2834W/2/2002/AS OGZ/7A/2834W/2/2002/AS	zmiana zakresu koncesji wynikająca z realizacji rządowego programu restrukturyzacji PGNiG S.A., zmiana obszaru działania i siedziby przedsiębiorstwa
74	Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.	65–120 Zielona Góra, Al. Zjednoczenia 103	31.12.2002	WCC/303A/1286W/OSZ/2002/CK	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
75	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	41–800 Zabrze, ul. Szczerść Boże 11	3.01.2003	PPG/58A/2821W/2/2003/AS OPG/58A/2821W/2/2003/AS	zmiana nazwy firmy oraz odmowa zmiany początkowej i końcowej daty obowiązywania koncesji
76	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	01–224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25	7.01.2003	PPG/61A/2823W/2003/AS	zmiana zakresu koncesji wynikająca z realizacji rządowego programu restrukturyzacji PGNiG S.A., zmiana obszaru działania i siedziby przedsiębiorstwa
77	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej PP	44–335 Jastrzębie Zdrój, ul. Wrocławska 2	7.01.2003 27.01.2003	WCC/560D/163/OKA/2002/RK PCC/586C/163W/OKA/2002/RK OCC/158A/163W/OKA/2002/RK	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności

KONCESJE

78	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A.	58-306 Walbrzych, ul. Ogrodowa 19	7.01.2003	WCC/494D/193/W/OWR/2003/MB	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
79	Zakład Ogólnobudowlany „Hydro-Fach”	84-239 Bolszewo, ul. Robotnicza 5	7.01.2003	WCC/965A/2339/W/OGD/2003/SK	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
80	BENZOL Z. Mierzejewski Spółka Jawna	07-410 Ostrołęka, ul. Graniczna 7	8.01.2003	WPC/47A/3294/W/2/2003/MJ MPC/54A/3294/W/2/2003/MJ OPC/348A/3294/W/2/2003/MJ	zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa
81	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	25-611 Kielce, ul. Mielczarskiego 139/143	8.01.2003	WCC/215B/192/W/OŁO/2003/LK PCC/227B/192/W/OŁO/2003/LK	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
82	Grupa Energetyczna ENEA S.A.	60-967 Poznań, ul. Nowowiejskiego 11	8.01.2003	PEE/51C/2688/W/1/2003/MS OEE/53B/2688/W/1/2003/MS	zmiana nazwy firmy na wniosek Energetyki Poznańskiej S.A.
83	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	61-859 Poznań, ul. Grobla 15	8.01.2003	PPG/59A/2822/W/2/2003/AS OPG/59A/2822/W/2/2003/AS	zmiana zakresu koncesji wynikająca z realizacji rządowego programu restrukturyzacji PGNIG S.A., zmiana obszaru działania i siedziby przedsiębiorstwa
84	Ostrowski Zakład Ciepłowniczy S.A.	63-400 Ostrow Wlkp., ul. Wysocka 57	8.01.2003	WCC/241C/203/W/OPO/2003/AJ PCC/255B/203/W/OPO/2003/AJ	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
85	PEC Sp. z o.o.	05-300 Mińsk Mazowiecki, ul. Kościuszki 25	9.01.2003	WCC/251B/346/U/OWA/2003/DL PCC/264A/346/U/OWA/2003/DL	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
86	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	27-200 Starachowice, ul. Radomska 10	9.01.2003	WCC/52B/173/W/OŁO/2003/BW PCC/55F/173/W/OŁO/2003/BW	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
87	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	78-200 Białogard, ul. Słowińska 1	9.01.2003	WCC/234F/417/W/OSZ/2003/BS	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
88	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	78-500 Drawsko Pomorskie, ul. Sobieskiego 8	9.01.2003	WCC/224D/517/W/OSZ/2003/ZD	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
89	Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz S.A.	85-950 Bydgoszcz, ul. Energetyczna 1	9.01.2003	WCC/50B/1253/W/OPO/2003/AJ	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności

90	Zespół Elektrowni Wodnych DYCHÓW S.A.	66-626 Dychów 6 a	13.01.2003	WEE/113B/2571/W/1/2003/MW	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
91	JK SERVICE Sp. z o.o.	02-372 Warszawa, ul. Opaczewska 42/1	14.01.2003	OPC/2436B/1551/W/2/2003/AJP	rozszerzenie zakresu i przedmiotu prowadzonej działalności
92	Przedsiębiorstwo Usługowo-Doradczo-Handlowe „INKLUZ”	18-400 Łomża, Aleja Legionów 147 a	14.01.2003	WCC/1024A/3608/W.OLB/2003/JD PCC/1010A/3608/W.OLB/2003/JD	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
93	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	38-300 Gorlice, ul. 11-go Listopada 54 a	14.01.2003	PCC/69C/631/W/OKR/2003/WWS	zmiana zakresu prowadzonej działalności
94	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej	67-300 Szprotawa, ul. Chrobrego 1	14.01.2003	WCC/306A/622/OSZ/W/2003/RN PCC/316B/622/OSZ/W/2003/RN	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
95	POLIMEX-CEKOP S.A.	00-950 Warszawa, ul. Czackiego 15/17	15.01.2003	OPC/1665A/670/W/2/2003/AS	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
96	Zakład Energetyki Ciepłej – Gmina Rawicz	63-900 Rawicz, ul. Winiary 4 B	15.01.2003	WCC/354C/230/W/OPO/2003/AJ	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
97	Zakłady Chemiczne i Tworzywa Sztucznych „Boryszew” S.A.	96-500 Sochaczew, ul. 15-go Sierpnia 106	15.01.2003	WCC/642A/807/W/OWA/2003/BH PCC/677B/W/OWA/2003/BH	zmiana związana ze zmniejszeniem ilości mocy zainstalowanej
98	„WOMAR” BROZEK Spółka Jawna	97-400 Belchatów, ul. Nowy Świat 23 B	15.01.2003	OPC/813B/9702/W/2/2003/AJP	zmiana nazwy, siedziby i formy prawnej przedsiębiorstwa
99	Stacja Paliw Płynnych Maria Czarna i S-ka Spółka Jawna	37-500 Jarosław, Szówsko-Cegielnia	16.01.2003	OPC/1462A/2148/W/2/2002/BP	zmiana zakresu prowadzonej działalności oraz formy prawnej przedsiębiorstwa
100	ETPOL Ziętal, Gurtman Spółka Jawna	42-244 Mstów, Wancerczów, ul. Sadowa 1 A	16.01.2003	OPC/2381A/3864/W/2/2003/MJ	zmiana zakresu prowadzonej działalności
101	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	66-500 Strzelca Krajeńskie, ul. Kościuszki 5	16.01.2003	WCC/123G/465/W/OSZ/2003/JC	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
102	Dolnośląski Zakład Termoelektryczny S.A.	58-309 Walbrzych, ul. Broniewskiego 1 B	17.01.2003	WCC/81G/134/W/OWR/2003/HC PCC/87F/134/W/OWR/2003/HC	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności

103	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	22-100 Chelm, ul. Towarowa 1	20.01.2003	WCC/20B/133W/OLB/2003/JD	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
104	Marek Pacholczyk, Alicja Pacholczyk – ZEMAKO Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe S.C.	26-600 Radom, ul. Kasandry 4/17	20.01.2003	OPC/1244A/1236W/2/2003/AJP	zmiana składu osobowego spółki
105	PTL Bracia Langier Sp. z o.o.	42-262 Poczesna, Nowa Wieś, ul. Kopalniana 17	20.01.2003	WPC/28A/3352W/2/2003/MJ MPC/50A/3352W/2/2003/MJ OPC/183B/3352W/2/2003/MJ	zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa
106	LEGIZ S.A.	10-448 Olsztyn, ul. Głowackiego 28	20.01.2003	WCC/973B/1428P/1/2003/MS WEE/110B/1428P/1/2003/MS	zmiana terminu obowiązywania promesy
107	Bogdan Goworowski – „BMG Bogdan Goworowski”	81-586 Gdynia, ul. Bł. Królowej Jadwigi 49	21.01.2003	OPC/2070A/1812W/2/2003/MJ	zmiana siedziby firmy
108	Miejska Gospodarka Komunalna Sp. z o.o.	56-400 Oleśnica, ul. 11 Listopada 17	22.01.2003	WCC/421C/373W/OWR/2003/TT	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
109	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	14-400 Pasięk, ul. Piłsudskiego 15	23.01.2003	WCC/330B/381W/OGD/2003/MS	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
110	Mirosław Nocoń Firma NEX	42-200 Częstochowa, ul. Piotrkowska 31	23.01.2003	OPC/1621A/2846W/2/2003/BP	zmiana siedziby firmy
111	Przedsiębiorstwo Inżynierii Komunalnej Sp. z o.o.	43-200 Pszczyna, ul. Zdrojowa 4	27.01.2003	PCC/173B/2530W/OKA/2003/HM	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
112	Miejskie Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji w m.st. Warszawie S.A.	02-015 Warszawa, Plac Starynkiewicza 5	28.01.2003	PEE/198A/550W/1/2003/KJ OEE/228A/550W/1/2003/KJ	zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa
113	Grzegorz Rogala, Artur Drozd „GRE-ART” S.C.	30-050 Skawina, ul. Hallerów 18	28.01.2003	OPC/2528A/4123W/2/2003/MJ OPC/2529A/4131W/2/2003/MJ	zmiana zakresu prowadzonej działalności
114	Hydronika PPU.	75-609 Koszalin, ul. Zwycięstwa 219	28.01.2003	WCC/659D/2696/OSZ/W/2003/RN PCC/693D/2696/OSZ/W/2003/RN	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
115	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej PP	41-303 Dąbrowa Górnicza, ul. Laski 188	29.01.2003	PCC/54G/168W/OKA/2002/PP OCC/19D/168W/OKA/2002/PP	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
116	Harpn Polska Sp. z o.o.	53-333 Wrocław, ul. Powstańców Śląskich 28/30	29.01.2003	WCC/742H/11W/OWR/2003/HC PCC/773B/11W/OWR/2003/HC	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
117	Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Legnicy S.A.	59-220 Legnica, ul. Poznańska 48	29.01.2003	WCC/130F/157W/OWR/2003/TT	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
118	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej we Wrześni S.A.	62-300 Września, ul. Witkowska 6	29.01.2003	WCC/55B/293W/OPO/2003/AJ PCC/58D/293W/OPO/2003/AJ	zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa

119	Przedsiębiorstwo Finansowo-Konsultingowe GASKON Sp. z o.o.	00-495 Warszawa, Al. Jerozolimskie 7	29.01.2003	PPG/79A/8073/P/2/2003/AS OPG/80A/8073/P/2/2003/AS	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności (promesa)
120	ZRUG WARSZAWA S.A.	01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25	29.01.2003	PPG/66A/8061/P/2/2003/AS OPG/66A/8061/P/2/2003/AS	zmiana terminu obowiązywania promesy
121	Nyska Energetyka Ciepła – Nysa Sp. z o.o.	48-300 Nysa, ul. Jagiellońska 10 a	30.01.2003	WCC/445D/66W/2003/TT	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
122	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „DEF” Sp. z o.o.	02-372 Warszawa, ul. Opaczewska 33/7	6.02.2003	OPC/898A/9520/W/2/2002/AJP	zmiana formy prawnej przedsiębiorstwa
123	LOTOS PARTNER Sp. z o.o.	81-339 Gdynia, ul. Polska 1 D	6.02.2003	WPC/76A/4099/W/2/2003/AJP MPC/128B/4099/W/2/2003/AJP OPC/2514B/4099/W/2/2003/AJP	zmiana nazwy i siedziby przedsiębiorstwa
124	SUGARPOL (TORUŃ) Sp. z o.o.	87-100 Toruń, Szosa Bydgoska 40/62	6.02.2003	WCC/681A/1172W/OPO/2003/AJ	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
125	„GASTRO-PAL” Sp. z o.o.	09-206 Słupia, Mańkowo 28	7.02.2003	OPC/2038A/3306W/2/2003/AJP	rozszerzenie zakresu i przedmiotu prowadzonej działalności

Legenda:

- Wcc – wytwarzanie ciepła
- Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła
- Occ – obrót ciepłem
- Wee – wytwarzanie energii elektrycznej
- Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej
- Oee – obrót energią elektryczną
- Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych
- Mpc – magazynowanie paliw ciekłych
- Opc – obrót paliwami ciekłymi
- Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych
- Opg – obrót paliwami gazowymi
- Ogz – obrót gazem ziemnym z zagranicą

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM SPROSTOWANO DECYZJE KONCESYJNE (stan na 12.02.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres sprostowania
1	Sanockie Zakłady Przemysłu Gumowego „Stomil-Sanok” S.A.	38-500 Sanok, ul. Reymonta 19	5.05.2002	Wcc	sprowadzenie oczywistej pomyłki
2	„Solar-Bin” Sp. z o.o.	35-959 Rzeszów, ul. T. Boya-Żeleńskiego 27	8.08.2002	Wcc, Pcc	sprowadzenie oczywistej pomyłki
3	Przedsiębiorstwo INPRO Sp. z o.o.	53-148 Wrocław, ul. Tapicerska 38	4.12.2002	Wcc	pomyłka w wielkości mocy zainstalowanej
4	KRI Sp. z o.o.	62-081 Przeźmierowo Wysogotowo, ul. Skórzewska 35	18.12.2002	Wcc	błąd w mocy zainstalowanej
5	Zakłady Papiernicze w Krapkowicach S.A.	47-300 Krapkowice, ul. Opolska 103	22.01.2003	Wcc, Pcc	sprowadzenie oczywistej pomyłki

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM COFNIĘTO KONCESJE (stan na 12.02.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	TKT POLSKA S.A.	03-994 Warszawa, ul. Wał Miedzeszyński 630	10.10.2002	Pcc, Occ	cofnięcie koncesji z urzędu
2	Zakład Produkcyjny „Zapen” Sp. z o.o.	36-050 Sokółów Mlp., ul. Lubelska 52	12.11.2002	Wcc, Pcc	zaprzestanie działalności
3	Zakłady Chemiczne „STREM” S.A.	42-530 Dąbrowa Górnicza, ul. Puzškina 41	12.11.2002	Wcc	zaprzestanie działalności
4	Przędzalnia Czesankowa „Polmerino” S.A. w upadłości	93-678 Łódź, ul. Wróblewskiego 19	25.11.2002	Occ	zaprzestanie działalności
5	Jacek Romański, Irena Romańska „FUROR” S.C.	76-200 Słupsk, ul. Zygmunta Augusta 75/64	4.12.2002	Opc	zaprzestanie działalności
6	ANILANA Sp. z o.o.	93-678 Łódź, Al. Piłsudskiego 141	10.12.2002 16.12.2002	Pcc, Occ Pee, Oee	zaprzestanie działalności
7	Nowoczesne Produkty Aluminiowe „Skawina” Sp. z o.o.	32-050 Skawina, ul. Piłsudskiego 23	11.12.2002	Wcc, Pcc	zaprzestanie działalności
8	Energomedia ŁABĘDY Sp. z o.o.	44-109 Gliwice, ul. Metalowców 6	16.12.2002 4.02.2003	Pee, Oee Wcc, Pcc	zaprzestanie działalności
9	BRUNPOL-WEST DOLNY ŚLĄSK Sp. z o.o.	51-423 Wrocław, ul. Olsztyńska 38/42	20.12.2002	Wcc	zaprzestanie działalności
10	PETRO-SERVICE Sp. z o.o.	53-148 Wrocław, ul. Wolbromska 11/2	30.12.2002	Opc	zaprzestanie działalności
11	Polskie Odczynniki Chemiczne S.A.	44-101 Gliwice, ul. Sowińskiego 11	7.01.2003	Wcc	zaprzestanie działalności
12	Toruńska Przędzalnia Czesankowa „MERINOTEX” S.A.	87-100 Toruń, Szosa Bydgoska 40/62	9.01.2003	Occ	zaprzestanie działalności
13	SugarTor Sp. z o.o. (Cukrownia „Dobre” w Dobrem)	00-302 Warszawa, ul. Mariensztat 8	13.01.2003	Wcc, Pcc	zaprzestanie działalności

14	Przedsiębiorstwo Handlowo- -Usługowe INA – A. Pękowska- -Wargacka	25–619 Kielce, ul. Chałubińskiego 42	13.01.2003	Opc	zaprzeszanie działalności
15	Cukrownia Guzów Sp. z o.o. w Guzowie	96–317 Guzów, ul. Łubieńskich 4	13.01.2003	Wcc, Pcc	zaprzeszanie działalności
16	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	38–300 Gorlice, ul. 11 Listopada 54 a	14.01.2003	Wcc	zaprzeszanie działalności
17	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	14–310 Miłakowo, ul. Olsztyńska 16	15.01.2003	Wcc, Pcc	zaprzeszanie działalności
18	Felicja Lepiarz – „STARTER-AKU”	42–200 Częstochowa, ul. Bór 66 c	16.01.2003	Mpc	zaprzeszanie działalności
19	PPH.U. „SYNTEX” S.A. w upadłości	99–400 Łowicz, ul. Pow- stańców 1863 r. nr 12	24.01.2003	Wcc, Pcc	zaprzeszanie działalności
20	Przedsiębiorstwo Inżynierii Komunalnej Sp. z o.o.	43–200 Pszczyna, ul. Zdrojowa 4	27.01.2003	Occ	zaprzeszanie działalności
21	Huta Szkła „Szczakowa” w upadłości	43–602 Jaworzno, ul. Kolejarzy 81	27.01.2003	Wcc, Pcc	zaprzeszanie działalności
22	Elektrociepłownia Marcel S.A.	44–310 Radlin, ul. Hutnicza 1	29.01.2003	Oee	zaprzeszanie działalności
23	Zakłady Przemysłu Włókienniczego „Kentex” Sp. z o.o.	34–120 Andrychów, ul. Krakowska 83	30.01.2003	Wcc	zaprzeszanie działalności
24	Andrzej Ściślewski – Przedsiębior- stwo Handlowo-Usługowe „BATEX”	99–340 Krośnice, ul. Ogrodowa 18	31.01.2003	Opc	zaprzeszanie działalności

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM UMORZONO POSTĘPOWANIE KONCESYJNE LUB UCHYŁONO DECYZJE KONCESYJNE

(stan na 12.02.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres umorzenia/uchylenia
1	POLISH ENERGY PARTNERS S.A.	02–952 Warszawa, ul. Wiertnicza 169	14.01.2002	Pee	umorzenie postępowania w sprawie zmiany koncesji
2	Będziński Zakład Elektroenergetyczny S.A.	42–500 Będzin, ul. Małobądzka 141	8.01.2003	Pee, Oee	umorzenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji
3	EKOENERGETYKA Sp. z o.o.	72–004 Szczecin-Tano- wo, ul. Bartoszewo 2	14.01.2003	Wcc	umorzenie postępowania w sprawie wydania promesy
4	„Cieplik” Sp. z o.o.	01–373 Warszawa, ul. Jana Olbrachta 118 B	20.01.2003	Wcc	działalność nie wymaga koncesji
5	POLBEM Sp. z o.o.	54–151 Wrocław, ul. Ignuta 61	29.01.2003	Wee, Pee, Oee	umorzenie postępowania w sprawie zmiany koncesji
6	Pomorski Serwis Paliwowy Sp. z o.o.	70–767 Szczecin, ul. Hangarowa 30/32	6.02.2003	Opc	umorzenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Opc – obrót paliwami ciekłymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM WYGASŁY DECYZJE KONCESYJNE

(stan na 12.02.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Samodzielny Publiczny Zakład Opieki Zdrowotnej	88-200 Radziejów, ul. Szpitalna 3	15.11.2002	Wcc, Pcc	działalność nie wymaga koncesji
2	Zakład Urządzeń Chemicznych „TOFAMA” S.A.	87-101 Toruń, ul. M. Skłodowskiej-Curie 65	28.11.2002	Pcc	działalność nie wymaga koncesji
3	PEG WEST BUD Sp. z o.o.	75-449 Koszalin, ul. Artylerzystów 6 c	15.01.2003	Wcc	działalność nie wymaga koncesji
4	Inowrocławskie Zakłady Chemiczne SODA MĄTWY S.A.	88-101 Inowrocław, ul. Fabryczna 4	23.01.2003	Wcc, Pcc	działalność nie wymaga koncesji

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ODMÓWIONO UDZIELENIA KONCESJI, COFNIĘCIA KONCESJI LUB ZMIANY WARUNKÓW KONCESJI

(stan na 12.02.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres odmowy, uzasadnienie
1	Zbigniew Ptak – „MBA Z. Ptak”	32-540 Trzebinia, ul. Górna 28	8.01.2003	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego
2	TRANSPRODUKT Sp. z o.o.	43-100 Tychy, ul. Nowokościelna 22	8.01.2003	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego
3	Henryk Grzywacz – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe BEST	38-230 Nowy Żmigród, Mytarka 82 a	15.01.2003	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego
4	PETROCHEM Sp. z o.o.	03-543 Warszawa, ul. Barkocińska 6	15.01.2003	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego
5	Centrum Produktów Naftowych PETROLEUM Sp. z o.o.	87-100 Toruń, ul. Dominikańska 9	15.01.2003	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego
6	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe LEA Sp. z o.o.	43-502 Czechowice-Dziedzice, ul. Tetmajera 7	21.01.2003	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego
7	Elektrociepłownia Elbląg Sp. z o.o.	82-300 Elbląg, ul. Elektryczna 20 a	27.01.2003	Wcc	odmowa zmiany koncesji polegająca na obniżeniu mocy osiągalnej, gdyż za zmianą nie przemawia interes firmy ani odbiorców ciepła
8	Wojciech Kuczyk – „VOYDAREX”	81-231 Gdynia, ul. M. Skłodowskiej-Curie 19	31.01.2003	Wcc, Pcc	odmowa cofnięcia koncesji – nie został spełniony warunek zapisany w art. 41 ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne
9	Stanisław Oleksy – FHU „ALEX”	32-551 Babice 324	7.02.2003	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Opc – obrót paliwami ciekłymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYCH WNIOSKI KONCESYJNE POZOSTAŁY BEZ ROZPOZNANIA

(stan na 12.02.2003 r.)

Wnioski bez rozpoznania

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Zakłady Przemysłu Bawełnianego „FROTEX” S.A.	48-200 Prudnik, ul. Nyska 10	26.11.2002	Pcc	brak informacji dotyczących działalności
2	Ireneusz Skoczylas – P.H.U. „ENERGIA”	62-230 Witkowo, ul. Powidzka 19	6.01.2003	Opc	brak informacji dotyczących działalności
3	PETRO JET Sp. z o.o.	30-714 Kraków, ul. Gromadzka 24 E	6.01.2003	Opc	brak informacji dotyczących działalności
4	Henryk Musiański, Zdzisław Stefański, Katarzyna Musiańska, Krzysztof Musiański – JOLTRANS S.C.	41-100 Siemianowice Śl., ul. Katowicka 17	8.01.2003	Mpc, Opc	brak informacji dotyczących działalności
5	MIERZEJA BERO Sp. z o.o.	00-714 Warszawa, ul. Czerniakowska 28 b	8.01.2003	Opc	brak informacji dotyczących działalności
6	Dariusz Stanisławski – OKTANIK	62-580 Grodziec, ul. Zwierzyniecka 8	8.01.2003	Opc	brak informacji dotyczących działalności
7	PAWELEC-GALON Spółka Jawna	08-455 Trojanów, Mroków	8.01.2003	Opc	brak informacji dotyczących działalności
8	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe PAL-MIKO Sp. z o.o.	30-714 Kraków, ul. Gromadzka 24 c	8.01.2003	Opc	brak informacji dotyczących działalności
9	Piotr Martynus – P.H.U. ASIS	41-216 Sosnowiec, ul. Obrońców Warszawy 8/24	8.01.2003	Opc	brak informacji dotyczących działalności
10	Przedsiębiorstwo Techniczno-Handlowe NELSON Sp. z o.o.	22-100 Chełm, ul. 11-go Listopada 2/222	13.01.2003	Opc	brak informacji dotyczących działalności
11	Firma TRANS-WIKOREM II Szymon Wita i Gabriel Pazik Spółka Jawna	44-203 Rybnik, ul. Brzezińska 13 a	15.01.2003	Opc	brak informacji dotyczących działalności
12	Leokadia Struska i Bogdan Struski – P.U.P.H. – „LUMAR”	28-366 Małogoszcz, ul. Warszawska 104	6.02.2003	Opc	brak informacji dotyczących działalności
13	MARGO TRANS Krzysztof Markowski, Robert Gosk Spółka Jawna	09-400 Płock, ul. Otokowska 21/405	6.02.2003	Opc	brak informacji dotyczących działalności
14	Krzysztof Rzyman, Marek Strządala – „KAMARI” S.C.	43-246 Strumień, ul. Skotnicka 46	6.02.2003	Opc	brak informacji dotyczących działalności
15	Jolanta Fiegler-Podleśna – F.H.U. „COLBYCO” 2	44-280 Rydułtowy, ul. Podleśna 14	6.02.2003	Opc	brak informacji dotyczących działalności
16	Stacja Paliw „DANMARK” Sp. z o.o.	62-065 Grodzisk Wlkp. ul. Nowotomska 135	6.02.2003	Opc	brak informacji dotyczących działalności
17	Grażyna Sitkiewicz-Mackiewicz – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowo-Produkcyjne „START OIL” Grażyna Sitkiewicz-Mackiewicz	42-100 Kłobuck, ul. Staszica 6	7.02.2003	Opc	brak informacji dotyczących działalności

Legenda:

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła
Mpc – magazynowanie paliw ciekłych
Opc – obrót paliwami ciekłymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ODDSTĄPIONO OD WYMIERZENIA KARY PIENIĘŻNEJ

(stan na 12.02.2003 r.)

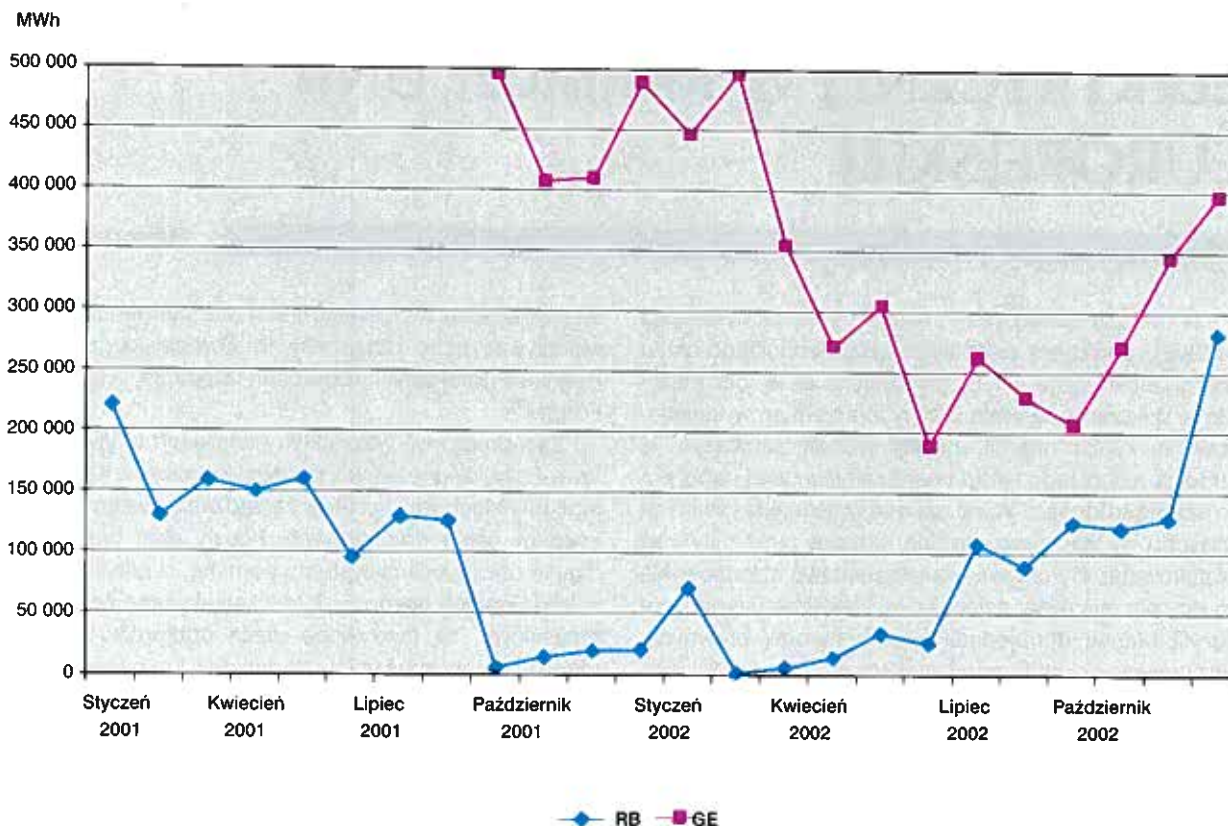
Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności
1	Rzeszowski Zakład Energetyczny S.A.	35-959 Rzeszów, ul. 8-go Marca 6	20.12.2002	Oee
2	Elektrim-Volt S.A.	00-834 Warszawa, ul. Pańska 77/79	20.12.2002	Oee
3	Lubelskie Zakłady Energetyczne S.A.	20-340 Lublin, ul. Garbarska 21	20.12.2002	Oee
4	Zakład Energetyczny Legnica S.A.	59-220 Legnica, ul. Partyzantów 21	20.12.2002	Oee
5	Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego S.A.	26-110 Skarżysko-Kamienna, Al. Piłsudskiego 51	20.12.2002	Oee
6	Zakład Energetyczny Gorzów S.A.	66-400 Gorzów Wlkp., ul. Sikorskiego 37	20.12.2002	Oee
7	Energetyka Kaliska S.A.	62-800 Kalisz, ul. Wolności 8	20.12.2002	Oee
8	Energetyka Poznańska S.A.	60-967 Poznań, ul. Nowiejskiego 11	20.12.2002	Oee
9	Energetyka Szczecińska S.A.	71-616 Szczecin, ul. Malczewskiego 5/7	20.12.2002	Oee
10	Łódzki Zakład Energetyczny S.A.	90-021 Łódź, ul. Tuwima 58	20.12.2002	Oee
11	Zakład Energetyczny Łódź-Teren S.A.	90-950 Łódź, ul. Piotrkowska 58	20.12.2002	Oee
12	Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny S.A.	44-100 Gliwice, ul. Portowa 14	20.12.2002	Oee
13	Zamojska Korporacja Energetyczna S.A.	22-400 Zamość, ul. Koźmiana 1	20.12.2002	Oee
14	ENERGA Gdańska Kompania Energetyczna S.A.	80-557 Gdańsk, ul. Marynarki Polskiej 130	20.12.2002	Oee
15	Będziński Zakład Elektroenergetyczny S.A.	42-500 Będzin, ul. Małobądzka 141	20.12.2002	Oee
16	Beskidzka Energetyka S.A.	43-300 Bielsko-Biała, ul. Batorego 17 a	20.12.2002	Oee
17	Zakład Energetyczny Płock S.A.	09-400 Płock, ul. Wyszogrodzka 106	20.12.2002	Oee

Uzasadnienie: Wykazanie przez koncesjonariuszy działań, których celem było wywiązanie się z obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych, spowodowało odstąpienie od wymierzenia kary.

Legenda:

Oee – obrót energią elektryczną

Rys. 3. Wolumen obrotu na Rynku Bilansującym i Gieldzie Energii



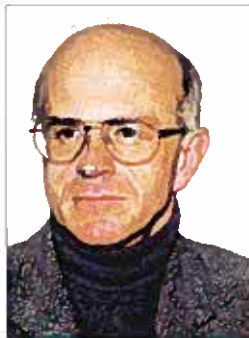
- 2) wrzesień 2001 r. – czerwiec 2002 r. – wprowadzenie dobowo-godzinowego Rynku Bilansującego,
- 3) lipiec 2002 r. – grudzień 2002 r. – zmiana Regulaminu RB polegająca na wprowadzeniu rozchylenia cen zakupu i sprzedaży energii przez upoważnionych odbiorców, głównie spółki dystrybucyjne.

Rysunek 3 przedstawia charakterystykę ilościową poszczególnych okresów. Pierwszy, w warunkach Rynku Bilansowego, charakteryzuje się w zasadzie stabilnymi obrotami miesięcznymi na poziomie około 150 GWh. W drugim okresie nastąpiło gwałtowne załamanie obrotów na GE spowodowane wdrożeniem RB. W trzecim wyróżnionym okresie obroty wzrosły do poziomu powyżej 250 GWh w skali miesięcznej.

Jak wynika z powyższych danych, GE jest niezwykle wrażliwa na uregulowania RB. W pierwszym okresie wdrażania RB spółki dystrybucyjne potraktowały ten segment rynku jako miejsce dokonywania transakcji handlowych, a nie jak miało być w założeniach – segment techniczny służący jedynie godzinowemu bilansowaniu energii na rynku. Stąd też wystąpiła w tym okresie głęboka zapaść GE. Wprowadzone poprawki do Regulaminu RB w postaci wprowadzenia rozchylenia cen zakupu i sprzedaży spowodowały „ucieczkę” spółek dystrybucyjnych z RB, co z kolei przyniosło natychmiastowy efekt w postaci wzrostu obrotów na GE.

Nie wszystkie z obserwowanych zjawisk są zgodne z oczekiwaniami. Jednakże pomimo przedłużających się prac nad restrukturyzacją KDT i ograniczeń dotyczących

odbiorców TPA mechanizmy konkurencyjne na rynku energii elektrycznej zaczynają działać. Aktualnie, jak w każdym okresie przejściowym, mają miejsce różne deformacje. Jednak w najbliższym czasie rynek energii elektrycznej powinien zostać poddany w pełni mechanizmom rynkowym. Procesy te mogą zachodzić w skali kraju poprzez restrukturyzację KDT i po otwarciu rynku międzynarodowego po akcesji Polski do UE. Wówczas nieprawidłowości powinny stanowić margines. Powinno okazać się, jakie są naprawdę koszty produkcji energii, czy istnieje możliwość ich redukcji i czy zostaną one pokryte przy rynkowej cenie sprzedaży.



Piotr Karaś



Agnieszka Panek

Autorzy są pracownikami
Departamentu Promowania Konkurencji URE

TARYFY USŁUG PRZESYŁOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ W KRAJACH UNII EUROPEJSKIEJ

Małgorzata Kozak

W dniu 19 lutego 1997 r. weszła w życie dyrektywa 96/92/EC dotycząca wspólnych zasad jednolitego rynku energii elektrycznej. W ciągu sześciu lat jej obowiązywania dokonano się wiele istotnych przemian w funkcjonowaniu rynku energii, należy jednak zauważyć, iż budowa jednolitego rynku energii elektrycznej napotyka na szereg trudności. Wynikają one przede wszystkim ze sposobu, w jaki poszczególne krajowe rynki były i są kształtowane. Dyrektywa wiązała państwa członkowskie co do celu jaki miały osiągnąć, tj. liberalizacji rynku, nie dążyła jednak do ujednoczenia systemów prawnych, lecz głównie do ich harmonizacji (czyli zbliżania). W konsekwencji doprowadziło to do znacznego zróżnicowania poszczególnych rynków nie tylko pod względem tempa ich liberalizacji, ale również ze względu na odmienny sposób regulacji, co można zaobserwować np. w konstrukcji taryf przesyłowych.

Pierwszym istotnym w tym względzie elementem jest **sposób zatwierdzania taryf** przesyłowej przez regulatorów poszczególnych państw członkowskich Unii Europejskiej. System zatwierdzania taryf *ex-ante*¹⁾ funkcjonuje w Austrii, Belgii, Francji, Grecji, Irlandii, Hiszpanii, Holandii, Portugalii, Włoszech i Wielkiej Brytanii. System *ex-post*²⁾ został wybrany przez Danię, Finlandię i Szwecję. W Niemczech ze względu na wybór formuły *negocjowanego dostępu do systemu* nie ma zatwierdzania taryfy przesyłowej. Strony umowy przesyłowej same negocjują wysokość opłaty za usługę przesyłową.

System zatwierdzania taryf nie wpływa bezpośrednio na sposób ich stosowania, świadczy natomiast o odrębności w funkcjonowaniu każdego z rynków.

Dyrektywa nie określiła **szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf**, dlatego też stopień ich zróżnicowania jest znaczny. Wpływa to na ich wysokość (różne rodzaje przyjmowanych do kalkulacji kosztów) co utrudnia wymianę transgraniczną i stanowi poważną barierę w tworzeniu jednolitego europejskiego rynku

1) W modelu tym regulator nadzoruje cały proces tworzenia taryfy i kształtowania warunków dostępu do sieci, zachowując kontrolę nad obrotem i dochodami czerpanymi przez przedsiębiorstwa z tej działalności, do regulatora należy również ustalanie metody taryfikacji.

2) Model „*ex-post*” polega na zatwierdzaniu taryf przedstawionych regulatorowi przez przedsiębiorstwa, który może posiadać kompetencje do interweniowania w przedstawione taryfy – system ten funkcjonuje w tych państwach członkowskich, w których przedsiębiorstwa przesyłu nie są w żaden sposób powiązane z innymi podmiotami z sektora elektroenergetycznego.

energii elektrycznej. Na konieczność harmonizacji taryf wskazywali m.in. uczestnicy IX Europejskiego Forum Regulacji Energetyki (European Electricity Regulatory Forum)³⁾.

Zasadniczo we wszystkich państwach taryfy przesyłowe kalkulowane są na podstawie kosztów tzw. infrastruktury sieciowej, kosztów zarządzania systemem oraz kosztów usług dodatkowych. Koszty strat oraz zarządzania obciążeniami systemu pomimo, iż oficjalnie tylko w kilku krajach bezpośrednio w kalkulowane są w taryfy przesyłowe, są pokrywane przez odbiorców poprzez różne mechanizmy i opłaty dodatkowe lub bezpośrednio doliczane są do kosztów energii. Część państw stosuje zamiast opłaty za usługi przesyłowe opłatę tzw. wejścia. Dodatkowo w kosztach, na podstawie których kalkulowane są taryfy przesyłowe, znajdują się koszty promowania źródeł odnawialnych lub też część kosztów osieroconych (*stranded costs*).

Biorąc pod uwagę wysokość taryf przesyłowych (nie uwzględniając kosztów regulacji) kraje członkowskie UE można podzielić na trzy grupy⁴⁾:

- 1) kraje niskich taryf przesyłowych – zaliczają się do nich Szwecja, Finlandia, Holandia i Niemcy. Średnia opłata za przesył kształtuje się na poziomie około 4 EURO/MWh;
- 2) kraje średnich taryf przesyłowych – zaliczają się do nich Dania, Irlandia, Austria, Włochy, Portugalia, Wielka Brytania, Francja, Belgia. Średnia opłata za przesył kształtuje się na poziomie 7,5 EURO/MWh;
- 3) kraje wysokich taryf przesyłowych – zalicza się do nich tylko Hiszpania (choć umieszczenie Hiszpanii w tej grupie może być spowodowane brakiem informacji nt. udziału w opłacie kosztów regulacyjnych). Średnia opłata za przesył wynosi ok. 10 EURO/MWh.

Należy zauważyć, że taryfy przesyłowe stosowane są nie tylko w stosunku do odbiorców energii elektrycznej, ale również w stosunku do producentów.

Nie wszystkie koszty uwzględniane w taryfach przesyłowych, jak przedstawia tabela 1, pokrywane są przez odbiorców energii elektrycznej. W niektórych państwach część opłat pokrywana jest przez producentów. Opłaty te uzależnione są m.in. od kosztów wejścia energii

3) Więcej na ten temat w artykule dr M. Dudy „Aktualne problemy rozwoju jednolitego rynku konkurencyjnego energii elektrycznej w Europie”, Biuletyn URE nr 1/2003.

4) Podział na grupy według: Benchmark of Electricity Transmission Tariffs, prepared for DG TREN/European Commission, Madrid 2002.

Tabela 1. Udział komponentów taryfy w opłacie końcowej (bez opłat związanych z regulacją) w %

	Oplaty stałe wytwórców	Oplata za energię (płacona przez wytwórcę)	Oplata za moc (płacona przez wytwórcę)	Oplaty stałe ponoszone przez odbiorców	Oplata za energię (ponoszona przez odbiorcę)	Oplata za moc (ponoszona przez odbiorcę)
Austria					63,9	27,1
Belgia				0,2	32,0	67,8
Dania zachód		20,7			79,3	
Dania wschód					100,0	
Finlandia		6,5			93,5	
Francja				0,2	46,4	53,5
Hiszpania					71,6	28,4
Holandia	2,1	21,1		2,1	44,1	30,6
Irlandia		1,9	17,0		47,2	33,9
Niemcy					19,2	80,8
Portugalia					40,9	59,1
Szwecja		14,9	21,3		40,7	23,2
Anglia & Walia		8,6	20,1		17,6	53,7
Włochy		12,8		1,2	61,0	25,0

Źródło: Benchmark of Electricity Transmission Tariffs, prepared for DG TREN/European Commission, Madrid 2002

danego producenta do systemu i jej wyjścia (Szwecja), istnienia specjalnych stref przesyłowych i położenia w nich producenta (Anglia), obliczane mogą być również w stosunku do kosztów utrzymania systemu przesyłowego (Austria) lub też mogą być kalkulowane w oparciu o koszty strat energii jakie powstają podczas przesyłu (Włochy). Belgia, Francja, Niemcy, Portugalia oraz Hiszpania nie stosują żadnych opłat wobec wytwórców energii elektrycznej. Dodatkowo w Wielkiej Brytanii opłata za przesył uzależniona jest od strefy, do jakiej ma być przesłana energia, Dania i Finlandia uzależniają wysokość opłaty od ilości energii elektrycznej, która ma być przesłana.

Dodatkowo na zróżnicowanie poszczególnych taryf składa się kilka czynników, m.in.:

- zróżnicowanie w zależności od okresu, w jakim energia jest przesyłana (godzinowe, dzienne, sezonowe),
- odległość, na jaką energia jest przesyłana (stawki węzłowe, strefowe).

Zróżnicowanie taryf ze względu na czas w jakim odbywa się przesył przedstawia tabela 2.

To zróżnicowanie wysokości opłaty przesyłowej jest powszechne w państwach członkowskich Unii Europejskiej. Generalnie odzwierciedla ono koszty, jakie operator systemu przesyłowego ponosi, aby zapewnić bezpieczny przesył w czasie obciążenia szczytowego.

Kolejnym czynnikiem, który wpływa na zróżnicowanie taryf jest położenie przestrzenne (patrz tabela 3).

Zróżnicowanie przestrzenne występuje w taryfach 5 państw. W Irlandii taryfa uwzględniająca zróżnicowanie geograficzne odnosi się jedynie do producenta. We Włoszech strefowe rozróżnienie stosuje się jedynie do pokrycia kosztów strat i jest również stosowane tylko wobec producenta. Opłata jest redukowana w przypadku, gdy dystans pomiędzy wytwórcą a odbiorcą wynosi poniżej 40 km. Zróżnicowanie geograficzne w taryfach przesyłowych na terenie Anglii i Walii stosuje się zarówno do producentów, jak i konsumentów energii elektrycznej.

Państwa członkowskie w różny sposób rozwiązały również kwestie strat energii, jakie występują podczas jej przesyłania. Austria, Belgia, Dania, Finlandia, Francja, Holandia, Niemcy i Wielka Brytania koszty strat włączają w koszty, na podstawie których kalkulowane są taryfy. Odbiorcy obciążani są nimi na zasadzie „znacznka pocztowego” czyli niezależnie od odległości, na jaką energia została przesłana.

We Włoszech, Irlandii i Portugalii koszty strat pokrywają wytwórcy, przy czym następuje zróżnicowanie wysokości tej opłaty w zależności od odległości⁵⁾.

5) Portugalia nie stosuje tego systemu.

Tabela 2. Zróżnicowanie czasowe w taryfach przesyłowych

	Energia	Przesył	Uwagi
Austria	+		Stosowany tylko w Vorarlberg będący pod kontrolną niemieckiego EnBW
Belgia			Brak zróżnicowania ze względu na czas
Dania	+		Trzy różne okresy: niskiego, wysokiego i szczytowego obciążenia
Finlandia	+		Zróżnicowanie stosowane jedynie do tej części taryfy, która opiera się na energii elektrycznej i dotyczy dni roboczych w sezonie zimowym
Francja	+	+	Rozróżnienie pomiędzy zimowymi dniami roboczymi, zimowymi weekendami i nocami oraz letnimi dniami roboczymi, letnimi weekendami i nocami
Hiszpania	+	+	Sześć różnych okresów
Holandia		+	Jest możliwość zakontraktowania różnej mocy w każdym miesiącu, zakontraktowana ilość jest brana pod uwagę przy kalkulowaniu taryfy
Irlandia	+	+	
Niemcy			Brak rozróżnienia
Portugalia		+	Zima: 5 szczytowych godzin w dniu roboczym, lato: 3 godziny szczytowe
Szwecja	+	+	Rozróżnienie ustanowione pomiędzy wysokim obciążeniem (zima) w dniach roboczych i wysokim obciążeniem w pozostałych godzinach, a niskim obciążeniem (lato) w dniach roboczych i niskim obciążeniem w pozostałych godzinach. Nie ma rozróżnienia dla opłaty za moc
Anglia & Walia			Opłata jest proporcjonalna do obciążenia systemu w trzech szczytowych okresach
Włochy	+		Rozróżnienie pomiędzy szczytem, wysokimi, średnimi i niskimi godzinami i jest naliczana do energii kupowanej w każdym z tych okresów. Istnieje możliwość rezerwowania zróżnicowanej mocy przesyłowej w różnych miesiącach

Źródło: Benchmark of Electricity Transmission Tariffs, prepared for DG TREN/European Commission, Madrid 2002

Tabela 3. Aspekty przestrzennego położenia w taryfach przesyłowych

	Stawki węzłowe	Stawki strefowe	Brak zróżnicowania (opłata o charakterze znaczka pocztowego – post stamp)
Austria			+
Belgia			+
Dania			+
Finlandia			+
Francja			+
Hiszpania			+
Holandia			+
Irlandia	+		
Niemcy			+
Portugalia			+
Szwecja	+		
Anglia & Walia		+	
Włochy		+	

Źródło: Benchmark of Electricity Transmission Tariffs, prepared for DG TREN/European Commission, Madrid 2002

System zastosowany w Szwecji oparty jest na zasadzie kształtowania cen energii na rynku „spot”. Cena przesłanej energii jest różna w każdym z węzłów znajdujących się w systemie i wynika z połączenia giełdowej ceny energii oraz ujednoliconej opłaty za straty, jakie występują pomiędzy danymi węzłami.

Trudności w harmonizacji taryf energii elektrycznej wynikają również z faktu przyjmowania różnego rodzaju

kosztów do kalkulacji danej taryfy. Poniższa tabela przedstawi rodzaje kosztów pokrywanych przez poszczególne taryfy. Są to koszty bezpośrednio związane z taryfami przesyłowymi.

W części państw członkowskich koszty usług dodatkowych ponoszą odbiorcy w opłacie za energię, nie są one bezpośrednio ujęte w taryfach przesyłowych. Mechanizm ten stosowany jest np. przez Hiszpanię.

Tabela 4. Straty energii elektrycznej w taryfach przesyłowych

	Straty uwzględniane w taryfach	Brak zróżnicowania przestrzennego (opłata typu post stamp)	Zróżnicowanie przestrzenne	Zróżnicowanie ze względu na porę przesyłu	Koszt poniesiony przez konsumenta	Koszt poniesiony przez producenta	Odpowiedzialność wytwórcy
Austria	+	+			+		
Belgia	+	+			+		
Dania	+	+		+	+		
Finlandia	+	+		+	+	+	
Francja	+	+			+		
Hiszpania		+		+	+		
Holandia	+	+			+		
Irlandia			+			+	+
Niemcy	+	+			+		
Portugalia		+			+		
Szwecja	+		+	+	+	+	
Anglia & Walia		+			+		
Włochy			+			+	+

Źródło: Benchmark of Electricity Transmission Tariffs, prepared for DG TREN/European Commission, Madrid 2002

Tabela 5. Koszty przyjmowane do kalkulacji taryf przesyłowych

	Koszty infrastruktury	Obsługa i utrzymanie	Koszty operacyjne systemu	Koszty zarządu	Straty	Koszty dodatkowych usług*	Zarządzanie obciążeniami systemu	Inne koszty
Austria	+	+	+	+	+	+		
Belgia	brak danych							
Dania	+	+	+	+	+	+	+	+
Finlandia	+	+	+	+	+	+	+	
Francja	+	+	+	+	+	+	+	+ ⁶⁾
Hiszpania	+	+	+	+				+ ⁷⁾
Holandia	+	+	+	+	+	+	+	+ ⁸⁾
Irlandia	+	+	+	+	+	+	+	
Niemcy	+	+	+	+	+	+	+	+
Portugalia	+	+		+		+		+
Szwecja	+	+	+	+	+	+	+	+
Anglia & Walia	+	+	BSUOS ⁹⁾	+	BSUOS	BSUOS	BSUOS	
Włochy	+	+	+	+		+	+	+

* W usługi dodatkowe systemu wchodzi zarządzanie rezerwami, kontrola napięcia, pomiary, czy też np. wykorzystanie międzynarodowych połączeń (Finlandia)

Źródło: Benchmark of Electricity Transmission Tariffs, prepared for DG TREN/European Commission, Madrid 2002

6) Część kosztów przyłączenia przeniesiona na operatora systemu przesyłowego.

7) Koszty dywersyfikacji i bezpieczeństwa dostaw, inne stałe koszty (właściwe jedynie dla Hiszpanii), koszty popierania odnawialnych źródeł energii.

8) Koszty osieroczone wytwórców energii elektrycznej.

9) Koszty uwzględnione w opłacie Balance Service Use of System.

Francja, Portugalia i Szwecja włączają koszty usług bezpośrednio w taryfy przesyłowe. W większości przypadków nie jest jasne, w jaki sposób określane są ww. koszty. W niektórych krajach kalkulowane są przy wykorzystaniu mechanizmów rynkowych (cena ustalana jest przez dostawcę w oparciu o wartość usługi na rynku)¹⁰⁾. Portugalia stosuje odrębny model, gdzie koszty usług zatwierdzane są przez regulatora.

W przypadku kosztów związanych z zarządzaniem obciążeniem systemu również istnieją znaczące różnice między państwami. Portugalia i Włochy nie uwzględniają ich w taryfach przesyłowych. Przeciwnie postępuje Francja, Niemcy i Holandia – koszty te przyjmowane są do kalkulacji taryf i ponoszone są w konsekwencji przez odbiorców. W przypadku Anglii i Hiszpanii koszty zarządzania obciążeniami systemu zaliczane są do kosztów usług¹¹⁾.

Dodatkowo Niemcy, Dania, Włochy, Holandia, Portugalia i Hiszpania włączają w taryfy przesyłowe koszty regulacji. W przypadku Danii są to koszty usług w świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym i wynoszą średnio 3,7 EURO/MWh. Włoscy odbiorcy ponoszą w taryfie przesyłowej część kosztów osieroconych (stranded costs) – wynoszą one około 4,36 EURO/MWh. Holenderska taryfa przesyłowa zawiera w sobie również część kosztów osieroconych w wysokości 2,2 EURO/MWh. W Hiszpanii dodatkowe koszty regulacji są rezultatem włączenia do taryfy kosztów osieroconych wytwarzania (stranded costs of generation) w postaci tzw. taryfy wejścia dla uprzywilejowanych odbiorców, co stanowi 11,7% wysokości taryfy przesyłowej.

Praktyką, która mogłaby wypaczać kształt taryf przesyłowych byłoby subsydiowanie poszczególnych grup odbiorców. Subsydiowanie nie występuje w taryfach państw członkowskich UE.

10) Anglia, Szwecja, Hiszpania i niektóre spółki niemieckie.

11) Ponoszone są przez odbiorców jako część opłaty za energię, która nie wchodzi w skład taryfy przesyłowej.

Sprawne funkcjonowanie jednolitego europejskiego rynku energii elektrycznej uzależnione jest od wielu czynników, jednakże niejednorodność taryf przesyłowych niewątpliwie w znaczący sposób hamuje jego rozwój. Dlatego sprawą o dużym znaczeniu jest konieczność podjęcia prac nad zbliżeniem taryf przesyłowych. Wydaje się, że dużą rolę mogą odegrać w tym procesie prace Europejskiego Forum Regulatorów Energetyki.



Autorka jest pracownikiem Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

Literatura:

1. Benchmark of Electricity Transmission Tariffs, prepared for DG TREN/European Commission, Madrid 2002.
2. Conclusions of 9th Regulatory Forum and Strategy Paper on the electricity internal market, Europe Energy 612/2002.
3. First benchmarking report of the implementation of the internal electricity and gas market, Brussels 2001.
4. Second benchmarking report of the implementation of the internal electricity and gas market, Brussels 2002.

Decyzje Prezesa URE

w sprawie

taryf dla energii elektrycznej i paliw gazowych

publikowane są odpowiednio w:

„Biuletynie Branżowym URE – Energia elektryczna”,

„Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe”.

REGUŁY WTO W HANDLU ENERGIA

Andrzej Sanderski

Choć o postępującej globalizacji procesów gospodarczych zaczęto mówić już po II Wojnie Światowej, to jednak dopiero dekada lat 90. ubiegłego stulecia przyniosła zauważalny postęp w liberalizacji tych sektorów gospodarczych, które z różnych względów, czy to bezpieczeństwa narodowego, czy przekonania o ich naturalnie monopolistycznym charakterze, traktowane były w sposób szczególnie i niechętnie poddawały się regułom wolnego rynku.

Celem niniejszego opracowania jest przedstawienie, które reguły obowiązujące w międzynarodowym handlu towarami i usługami, oraz w jakim zakresie, zostały przeniesione do Traktatu Karty Energetycznej i znajdują zastosowanie także w handlu energią i produktami energetycznymi. Warto, tytułem wstępu, przedstawić historię światowego systemu handlowego, którego reguły w obecnym kształcie regulują już niemal każdy aspekt międzynarodowej wymiany handlowej.

Jeszcze przed zakończeniem II Wojny Światowej, w cichym i spokojnym ośrodku sportów zimowych Bretton Woods, w stanie New Hampshire, rozpoczęto kształtowanie nowego ładu finansowego i gospodarczego na świecie, który umożliwiłby usunięcie ograniczeń w przepływie kapitału i towarów wprowadzonych w wielu krajach po kryzysie lat 30. i wzmocnionych w okresie wojny. Intencją sygnatariuszy, oprócz powołania Międzynarodowego Funduszu Walutowego i Międzynarodowego Banku Odbudowy i Rozwoju (dziś część grupy Banku Światowego), było powołanie także organizacji ds. handlu międzynarodowego, która zajęłaby się zniesieniem ograniczeń w wymianie handlowej. Ta ostatnia – Światowa Organizacja Handlu (WTO) – powstała jednak dopiero w 1995 r. w wyniku ustaleń rundy urugwajskiej wielostronnych negocjacji handlowych¹⁾. Do czasu jej powołania postanowiono regulować zasady międzynarodowej wymiany towarowej w formie kolejnych rund negocjacyjnych, których wyniki uzupełniały podpisaną w 1947 roku wielostronną umowę handlową – Układ Ogólny w sprawie Taryf i Handlu (*ang. General Agreement on Tariffs and Trade – GATT*). Do czasu powołania WTO odbyło się osiem rund negocjacyjnych, stopniowo powiększając zakres towarowy jak i wysokość redukcji stawek celnych.

Skoro przez ponad 50 lat społeczność międzynarodowa nie potrafiła zdecydować się na zinstytucjonalizowanie systemu norm regulujących wzajemne stosunki w dziedzinie obrotu „tradycyjnymi” towarami i usługami,

nie powinien dziwić też fakt, że kiedy już się na to zdecydowano, liberalnym regułom WTO niechętnie poddawano sektor elektroenergetyczny.

Niechęć ta wynikała ze szczególnego postrzegania roli i znaczenia sektora energetycznego oraz handlu energią i produktami energetycznymi. Specyfika ta przejawia się w wymiarze *politycznym* – energia postrzegana jest jako element suwerenności narodowej i politycznej stabilności, *ekonomicznym* – ceny, regularność i bezpieczeństwo dostaw energii mają kluczowe znaczenie dla funkcjonowania pozostałych sektorów gospodarki oraz w wymiarze *społecznym* – uznając energię za dobro niezbędne, rządy pragną zapewnić każdemu dostęp do energii po rozsądnych cenach. Coraz istotniejszy staje się również aspekt *środowiskowy* – prowadząc politykę energetyczną państwa muszą wypełniać swoje zobowiązania w dziedzinie ochrony środowiska. Biorąc pod uwagę tę wielość czynników, wydaje się oczywiste, że niektóre kraje nie mogą zdecydować się w sektorze energetycznym na pełne otwarcie rynku na konkurencję, a w niektórych przypadkach liberalizacji sektora towarzyszy szeroka i ścisła regulacja oraz kontrola sprawowana przez władzę publiczną.

W ostatnich latach coraz więcej krajów otwiera jednak swoje rynki energii na konkurencję. Na ogół odbywa się to stopniowo, na przykład poprzez zezwolenie prywatnym operatorom na wytwarzanie energii, umożliwienie im dostępu do sieci przesyłowych i następnie dbanie o zachowanie konkurencji pomiędzy dystrybutorami energii zasilającymi odbiorców finalnych mających prawo wyboru dostawcy. Liberalizację handlu wspomaga także rosnące przeświadczenie, że energia mimo wszystko nie jest dobrem aż tak rzadkim, aby jej import i tym samym uzależnienie się od innych krajów musiało być nadal traktowane jako zagrożenie dla narodowej suwerenności. W konsekwencji, stosowanie zasad GATT/WTO dotyczących liberalizacji handlu staje się coraz powszechniejsze.

Przykładem tej ewolucji w postrzeganiu sektora elektroenergetycznego jest inkorporowanie wielu fundamentalnych zasad GATT/WTO do Traktatu Karty Energetycznej (TKE), który stanowi prawne ramy handlu i inwestycji w sektorze elektroenergetycznym, zwłaszcza w odniesieniu do państw bloku wschodniego i dawnych republik radzieckich. Przy tej okazji nie tylko wzmocniono zastosowanie tych reguł w odniesieniu do produktów energetycznych, ale i objęto nimi także kraje, które nie będąc jeszcze członkami WTO, nie podlegają reżimowi prawnemu tej organizacji.

Jedną z podstawowych zasad światowego systemu handlowego zawartą w porozumieniach GATT/WTO,

1) Powołaniu Międzynarodowej Organizacji Handlowej w 1944 r. niechętnie było silne lobby w Kongresie USA, w wyniku czego Prezydent nie skierował do ratyfikacji przygotowanej już statutu takiej organizacji.

a przyjętą w Traktacie Karty Energetycznej, jest **zasada największego uprzywilejowania** (w Polsce utarło się potoczne określenie **klauzula najwyższego uprzywilejowania**, KNU). Oznacza ona, że w każdym przypadku, kiedy państwa sygnatariusze TKE ustanawiają cła lub inne opłaty, reguły i formalności w imporcie lub eksporcie lub środki wewnętrzne (np. podatki), którymi nadają jakiegokolwiek korzyści lub przywileje produktom energetycznym z jakiegokolwiek kraju, korzyści owe lub przywileje muszą być także nadane – niezwłocznie i bezwarunkowo – podobnym produktom z każdego innego państwa strony TKE. Obowiązuje więc bezwzględny zakaz dyskryminacji pomiędzy produktami importowanymi – ze względu na kraj ich pochodzenia, ani pomiędzy produktami eksportowanymi – ze względu na ich kraj przeznaczenia.

Oczywiście, istnieją pewne wyjątki od tej zasady, jak ten pozwalający partnerom umów o wolnym handlu lub unii celnych (a więc regionalnych, preferencyjnych porozumień handlowych) na wzajemne uprzywilejowanie wspólnego handlu w stosunku do innych partnerów. Nie zmienia to jednak faktu, że obowiązuje generalna idea niedyskryminacji, która zakłada, że otwarcie rynku, nawet jednostronne, zwiększy w przyszłości korzyści także dla kraju dokonującego otwarcia poprzez wzrost efektywności i niższe ceny finalne.

Odpowiednikiem zasady KNU, ale w odniesieniu do produktów wytwarzanych na rynku wewnętrznym jest **zasada traktowania narodowego** (potocznie zwana **klauzulą narodową**). Stanowi ona, że produkty importowane nie mogą być dyskryminowane w stosunku do produktów krajowych. Tak jak zasada KNU zobowiązuje do przyznania każdemu produktowi importowanemu najlepszego z możliwych traktowania przyznanego jakimkolwiek innemu produktowi importowanemu, tak w klauzuli narodowej punktem odniesienia jest najlepsze możliwe traktowanie przyznane produktom krajowym.

Zakaz traktowania produktów importowych gorzej niż krajowych nie zapobiega oczywiście nakładaniu przez państwa strony TKE podatków na towary importowane ani poddawaniu ich wewnętrznym regulacjom. Wymagane jest jedynie, aby podatki na produkty importowane były takie same, jak stosowane dla produktów krajowych i by inne regulacje wewnętrzne nie wpływały negatywnie na warunki konkurencyjne dla dóbr importowanych względem produktów krajowych.

Intencją wprowadzenia klauzuli narodowej było zapobieganie podejmowaniu przez rządy działań negatywnie wpływających na warunki konkurencyjne importowanych produktów, z korzyścią dla produktów krajowych. Teoria handlu międzynarodowego zakłada bowiem, że to siły rynkowe, a nie interwencja rządowa, powinny determinować konkurencję pomiędzy produktami importowanymi i krajowymi (teoria korzyści komparatywnych). Powinno to zapewnić uczciwą konkurencję, efektywność ekonomiczną i sprzyjać obniżeniu cen dla konsumentów. W rezultacie zwiększeniu powinien ulec ogólny dobrobyt.

Traktowanie narodowe jest poza tym logicznym uzupełnieniem ustaleń taryfowych (pułapów stawek celnych) w ramach GATT. Brak klauzuli narodowej pozwalałby omijać deklarowane związanie stawek celnych na niskim poziomie poprzez zrekompensowanie ich wysokim podatkiem VAT (wyższym niż na ten sam produkt krajowy), gdy produkt przekroczy już granicę i znajdzie się na rynku wewnętrznym kraju importera. Taka dyskryminacja na rynku wewnętrznym uczyniłaby jakiegokolwiek związania taryfowe pustym zapisem.

Oprócz klauzuli KNU oraz traktowania narodowego, trzecią fundamentalną zasadą GATT jest **zakaz nakładania ograniczeń ilościowych** w imporcie i eksporcie produktów, w tym produktów energetycznych. Za niezgodne z prawem uznaje się w szczególności wszelkie „zakazy lub ograniczenia ... wprowadzone w postaci kontyngentów, licencji importowych lub eksportowych lub innych środków”. Również minimalne ceny importowe lub eksportowe uznane zostały za niezgodne z postanowieniami GATT/WTO.

Tak kategorycznie sformułowany zakaz nakładania ograniczeń ilościowych, a dopuszczenie stosowania barier taryfowych, wynika z przekonania, że ograniczenia ilościowe w znacznie większym stopniu wypaczą handel. Taryfy celne są preferowane ze względu na ich przejrzystość, przewidywalność i jednakowy wpływ na wszystkie towary importowane. Nawet jeśli przyczyniają się do ochrony produkcji krajowej względem importu, to przynajmniej część kosztów tego protekcjonizmu (na przykład, wyższe ceny dla konsumentów oraz marnotrawienie ograniczonych środków poprzez kontynuację nieefektywnej produkcji krajowej) jest kompensowana w formie wpływów budżetowych z tytułu opłat celnych.

Ograniczenia ilościowe, w szczególności dyskryminujące kontyngenty, są mniej przejrzyste dla handlowców, a ich względny koszt protekcjonizmu jest zwykle znacznie wyższy (mniej wydajni eksporterzy mogą uzyskać większy kontyngent niż powinni). Na dodatek, ograniczenia ilościowe nie stanowią wpływów do budżetu. W rzeczywistości, większość korzyści z ustanowienia kontyngentu przypada w udziale zagranicznemu eksporterowi, który będzie mógł sprzedawać swoje (tańsze) produkty po wyższej cenie na chronionym rynku, z powodu utrzymywania zawyżonej ceny w wyniku ograniczenia ilości importowanych towarów.

Kolejną ważną zasadą GATT/WTO przyjętą w TKE jest zasada **wolności tranzytu**. Państwo strona TKE nie może odmówić przekroczenia granicy przez towary w ruchu tranzytowym w przypadku, gdy towary te albo pochodzą z terytorium innego kraju strony TKE, lub gdy ich miejscem przeznaczenia jest kraj sygnatariusza Traktatu. Nie jest konieczne równoczesne spełnienie obu warunków, tj. by towary pochodziły, jak i były przeznaczone dla kraju sygnatariusza TKE. Którykolwiek z tych warunków winien być wystarczający do stosowania zasady wolności tranzytu. Nie wystarczy też przyznać prawa dowolnej formy tranzytu, lecz musi to być tranzyt

„z wykorzystaniem najdogodniejszych tras dla tranzytu międzynarodowego”.

Nie trzeba dodawać, że i tutaj obowiązuje generalna zasada zakazu dyskryminacji zarówno towarami w tranzycie, jak i między towarami importowanymi bezpośrednio, a towarami importowanymi w ruchu tranzytowym. Na przykładzie energii elektrycznej, kraj importujący nie może nakładać niższego cła na energię elektryczną pochodzącą bezpośrednio z kraju ościennego niż na energię pochodzącą z tego samego kraju ościennego, ale która przesłana została sieciami kraju trzeciego (oczywiście będącego stroną TKE).

Przy okazji rozważań na temat reguł GATT/WTO w handlu energią, oprócz odwiecznego problemu, czy energię powinno się traktować jak dobro publiczne, czy zwykły towar, doszedł kolejny dylemat, a mianowicie co jest **towarem**, a co **usługą energetyczną**? Rządowe instrumenty polityki handlowej oddziałujące na handel produktami określone są przez zasady handlu towarami GATT/WTO, podczas gdy te dotyczące handlu usługami przez stosunkowo nowe zasady handlu usługami GATS²⁾. Niektóre kraje uznając, że energia sama w sobie jest towarem, a nie usługą, uważają produkowanie energii i jej dostarczenie jako wytworzenie, inne przeciwnie – rozumieją handel usługami energetycznymi jako zawierający w sobie także czynności związane z wytworzeniem energii (np. skraplanie i regazyfikacja gazu, działanie urządzeń rafinacyjnych oraz urządzeń wywarzających prąd).

Rozróżnienie to jest istotne w kontekście TKE. Na przykład, czy przyjęte przez państwo zasady obsługi lokalnych sieci przesyłowych przez firmy zagraniczne mają wpływ na energię elektryczną postrzeganą jako towar (brak dostępu do sieci przesyłowej może oznaczać również mniejszy import energii elektrycznej), czy jest to raczej kwestia handlu usługami, mianowicie przesyłu energii elektrycznej przez zagranicznych usługodawców? Gdyby przyjąć tę drugą interpretację, to regulacja taka może znaleźć się poza zakresem obecnych zasad handlowych TKE, ponieważ zasady GATT/WTO dotyczące handlu usługami (GATS) nie zostały włączone do TKE.

Co prawda GATS ma w pełni zastosowanie w handlu usługami energetycznymi, ale jak dotychczas kraje sygnatariusze tego układu nie podjęły zbyt wielu zobowiązań w zakresie sektora energetycznego. Wyjaśnienia wymaga m.in. klasyfikacja usług energetycznych w ramach GATS. Stosownie do agendy w sprawie dalszych negocjacji w zakresie usług, w styczniu 2000 r. rozpoczęły się negocjacje poświęcone poprawie dostępu do rynku usług energetycznych.

Od większości zasad GATT/WTO – a w niniejszym artykule opisano tylko kilka najważniejszych – dopuszczalne są **wyjątki i ograniczenia**. Bezwzględny zakaz

stosowania ograniczeń ilościowych może być uchylony na przykład w przypadku zagrożenia równowagi bilansu płatniczego. Wszystkie wyjątki i odstępstwa od ogólnych reguł znalazły uregulowanie w przepisach, niektóre bardzo szczegółowo w formie odrębnych porozumień. Również odrębnie i szczegółowo uregulowane zostały środki zaradcze w handlu jakie mogą stosować kraje członkowskie dotyczące ochrony przed dumpingiem, subsydiowania produkcji krajowej lub innych form ochrony przed nadmiernym importem.

Jednak stosowanie wyjątków i odstępstw od reguł również powinno odbywać się na zasadach KNU i niedyskryminacji. Do nielicznych wyjątków ogólnych, odnoszących się do handlu energią, pozwalających na ograniczenia w handlu sprzeczne z zasadami KNU, traktowaniem narodowym lub zabronionymi ograniczeniami ilościowymi należą środki „konieczne do ochrony zdrowia i życia ludzi, zwierząt lub roślin”, środki „dotyczące zachowania wyczerpywalnych zasobów naturalnych, jeżeli środki takie są stosowane łącznie z ograniczeniami produkcji lub konsumpcji krajowej” oraz środki „konieczne dla zapewnienia przestrzegania ustaw i przepisów wykonawczych nie pozostających w sprzeczności z GATT”.

Kolejny wyjątek może być stosowany do handlu energią w ściśle określonych sytuacjach i dopuszcza środki „powodujące ograniczenia eksportu surowców pochodzenia krajowego, niezbędnych dla zapewnienia podstawowej ilości tego surowca krajowemu przemysłowi przetwórczemu w okresach, gdy w wykonaniu państwowego programu stabilizacji cen ich cena wewnętrzna jest utrzymana na poziomie niższym od cen światowych”. Takie środki mogą być jednak uzasadnione jedynie w przypadkach, gdy nie powodują wzrostu eksportu krajowego przemysłu przetwórczego, nie zwiększają zakresu dozwolonej ochrony przemysłu krajowego i są niedyskryminujące.

Kraj strona TKE może więc zakazać eksportu lub ustalić kontyngenty eksportowanych produktów energetycznych, jeśli ograniczenie jest spowodowane koniecznością zapewnienia, że określone ilości źródeł energii mają być wykorzystane przez przemysł krajowy, który używa źródeł energii jako podstawowego składnika i że ograniczenie takie jest częścią rządowego programu stabilizacji cen. Nie wolno jednak wprowadzać takiego środka po to, aby zwiększyć eksport produktów wytworzonych przez przemysł krajowy, korzystający z (tańszego) źródła energii jako podstawowego składnika (surowca), ani po to aby ochraniać własny przemysł.

Inny rodzaj ogólnych wyjątków dostępnych dla krajów stron TKE, które mogą im pozwolić na uchylenia od innych postanowień GATT, to wyjątki odnoszące się do szeroko rozumianego bezpieczeństwa narodowego.

Ostatnim wyjątkiem, szczególnie interesującym w obliczu przystąpienia Polski do jednego z preferencyjnych porozumień handlowych jakim jest Unia Europejska, jest możliwość odstępstwa od KNU dla członków unii celnych i stref wolnego handlu.

2) Znanie są także przypadki, kiedy ten sam środek polityki handlowej podporządkowany być może regulacjom zarówno GATT jak i GATS.

Filozofią, która legła u podstaw GATT i zasady KNU jest przeświadczenie, że otwieranie rynków zwiększa efektywność i ogólny dobrobyt i że wszyscy członkowie WTO w takim bądź innym stopniu otworzą swoje rynki. Aby jednak umożliwić przyspieszoną liberalizację handlu, a zarazem uniknąć nadużywania zasady KNU przez członków nie wyrażających zainteresowania szybszym i pełniejszym otwarciem własnych rynków (tzw. problem „free-riders”), państwa pragnące szybszej i szerszej liberalizacji mogą objąć nią handel pomiędzy sobą bez zobowiązania do rozciągnięcia tejże liberalizacji na pozostałych członków. Zapis ten umożliwia niektórym krajom dokonywać zwiększenia wysiłków na rzecz liberalizacji handlu, podczas gdy inni członkowie nie są do niej przygotowani. Osobną kwestią jest tutaj spór o to, czy regionalne porozumienia handlowe – zawierane w imię większej liberalizacji handlu – nie są same w sobie jednym z największych wypaczeń światowego systemu handlowego³⁾.

Lista wymienionych i opisanych powyżej zasad i reguł GATT/WTO oraz odstępstw i wyjątków nie wyczerpuje wszystkich regulacji, które znalazły swoje odzwierciedlenie w Traktacie Karty Energetycznej i mają

zastosowanie w handlu produktami energetycznymi. Wszystkich czytelników, którym bliski jest temat handlu energią, a którzy – podobnie jak autor niniejszego artykułu – szczególnie zainteresowani są teorią handlu międzynarodowego i jej praktycznym zastosowaniem poprzez przyjęte wielostronne reguły światowego systemu handlowego (GATT/WTO), odesłać należy do najnowszej publikacji w serii wydawniczej Urzędu Regulacji Energetyki – Biblioteka Regulatora pt. „Handel energią. Zasady WTO a Traktat Karty Energetycznej”, stanowiącej polskie tłumaczenie opracowania Sekretariatu Karty Energetycznej⁴⁾.



Autor jest pracownikiem Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

3) Interesujące w tym zakresie są prace jednego z największych teoretyków handlu międzynarodowego prof. Jagdish Bhagwati, który będąc zwolennikiem liberalizacji handlu na zasadach ogólnych jest jednocześnie zdecydowanym krytykiem porozumień regionalnych, uznając, że stanowią one największą barierę w postępie liberalizacji handlu w skali globalnej. Zobacz: „Preferential trade agreements: the wrong road”, Symposium on Free Trade Areas: The Challenge and Promise of Fair vs. Free Trade, Policy in International Business Law and Policy in International Business, June 22, 1996.

4) Tytuł oryginału „Trade in Energy: WTO Rules Applying under the Energy Charter Treaty”, Energy Charter Secretariat, Brussels, December 2001.

Literatura:

1. *Handel energią. Zasady WTO a Traktat Karty Energetycznej*, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, Biblioteka Regulatora, Warszawa 2002.
2. *The Results of the Uruguay Round of Multilateral Trade Negotiations, the Legal Texts*, GATT Secretariat, Geneva 1994.

Zapraszamy

na stronę internetową URE:

www.ure.gov.pl

oraz podajemy adres e-mail:

ure@ure.gov.pl

DIALOG ENERGETYCZNY UNIA EUROPEJSKA-ROSJA

Piotr Seklecki

Uzależnienie państw członkowskich Unii Europejskiej od importu energii wynosi obecnie ok. 50%. Zgodnie z przewidywaniami może ono wzrosnąć do 2020 r. dla gazu ziemnego – do 70%, węgla – do 80%, ropy naftowej – do 90%¹⁾. Szacunki te uwzględniają zróżnicowane ryzyko dostaw nośników energii, rosnące światowe jej zużycie oraz konieczne zapasy na wypadek kryzysu gospodarczego.

Znaczenie Rosji

W polityce energetycznej Unii Europejskiej Rosja zajmuje szczególne miejsce, a dialog energetyczny jest dla UE jednym z podstawowych elementów strategii zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Wynika to z faktu, iż Rosja posiada ok. 35% światowych zasobów gazu, natomiast prognozy przewidują zwiększenie udziału gazu w bilansie energetycznym krajów członkowskich. Do 2030 r. UE zamierza 30% swych potrzeb energetycznych pokrywać importem z obszaru b. ZSRR.²⁾ Jednakże wymagać to będzie dodatkowego zwiększenia inwestycji firm unijnych oraz zapewnienia wolnego dostępu do surowców regionu Morza Kaspijskiego.

Dla Rosji sprzedaż ropy naftowej i gazu ziemnego jest podstawą eksportu. W 1998 r. dochody z tego tytułu stanowiły ok. 40% wpływów z eksportu, podczas gdy sprzedaż maszyn i urządzeń, w tym broni, stanowiły ok. 10% całego eksportu. Wpływy ze sprzedaży ropy i gazu zapewniają ok. 50% dochodów budżetu Rosji. Federacja Rosyjska jest drugim, po Arabii Saudyjskiej, eksporterem ropy naftowej na świecie, jednakże rynek naftowy jest zdywersyfikowany i stosunkowo łatwo byłoby zastąpić rosyjską ropę surowcem z innych krajów. Inaczej jest z gazem. Europejski rynek gazu uległby załamaniu w razie perturbacji z dostawami rosyjskiego gazu. Gaz ten stanowi 20% rynku w Europie Zachodniej i ponad 50% w Europie Środkowej.

Rola handlu energią w stosunkach wzajemnych UE-Rosja jest szczególna i każda ze stron ma wspólny interes we wzmacnianiu ogólnego bezpieczeństwa energetycznego całego kontynentu. Oto przykłady:³⁾

- w 2000 r. udział nośników energii stanowił 45% całego rosyjskiego eksportu do UE; potrzeby kapitałowe sektora energii są szacowane na 460-600 mld USD do

2020 r., z czego 100 mld USD w sektorze gazowym, 150 mld USD w naftowym, 200 mld USD w elektroenergetycznym, 60 mld USD w jądrowym,

- 21% importu ropy naftowej do UE pochodzi z Rosji, co stanowi 16% konsumpcji UE; w przypadku gazu – 41% jego importu do UE pochodzi z Rosji, co stanowi 19% potrzeb UE;

Alternatywą rynków europejskich są dla Rosji rynki azjatyckie: chiński i indyjski. Nie jest to jednak równorzędna dla rosyjskich surowców energetycznych alternatywa, która zapewniłaby ten poziom stabilności, wypłacalności, możliwości inwestycyjnych i technologicznych, jakim dysponuje Unia Europejska.

Dialog Energetyczny UE-Rosja

Zainicjowanie przez Unię Europejską dialogu energetycznego z Rosją jest procesem zrozumiałym. Dla Unii dostawy surowców energetycznych (gazu, ropy naftowej) z Rosji będą w najbliższym czasie niezbędne dla zrównoważenia bilansu energetycznego, z kolei Rosja, w krótko- i średnioterminowej perspektywie jest uzależniona od eksportu surowców energetycznych na rynek europejski.

Początek instytucjonalizacji dialogu UE-Rosja datuje się na czerwiec 1994 r., kiedy podczas szczytu na wyspie Korfu, Rosja podpisała Układ o Partnerstwie i Współpracy z UE (PCA – Partnership and Co-operation Agreement)⁴⁾. Następnie w Lizbonie podczas konferencji w dniach 16-17 grudnia 1994 r. podpisano Traktat Karty Energetycznej⁵⁾ – pierwsze prawne porozumienie, którego sygnatariuszami zostały wszystkie kraje byłego Związku Radzieckiego, kraje Europy Środkowo-Wschodniej oraz członkowie Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD).

Głównym celem tego porozumienia był i jest rozwój współpracy w dziedzinie paliw i energii. Strony Traktatu zobowiązały się m.in. do podjęcia niezbędnych kroków dla ułatwienia tranzytu surowców energetycznych, zgodnie z zasadami wolnego tranzytu i bez różnic, z uwagi na ich pochodzenie, przeznaczenie lub prawo własności. Zaletą tego dokumentu jest również to, że ułatwia osiągnięcie długoterminowej stabilizacji, która jest szczególnie ważna dla inwestorów. Gwarantuje on bowiem bezpieczeństwo działań i dostaw oraz przykłada szczególną wagę do zagadnień ochrony środowiska. Traktat zapewnia ramy prawne dla usuwania istniejących przeszkód i otwiera nowe perspektywy dla biznesu. Jest nie tylko instru-

1) EU Energy Policy and Future European Energy Markets: Consequences for the Central and East European States Nr 42/2002 – Margarita M. Balmaceda.

2) Unia Europejska jest największym partnerem handlowym Rosji. Udział Unii w handlu z Rosją wynosi ok. 25%, natomiast udział Rosji w handlu z UE wynosi ok. 4%. Rosja jest szóstym partnerem handlowym UE po USA, Szwajcarii, Japonii, Norwegii i Chinach.

3) Regulatory Reform: European Gas – International Energy Agency, OECD.

4) Partnerstwo Unia Europejska-Rosja, aut. Katarzyna Żukrowska, Polityka Wschodnia 2/2002.

5) Sygnatariuszami porozumienia jest obecnie 51 państw, w tym Polska, która ratyfikowała postanowienia Traktatu w 2000 r.

mentem prawa międzynarodowego, ale także, w związku z podpisaniem go przez kilkadziesiąt państw, politycznym faktem. Jego sygnatariuszami mogą zostać wszystkie kraje, które opowiadają się za otwartym, nie dyskryminującym zagranicznych podmiotów, rynkiem energetycznym.

Kolejne spotkania bilateralne na szczycie, w październiku 2000 r. w Paryżu (EU-Russia Energy Dialogue) oraz październiku 2001 r. w Brukseli uściśliły i wzmocniły ten proces. Efektem tych spotkań było zdefiniowanie pojęć „Dialog i Partnerstwo”, które według pomysłodawców obejmować miało współpracę w inwestowaniu, efektywnym wykorzystaniu energii, racjonalizacji infrastruktury produkcyjnej i transportowej. Zaproponowano powołanie merytorycznych grup roboczych m.in. ds. strategii i bilansów energetycznych oraz inwestycji, które miałyby na bieżąco monitorować przebieg „dialogu” oraz rozwiązywać i usuwać ewentualne przeszkody w tym procesie. Ważną konkluzją tych spotkań było stwierdzenie, że rolą Komisji Europejskiej i rządu Rosji nie jest negocjowanie cen, wielkości dostaw czy projektów inwestycyjnych (to jest zadaniem zainteresowanych firm), lecz stworzenie odpowiednich ram prawnych i instytucjonalnych – w ramach Strategicznego Partnerstwa z Rosją – dla przyszłych inwestycji i umów komercyjnych.

Ustalono program i kalendarz reform rosyjskiego sektora energetycznego do 2004 r. W ich wyniku mają zostać unormowane, na zasadach rynkowych, warunki sprzedaży i redystrybucji rosyjskich surowców energetycznych nabywanych przez przedsiębiorstwa poszerzonej UE oraz stworzone warunki dla powstania wolnego rynku energetycznego UE. Reformy w skali krótkoterminowej dotyczyć miałyby przystosowania rosyjskiej infrastruktury prawnej do potrzeb współpracy inwestycyjnej, w tym PSA (Production Sharing Agreement), będące porozumieniem o podziale produkcji zawierającym między inwestorami zachodnimi a władzami Rosji, co miałyby zapewnić warunki dla modernizacji lokalnej infrastruktury wydobywczej i transportowej. Natomiast reformy w skali średnioterminowej dotyczyć miałyby przystąpienia Rosji do Światowej Organizacji Handlu (WTO) oraz ratyfikacji Traktatu Karty Energetycznej, w tym również podpisanie Protokołu Tranzytowego.

Podjęmowane działania na obecnym etapie Dialogu Energetycznego

W ramach dialogu energetycznego podjęto prace nad projektami inwestycyjnymi koncernów unijnych w zakresie wydobywania, przetwórstwa i transportu rosyjskich nośników energii w postaci tzw. projektów energetycznych wspólnego interesu, które uzyskują wsparcie władz UE i Rosji.⁶⁾Osiągnięto porozumienie w sprawie uruchomienia komercyjnego funduszu gwarancyjnego, mającego wspierać realizację tych projektów energetycznych, natomiast na

rok bieżący zaplanowano okrągły stół środowisk biznesowych, którego głównym celem byłoby określenie priorytetów unijnych i rosyjskich przedsiębiorstw energetycznych oraz zainicjowanie nowych konsorcjów i określenia obszarów ich zaangażowania.

Osiągnięto znaczący postęp w dostosowaniu ram prawnych dla wytwarzania i transportu nośników energii. Opracowano model PSA, określający wielkość wolumenu surowca (ropa i gaz), przypadającego na zachodniego inwestora w odniesieniu do jego wkładu w danym rejonie eksploatacji oraz uznano, że zapewnienie braku dyskryminacji w ramach TPA ma podstawowe znaczenie dla wzrostu inwestycji.

Obie strony uznały, że długoterminowe kontrakty gazowe odgrywały i nadal odgrywają ważną rolę w rozwoju europejskiego rynku gazu poprzez zapewnienie podziału ryzyka pomiędzy dostawcami i odbiorcami. Stanowisko Rosji w tej kwestii jest takie, że długookresowe kontrakty gazowe nie są sprzeczne z prawem unijnym, natomiast UE podkreśla, że wszystkie takie kontrakty powinny być zgodne z prawem unijnym. Z perspektywy rozszerzenia UE kwestia kontraktów długoterminowych ma zasadnicze znaczenie dla krajów kandydackich. Jako pojedynczy partnerzy nie mają aż tak wystarczającej siły przebicia w rozmowach ze stroną rosyjską, zwłaszcza jeśli chodzi o zmianę niekorzystnych warunków kontraktów opartych na zasadzie „take or pay”, polegających m.in. na niemożności odsprzedaży nadwyżek zakontraktowanego gazu. Dlatego też Komisja Europejska popiera dążenia, aby nowe kontrakty długoterminowe zawierały klauzulę zapewniającą producentom odbiór minimalnych ilości kupowanego gazu przez odbiorców. Ilość gazu objęta tą klauzulą powinna zapewnić producentom oraz firmom zajmującym się przesyłem gazu co najmniej zwrot kosztów inwestycji niezbędnych dla zapewnienia ciągłości dostaw do UE. Reszta gazu mogłaby być sprzedawana w ramach tzw. „spot gas trading”. Takie reguły wprowadziłyby zasady konkurencji przy imporcie gazu do Unii.

Kolejne działania w ramach bilateralnej współpracy dotyczą bezpieczeństwa energetycznych sieci przesyłowych, wspólnej oceny rynków ropy naftowej oraz współpracy technologicznej w dziedzinie materiałów nuklearnych. W 2003 r. w ramach bezpieczeństwa sieci przesyłowych planowana jest pomoc techniczna, ukierunkowana na wspólną ocenę potrzeb modernizacji sieci przesyłowych. UE zamierza współpracować z Rosją w zakresie monitorowania rynków ropy naftowej oraz uregulowania zasad handlu materiałami nuklearnymi zgodnie z prawem unijnym. W listopadzie 2002 r. otwarty został w Moskwie Ośrodek Technologii Energetycznych UE-Rosja, który służyć ma wymianie informacji, współpracy oraz szkoleniom.

Stan gotowości strony rosyjskiej do Dialogu Energetycznego

Z dotychczasowych rozmów w ramach Dialogu Energetycznego wynika, że strona rosyjska chciałaby, aby zawarte dotąd umowy zachowały swoją moc, dotyczy to

6) EU Energy Policy and Future European Energy Markets: Consequences for the Central and East European States Nr 42/2002 – Margarita M. Balmaceda.

w szczególności długoterminowych kontraktów gazowych. Drugim jej priorytetem jest zdobycie środków finansowych na inwestycje, zwłaszcza w infrastrukturę przesyłową. Rosja nie dopuszcza jak dotąd, możliwości wejścia na szerszą skalę inwestorów zagranicznych do jej sektora gazowego, ani w dziedzinie wydobycia gazu, ani jego transportu.

Potwierzeniem takiej strategii jest brak zgody Rosji na ratyfikację wspomnianego już Traktatu Karty Energetycznej, nie zgadza się – w negocjacjach Protokołu Tranzytowego – na rynkowe zasady tranzytu.⁷⁾ W tej sprawie przedmiotem sporu jest prawo dostępu do sieci w przypadkach niewystarczającej zdolności przesyłowej. Zdaniem strony rosyjskiej pierwszeństwo ma firma, która wcześniej miała dostęp, zdaniem Komisji Europejskiej – firma, która najwięcej za tranzyt zapłaci.

Komisja Europejska zdaje sobie sprawę z tego, że Rosja nie ma wyboru i musi eksportować gaz do UE. Wydaje się, że w negocjacjach strona unijna reprezentuje zbyt pasywną postawę. Unia obawia się o bezpieczeństwo dostaw, a to skutkuje zbyt małym naciskiem na stronę rosyjską np. w kwestii ratyfikacji Traktatu. Problemem jest również fakt, że w odróżnieniu od innych rosyjskich przedsiębiorstw naftowych, które przeszły proces restrukturyzacji i prywatyzacji oraz osiągnęły podstawowe standardy transparentności, Gazprom pozostaje koncernem nie w pełni przygotowanym do wymogów współpracy z inwestorami zachodnimi, np. nie zostały w nim wydzielone sfery wydobycia, transportu i dystrybucji. Z drugiej strony, bez inwestorów z UE, Rosja nie będzie w stanie sfinansować utrzymania i rozbudowy swojej infrastruktury związanej z produkcją i przesyłem gazu. Zdaniem Komisji, Rosja powinna zgodzić się na wprowadzenie porozumień dotyczących zasad podziału kwoty wydobycia gazu ziemnego, z możliwością jego eksportu na zasadach bezcłowych. Nowe reguły usunęłyby niektóre z przeszkód, które uniemożliwiają zaangażowanie się inwestorów zagranicznych w duże projekty w rosyjskim sektorze gazowym.

Rosja uzyskała już od UE polityczne uznanie swej gospodarki za rynkową oraz oczekuje wsparcia na rzecz jej przyjęcia do WTO na szczególnych zasadach, tj. przy wybiórczym uwzględnieniu norm prawnych WTO. W szczególności chodzi tu o stosowany w Rosji system cen dla wewnętrznych odbiorców nośników energii, niższych od cen na rynkach światowych. Dla WTO jest to niedozwolone wspieranie konkurencyjności rosyjskich przedsiębiorstw, dla strony rosyjskiej jest to niezbędne dla utrzymania ich „przy życiu”.

7) Proces negocjacyjny Protokołu Tranzytowego jest nadal kontynuowany. Przygotowany przez Sekretariat Karty Energetycznej kompromisowy tekst protokołu został wstępnie zaakceptowany przez Konferencję Karty Energetycznej w grudniu 2002 r. Pozostały trzy nie rozwiązane kwestie: tzw. prawo pierwszej odmowy dostępu do sieci, klauzula dotycząca regionalnych organizacji ekonomicznych oraz dot. ustalania taryf tranzytowych.

Kraje Europy Środkowo-Wschodniej a dialog UE-Rosja

Kraje Europy Środkowo-Wschodniej są ogromnie zainteresowane postępami prac w ramach Dialogu Energetycznego UE-Rosja. Niestety, kraje kandydujące do UE są praktycznie wyłączone z tego procesu, mogą być jedynie okresowo informowane o jego ustaleniach. Na uwagę zasługuje fakt, iż strona rosyjska (Gazprom) jest wciąż znaczącym graczem na tym rynku. Rosyjski koncern chce wykorzystać okres negocjacji do zajęcia jak najlepszej pozycji w państwach kandydackich. Jego działanie w tym regionie grozi nadmierną koncentracją na rynku gazu, bowiem Gazprom chce się zajmować również przesyłaniem i dystrybucją. Przykładem takiego działania są trzy kraje nadbałtyckie, gdzie Gazprom uczestniczył, bądź uczestniczy, w prywatyzacji państwowych przedsiębiorstw sektora gazowego. Gazprom wziął też udział w prywatyzacji słowackiego przedsiębiorstwa SPP, będącego monopolistą na rynku gazowym w tym kraju, który posiada główną linię przesyłu gazu rosyjskiego do Europy Zachodniej i Południowej. Rosyjski koncern uzyskał też pełną kontrolę nad bułgarskim przedsiębiorstwem Topenergo, zajmującym się handlem i przesyłem gazu oraz zdominował ukraiński system przesyłu gazu.

Kontynuowanie dialogu UE-Rosja

Kontynuowanie dialogu UE-Rosja w perspektywie długookresowej jest konieczne. Rosja jest na tyle ważnym partnerem dla UE, że trudno sobie wyobrazić, aby ten dialog uległ znaczącemu zahamowaniu. Rosja jest już nie tylko producentem i eksporterem gazu, lecz także ważnym krajem tranzytowym dla gazu z Azji Centralnej. Rosja dostrzega problem wyczerpywania się jej dotychczasowych głównych źródeł. Dlatego też stara się kupować gaz po niższej cenie np. z Turkmenistanu, dla zaspokojenia wewnętrznych potrzeb, a swój gaz, po wyższej cenie, eksportuje na rynek UE. Można się spodziewać, że w przyszłości zjawiskiem o coraz większym znaczeniu będzie reeksport przez Rosję gazu kupowanego w Azji Centralnej. Taka praktyka będzie niekorzystna z punktu widzenia UE. Po pierwsze, dyskryminowałaby kraje Azji Centralnej i uzależniałaby je gospodarczo, a także politycznie od Rosji, a po drugie – doprowadziłaby do monopolizacji dostaw gazu do Unii przez Rosję, co mogłoby wpływać na cenę surowca w Unii Europejskiej. Dlatego też jakże ważny wydaje się być nacisk na Rosję, aby zgodziła się na stosowanie zasad swobodnego tranzytu, opracowanych w ramach Protokołu Tranzytowego wspomnianej Karty Energetycznej.



Autor jest pracownikiem Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

CZY I W JAKI SPOSÓB ENERGETYKA MOŻE POMÓC SŁABYM ODBIORCOM?

Ewa Spychalska

Prace nad zmianami ustroju politycznego i gospodarczego państwa trwają od 1989 roku. Są one wypadkową pracy kolejnych kadencji parlamentu, rządu, ekspertów. W dniu 28 stycznia br. Rada Ministrów przyjęła „Program Realizacji Polityki Właścielskiej Ministra Skarbu Państwa w Odniesieniu do Sektora Elektroenergetycznego”. Problemy związane z tym tematem zawsze wzbudzały wątpliwości i podnosiły temperaturę polityków, parlamentarzystów, samorządowców, a przede wszystkim załóg zakładów pracy.

Aktywnie przebiegają spotkania Komisji Trójstronnej ds. Energetyki. Analizie poddawane są kolejne dokumenty

i ich wersje. Strony dialogu społecznego starają się zabezpieczyć swoje prawa, w tym tzw. prawa nabyte. Strona związkowa szuka w dokumentach zagrożeń, w dyskusji zaś zabezpieczeń. Podkreśla problem utrzymania zatrudnienia, płacy, świadczeń. Trwają prace podzespołu ds. „taryf pracowniczych”, inaczej mówiąc, deputatu nieodpłatnej energii z tytułu pracy w sektorze energetycznym. Wynika on z prawa ustanowionego w „Ponad Zakładowym Układzie Zbiorowym Pracy” (wraz z załącznikami) z 1994 roku. Idea zawarta w załączniku nr 6 „taryfy pracowniczej” to pomoc pracownikom, emerytom, renciście, wdowom i sierotom po byłych pracownikach ener-

Tabela 1. Roczne stawki bonifikat dla spółek dystrybucyjnych

Lp	Spółka dystrybucyjna	Roczna stawka bonifikat [w zł]
1	STOEN Stołeczny Zakład Energetyczny S.A.	3 849 180
2	Zakład Energetyczny Warszawa-Teren S.A.	4 879 260
3	Łódzki Zakład Energetyczny S.A.	5 181 048
4	Zakład Energetyczny Łódź-Teren S.A.	5 085 396
5	Zakład Energetyczny Płock S.A.	1 539 360
6	Zakład Energetyczny Białystok S.A.	2 177 436
7	Lubelskie Zakłady Energetyczne LUBZEL S.A.	2 017 392
8	Zamojska Kompania Energetyczna S.A.	1 520 196
9	Rzeszowski Zakład Energetyczny S.A.	5 084 472
10	Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego S.A.	5 724 840
11	Zakład Energetyczny Częstochowa S.A.	1 812 672
12	Beskidzka Energetyka S.A.	2 653 572
13	Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny S.A.	8 965 428
14	Będziński Zakład Elektroenergetyczny S.A.	5 559 000
15	Zakład Energetyczny Opole S.A.	2 663 412
16	Zakład Energetyczny Kraków S.A.	4 931 016
17	Zakład Energetyczny Tarnów S.A.	1 456 116
18	Energetyka Kaliska S.A.	4 999 704
19	Zakład Energetyczny Gorzów S.A.	1 176 492
20	Zakład Energetyczny Jelenia Góra S.A.	2 950 200
21	Zakład Energetyczny Wrocław S.A.	3 947 556
22	Energetyka Poznańska S.A.	4 674 744
23	Energetyka Szczecińska S.A.	3 296 340
24	Zakład Energetyczny Wałbrzych S.A.	1 112 640
25	Zielonogórskie Zakłady Energetyczne S.A.	1 153 788
26	Zakład Energetyczny Legnica S.A.	790 416
27	Elbląskie Zakłady Energetyczne S.A.	940 356
28	Zakład Energetyczny Toruń S.A.	1 561 188
29	Zakład Energetyczny Bydgoszcz S.A.	2 670 492
30	Zakład Energetyczny Słupsk S.A.	697 476
31	ENERGA Gdańska Kompania Energetyczna S.A.	3 435 588
32	Zakład Energetyczny S.A. w Olsztynie	734 208
33	Zakład Energetyczny Koszalin S.A.	760 884
	OGÓLEM KRAJ	100 001 868

getyki. Strony dialogu społecznego, tzn. rząd, pracodawcy i związkowcy, szukają rozwiązań dla utrzymania świadczenia, ponieważ dotąd, w ocenie pracowników energetyki, stanowiły one koszt uzasadniony, który obecnie jest kwestionowany. Koszt takiej rocznej operacji wynosi **100 001 868 zł**. Czy jednak w dobie poważnych trudności obywateli w skali makro, pomoc kierowana jest do grupy najbardziej potrzebujących? Tabela 1 przedstawia roczne stawki bonifikat dla każdej spółki dystrybucyjnej.

Statystyka pomocy społecznej „krzyczą”...

Corocznie, podczas prac nad budżetem państwa, odbywają się trudne dyskusje m.in. na temat kwot ze środków budżetowych, jakie powinny być przeznaczone na pomoc społeczną dla obywateli. Z roku na rok, w dobie zmian wymagających urynkwienia wielu dziedzin życia, potrzebujących jest coraz więcej. Wśród nich są rodziny o niskich dochodach, emeryci, renciści, bezrobotni, dzieci, starcy, środowiska trudne społecznie. Wiele rodzin pozbawionych zostało, nie z własnej winy, ciągłości dochodów, co następnie generuje ogromne, nawarstwiający się problemy, będące wielokrotnie przyczyną ludzkich tragedii. Staramy się nie być wobec nich obojętni – uruchamiamy pomoc państwa, samorządu, środowiska, czasem sami włączamy się w pomoc sąsiedzką.

Poniższe dane obrazujące skalę pomocy państwa pochodzą z ostatniej pełnej statystyki Ministerstwa Pracy i Polityki Społecznej za 1999 rok. Dla pełnego obrazu należy dodać, że Polska jest krajem liczącym blisko 39 mln obywateli.

Pomocą objęto: **16 794 705 osób**
(**4 987 018 rodzin**)

Dodatkowo indywidualnie: **4 682 268 osób**
Łącznie: **21 476 973 osoby**

Powody, dla których udzielana jest pomoc są różnorodne: ubóstwo, sieroctwo, bezdomność, potrzeba ochrony macierzyństwa, bezrobocie, niepełnosprawność, długotrwała choroba, bezradność w sprawach opiekuńczo-wychowawczych i prowadzeniu gospodarstwa domowego, alkoholizm, narkomania, trudność w dostosowaniu po opuszczeniu zakładu karnego, klęska żywiołowa i ekologiczna.

Pomoc udzielana jest ze środków budżetowych pochodzących wprost z naszych podatków. Kierowana jest w różnych formach: rent socjalnych, zasiłków (stałych, okresowych, wyrównawczych, celowych), dodatków, pomocy pieniężnej, pomocy mieszkaniowej. Kryteria jej

udzielania są ustawowo określone, jednak nie mają one nic wspólnego z minimum socjalnym czy koszykiem potrzeb.

Statystyka nie jest pełna i jednoznaczna. Daleko nam do standardów europejskich. Słabo działa wywiad społeczny, wielu ludzi wstydzi się swego ubóstwa, ma nadzieję, że jest to tymczasowa sytuacja. Ludzi często paraliżuje strach na myśl o nieopłaconych rachunkach, w wielu domach dyskutuje się i kalkuluje, które rachunki nie mogą „czekać”, bo skutki ich nieuregulowania mogą okazać się fatalne. Odcięcie telefonu, prądu, kablówki, internetu, windykacja banku, komornik stukający do drzwi – sytuacje takie nie są rzadkością i dotyczą wielu rodzin.

Zdarzają się jednak i takie przypadki, że trafiające do urzędu osoby, którym pomoc została udzielona, nadużywają tej formy wsparcia społecznego, uznają ją jako sposób na życie. Czy takie zachowania można wyeliminować?

A jakie mamy dochody i które z nich są gwarantowane? Informacje te zamieszczone są w tabeli 2. Dane pochodzą ze statystyki za rok 2001 Ministerstwa Pracy i Polityki Społecznej. Problem jest nam znany, strony społeczne prowadzą dialog – mówimy o pomocy, czy jednak skierowanej do najbardziej potrzebujących? Rozważania energetyków ciągle trwają...

Jak słabym pomagają inni?

Zaznaczyć należy, że środowisko energetyków nie było i nie jest obojętne na potrzeby innych ludzi. Na co dzień spotykamy się z problemem nieopłaconej energii. Trudno jest przelamać stereotyp, że energia nie jest „dobrem”, a jedynie towarem, jak wiele innych. Za towar trzeba płacić, prawo jest nieublagane, ale...

Warto wiedzieć, jak inni pomagają słabym grupom odbiorców, jak zorganizowana jest pomoc. Mimo trwającej kampanii informacyjnej o Unii Europejskiej trudno jest dotrzeć do wzorców. Dlatego też prezentujemy poniższe dane, zaczerpnięte z materiałów uzyskanych z Council of European Energy Regulators.

W rozprawie wstępnej dla Konferencji „Energia dla obywateli a zatrudnienie”, napisanej na podstawie badań przeprowadzonych w oparciu o publikacje specjalistyczne, znajdują się interesujące informacje dotyczące projektu *Dyrektywy 2* w sprawie liberalizacji rynku gazu i energii. Wskazuje się na konsekwencje liberalizacji rynków, na ekonomiczne, społeczne i środowiskowe implikacje rozwoju, na warunki konieczne, by otworzyć dostęp energii wszystkim obywatelom, a w szczególności tym, którzy są

Tabela 2.

Płace	średnia krajowa	2 025,24
	w budżetówce	1 720,12
	w sektorze przedsiębiorstw	2 131,39
	w sektorze wytwarzania energii elektrycznej	3 970,00
	w sektorze dystrybucji energii elektrycznej	2 859,00
	minimalna płaca	800,00
	minimalna emerytura, renta	532,91
	minimalna renta z tytułu niezdolności do pracy	409,92

społecznie wykluczeni. Komisja pracująca nad dokumentem stwierdziła między innymi: „taryfy za dostęp do sieci są nadmierne i stanowią przeszkodę dla konkurencji, poważna siła istniejących firm produkcyjnych oznacza, że nowi uczestnicy rynku mogą stać w obliczu wysokich opłat, nie publikowanie taryf z wyprzedzeniem tworzy klimat niepewności, brak wyodrębnienia składników może spowodować, że struktury taryf będą niejasne i mogą powodować wzajemne subsydiowanie”. W dokumencie występują określenia tzw. obsługi publicznej i uniwersalnej. Są one ściśle powiązane z wolnym rynkiem.

Obsługa publiczna dotyczy gwarancji dostawy energii elektrycznej wszystkim odbiorcom, także tym słabym, a energetyka (jako branża) zakwalifikowana jest jako instytucja użyteczności publicznej. Obsługa uniwersalna zaś oznacza, że dostawcy, którzy posiadają licencję, zobowiązani są do dostarczenia energii wszystkim osobom, bez względu na ich miejsce zamieszkania. Oznacza to obowiązek posiadania awaryjnej rezerwy przez operatora systemu przesyłowego, np. na okoliczność bankructwa dostawcy oraz konieczność uśredniania cen transportu i kompensatę dla dystrybucji z uwagi na różnice taryf przy dużej liczbie dostawców.

Pomoc słabym odbiorcom polega na:

1. stosowaniu systemu ochrony socjalnej na pokrycie kosztów energii elektrycznej (Austria, Niemcy, Holandia, Kraje Skandynawskie),
2. stosowaniu przez dostawców specjalnych „przywilejów”:
 - inne, niższe stawki dla odbiorców o niskich dochodach (Belgia, Francja, Irlandia, Portugalia, Hiszpania),
 - ograniczenie odcięcia dostaw energii, spłata ratalna zadłużenia (Belgia, Francja, Wielka Brytania),
 - system podtrzymania energii w porozumieniu z opieką społeczną, zaopatrzenie od 1000 do 3000 kWh (Francja),
 - przedpłaty za energię pozwalające na planowanie wydatków (Wielka Brytania, Belgia),
 - w USA na koszt dostawcy, dla wszystkich gospodarstw, doprowadzona jest energia na ogrzanie i oświetlenie jednego pomieszczenia, funkcjonowanie lodówki, telewizora i ugotowanie jednego ciepłego posiłku.

W jaki sposób już pomagamy, co możemy jeszcze zrobić?

W każdej branży – na jej odbiór przez społeczeństwo pracują ludzie, będący członkami tego samego społeczeństwa. Najbliższymi problemami najuboższych są ci, którzy mają bezpośredni kontakt z odbiorcą, czyli m.in. inkasent, kasjer, pracownik zakładu energetycznego. Ważne jest indywidualne podejście do osoby zgłaszającej się z problemem, dobra i rzetelna informacja, a także życzliwość, której nigdy za wiele.

Opracowano różne formy pomocy: wprowadzono liczniki przedpłatowe (ale jak sygnalizują pracownicy, ulepszenia wymagają stosowane do nich karty, tzw. karty chipowe), wprowadzono możliwość założenia ogranicznika

na licznik oraz ratalne formy płatności. Koszt tych przedsięwzięć ponoszą zakłady energetyczne.

Energia jest towarem, warto więc wykształcić nawyk samokontroli. Czy umiemy czytać faktury? Szacowane zużycie można kontrolować, porównując dane na fakturze z odczytem licznika – nie zaskoczy nas wtedy kwota wyrównania. Prośmy o pomoc inkasenta lub pracownika zakładu energetycznego zawsze wtedy, gdy mamy trudności. Nie bójmy się pytać, jak unikać ewentualnych problemów, próbujmy ustalać raty zaległych płatności, ograniczajmy odbiór energii elektrycznej.

Zadłużenia płatności za energię np. w STOEN w Warszawie wzrosły o 30%; do 5% wzrósł natomiast odsetek biednych odbiorców. Wielu z nich nie jest objętych pomocą społeczną, choć można zaobserwować, że gro z tych, którzy ją otrzymują, nie zawsze znajduje się tak naprawdę w bardzo trudnej sytuacji.

Czy opieka społeczna zwraca na takie przypadki uwagę, czy otrzymuje sygnały o tych, którym pomoc winna być udzielona? Wśród rozwiązań, jakie posiadamy, jest także przepis ustawowy – rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 grudnia 2000 r. w sprawie szczególnych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną, zwane rozporządzeniem taryfowym (Dz. U. z 2000 r. Nr 1, poz. 7). Szczególnie istotny jest paragraf 8 pkt 4, który mówi, że poziom uzasadnionych kosztów, ponoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, „może uwzględniać wyodrębnioną grupę odbiorców taryfowych zużywających rocznie mniej niż 1000 kWh energii elektrycznej, dla których mogą być kalkulowane jednoskładnikowe stawki opłat za dostarczoną energię elektryczną”. Początkowo z przepisu tego korzystali działkowicze, użytkownicy garaży, potem przepis stał się martwy. Dlaczego? Przecież można by stosować go do gospodarstw ubogich, a może ilość kWh należy zwiększyć, zmienić rozporządzenie pod kątem pomocy ludziom w trudnej sytuacji? Może tak jak we Francji podnieść tę wielkość do 3000 kWh?

Przy dotychczasowej ilości pomoc była iluzoryczna, przepis obumarł. To jeden z mechanizmów pomocowych. Jakie mogą być inne? Czy metody, jakie stosujemy są wystarczające? Wiemy, że nie. Co możemy zrobić i w jaki sposób, by system był czytelny i do zaakceptowania przez wszystkie zainteresowane strony? Przykład francuski byłby najbliższy naszym potrzebom. Wiele zależy od naszej dobrej woli i inicjatywy.

Trwa dialog społeczny. O tym, że pomoc jest nieodzowna, nikogo nie trzeba przekonywać. Udostępnimy łamy Biuletynu URE dla wszystkich, którzy chcieliby zabrać głos w dyskusji na ten temat. Każdy głos jest ważny, każdy pomysł wart rozważenia.



Autorka jest doradcą Prezesa URE

ELEKTRONICZNY KANTOR ENERGII

Jarek Astramowicz

Rynek dobowo-godzinowy w Polsce

Uruchomienie przez PSE S.A. we wrześniu 2001 roku dobowo-godzinowego Rynku Bilansującego było krokiem milowym na drodze rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce. Do tego czasu ryzyka zmienności zapotrzebowania odbiorców i dyspozycyjności wytwórców nie mogły być w żaden prawidłowy sposób odzwierciedlone w cenach energii. Powiązanie po raz pierwszy, poprzez mechanizm Rynku Bilansującego, ceny energii elektrycznej z ryzykiem rynku otwiera drogę dla działania firm handlowych, które nie tylko aktywnie pośredniczą w zawieraniu transakcji ale także, co jest o wiele istotniejsze, przejmują na siebie część ryzyka rynku. Działalność takich firm nie sprowadza się już tylko do prostego obrotu energią, lecz zawiera w sobie również elementy procesu zarządzaniem ryzykiem.

W chwili obecnej na rynku dobowo-godzinowym w Polsce istnieje kilka możliwości dopasowania zakupów do bieżącego zapotrzebowania. Są to:

- handel telefoniczny („spot”),
- elektroniczne platformy obrotu,
- Giełda Energii,
- Rynek Bilansujący.

Telefoniczne zawieranie transakcji na dobę lub dwie do przodu, przeważnie na wybrane godziny doby, jest dobrze rozwiniętą formą handlu odbywającego się głównie pomiędzy spółkami dystrybucyjnymi. Potocznie handel ten nazywany jest rynkiem telefonicznym „spot”. Spółki na podstawie umów ramowych zawierają transakcje, w wyniku których dopasowują swoje wcześniejsze długoterminowe zakupy do bieżących zmian w zapotrzebowaniu. Transakcje te są zawierane w godzinach popołudniowych na dwa dni do przodu, lub wcześniej rano na dzień do przodu. Liczba firm, które uczestniczą w takim handlu telefonicznym, jest ograniczona do kilku w ramach współpracującej ze sobą grupy. Oprócz ograniczeń liczby partnerów, handel telefoniczny jest także obciążony ryzykiem, że transakcje nie zostaną zawarte w ostatniej chwili. Pomimo znaczącego wolumenu obrotu taka forma handlu nie jest najefektywniejszą metodą zawierania transakcji.

Istniejące elektroniczne platformy obrotu nie mają wad rynku telefonicznego wynikających z ograniczonej liczby uczestników, ale niestety są o wiele mniej elastyczne cenowo. Nie ma tu możliwości prowadzenia bezpośrednich negocjacji ceny. Tak naprawdę platformy te pełnią rolę „tablic ogłoszeń”. Wynika to z faktu, że właściciel lub firma prowadząca taką platformę nie jest stroną transakcji i nie bierze na siebie jakiegokolwiek ryzyka zawieranych poprzez platformę transakcji. Z tego

powodu wynika też często konieczność stosowania dość złożonych mechanizmów zabezpieczeń finansowych, wymaganych od uczestników obrotu jako gwarancji prawidłowych i terminowych rozliczeń finansowych. Pomimo to, takie elektroniczne „tablice ogłoszeń” pełnią bardzo ważną rolę na konkurencyjnym rynku energii. Oprócz udostępniania następnej, możliwej formy prowadzenia handlu, są one także cennym źródłem informacji cenowych dla wszystkich uczestników rynku.

Giełda Energii, po problemach z płynnością występujących w pierwszych latach jej działania, powoli zaczyna zwiększać wolumen obrotów, jakkolwiek nadal największe obroty na giełdzie wynikają z transakcji zawieranych tylko przez niektórych jej akcjonariuszy. Dalsza poprawa płynności na Giełdzie oraz zagwarantowanie przez Giełdę ciągłości notowań i zawartych transakcji (chodzi tu o wyeliminowanie takich zdarzeń jak unieważnienie całej sesji handlowej w październiku ubiegłego roku) powinny z czasem przyczynić się do powstania wiarygodnego indeksu cenowego, w oparciu o który można byłoby myśleć o rozwinięciu handlu na rynku kontraktów terminowych. Wcześniejsze próby wprowadzenia przez Giełdę notowań kontraktów „futures”, bez płynnego i wiarygodnego cenowego indeksu podstawowego, były raczej nieporozumieniem skazanym z góry na niepowodzenie. Giełda także, podobnie jak elektroniczne „tablice ogłoszeń”, nie bierze na siebie żadnego ryzyka związanego z obrotem, a zatem również wymaga spełnienia rozbudowanych mechanizmów zabezpieczeń finansowych od swych uczestników przed dopuszczeniem ich do obrotu. Zysk Giełdy generowany jest w wyniku stosowania nadal relatywnie wysokich prowizji od obrotu oraz pobierania opłat rocznych za uczestnictwo.

Na koniec dochodzimy do Rynku Bilansującego, którego działanie, na skutek znaczącego rozwidlenia cen zakupu i sprzedaży energii, porównać można do walca drogowego lub gilotyny cenowej. Bez niego jednak rynek energii w Polsce nie byłby prawdziwym rynkiem zachowującym warunki konkurencji, gdyż nie przenosiłby na jego uczestników – w sposób prawidłowy – prawdziwych kosztów likwidacji niezbilansowania.

Mechanizm Rynku Bilansującego od samego początku budził wiele emocji i prawdopodobnie każdy uczestnik handlu mógłby wytknąć jakąś jego słabą stronę. Na przykład z naszego punktu widzenia, czyli niezależnej firmy obrotu energią, nie możemy się doczekać chwili, kiedy firmy posiadające koncesję na obrót energią będą dopuszczone do handlu na Giełdzie oraz będą mogły prowadzić handel pomiędzy sobą, a co za tym idzie – kiedy będą mogły grafikować niezbilansowane pozycje. Zapewne już sama zmiana nazwy z Rynku Bilansującego na „system rozliczeniowo-bilan-

sujący”, czym system ten tak naprawdę jest, zlikwidowałyby wiele kontrowersji i nieporozumień panujących wokół Rynku Bilansującego.

Podsumowując wszystkie wyżej opisane formy prowadzenia handlu energią, trudno w pierwszej chwili znaleźć miejsce na jeszcze jedną. Po wnikliwej analizie rynku oraz dostępnych narzędzi, zdecydowaliśmy się na uruchomienie **Elektronicznego Kantoru Energii** w celu stworzenia zupełnie nowej formy prowadzenia handlu energią, która z jednej strony pozbawiona będzie wad i ograniczeń handlu telefonicznego „spot”, istniejących elektronicznych platform obrotu oraz Gieldy, a z drugiej strony będzie jednocześnie uzupełnieniem już istniejących. Po wielu rozmowach z uczestnikami rynku doszliśmy do przekonania, iż ta nowa forma handlu, aby być konkurencyjną i jednocześnie wypełniać pewną lukę w rynku, powinna posiadać następujące cechy:

- prostota obsługi i zawierania transakcji,
- bezpieczeństwo finansowe bez rozbudowanego mechanizmu gwarancji,
- brak jakichkolwiek opłat i tania eksploatacja systemu (żadnych opłat stałych za uczestnictwo, kosztów zakupu oprogramowania lub sprzętu, żadnych prowizji transakcyjnych),
- ciągły dostęp (ciągłość notowań w trakcie sesji handlowych i gwarancja realizacji zawartych transakcji),
- duża elastyczność.

Po wielu miesiącach prac naszego zespołu handlowego oraz zewnętrznych firm informatycznych (w tym wykonawcy oprogramowania – Transition Technologies S.A.) i kancelarii prawnych stworzyliśmy **Elektroniczny Kantor Energii**.

Miejsce Kantoru Energii na rynku energii w Polsce

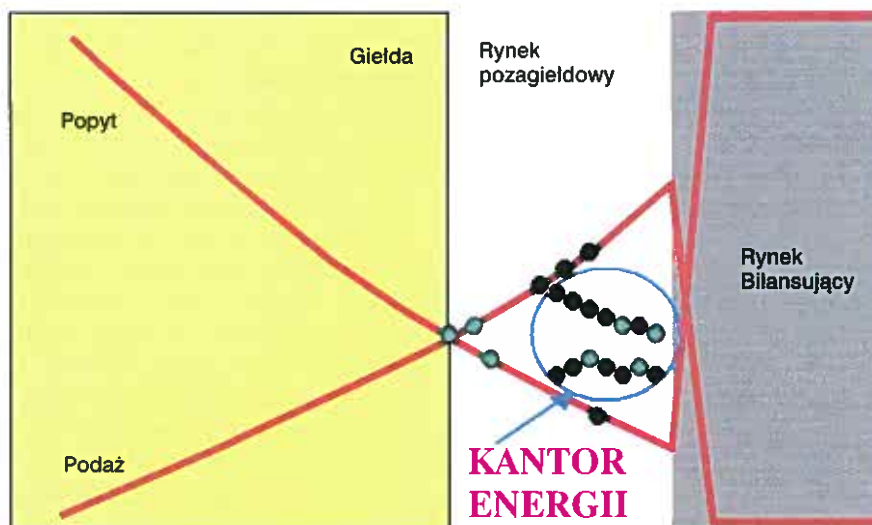
Zgodnie z jednym z naszych założeń, nowy system handlowy powinien być uzupełnieniem już dostępnych na

rynku narzędzi lub wypełnieniem niszy rynkowej. Przedstawmy zatem rynek jako krzywą cenową popytu i podaży (rys. 1). Wszyscy ci uczestnicy rynku, których oferty zakupu lub sprzedaży znajdują się na lewo od punktu przecięcia krzywych cenowych powinni być usatysfakcjonowani. Sprzedający sprzedali po cenie nie niższej, a często nawet po wyższej od oferowanej, a kupujący kupili po cenie nie wyższej, a często nawet po niższej niż oferowali. Swoje transakcje uczestnicy rynku zrealizowali wcześniej poprzez platformy elektroniczne lub transakcje telefoniczne „spot”, a „nie domknięte” pozycje ewentualnie „domykali” na giełdzie. Wszyscy nieusatysfakcjonowani, tzn. ci, których oferty pozostały niezrealizowane, znajdują się teraz po prawej stronie punktu przecięcia krzywej popytu i podaży. Zamieścili oni swoje oferty na „tablicy ogłoszeń” i czekają, czasami lekko poprawiając swoje ceny. Inni uczestnicy rynku przeglądający „tablicę ogłoszeń” czasem natrafiają na całkowicie puste pola godzin, na które brak jest jakichkolwiek ofert.

Fakt ten podkreśla kwestię bardzo istotną dla konkurencyjnego rynku energii – otóż oferta cenowa nie jest równoznaczna z ceną rynkową dla danej chwili, ponieważ przedstawia ona tylko wymaganie cenowe danego uczestnika, a nie cenę transakcyjną.

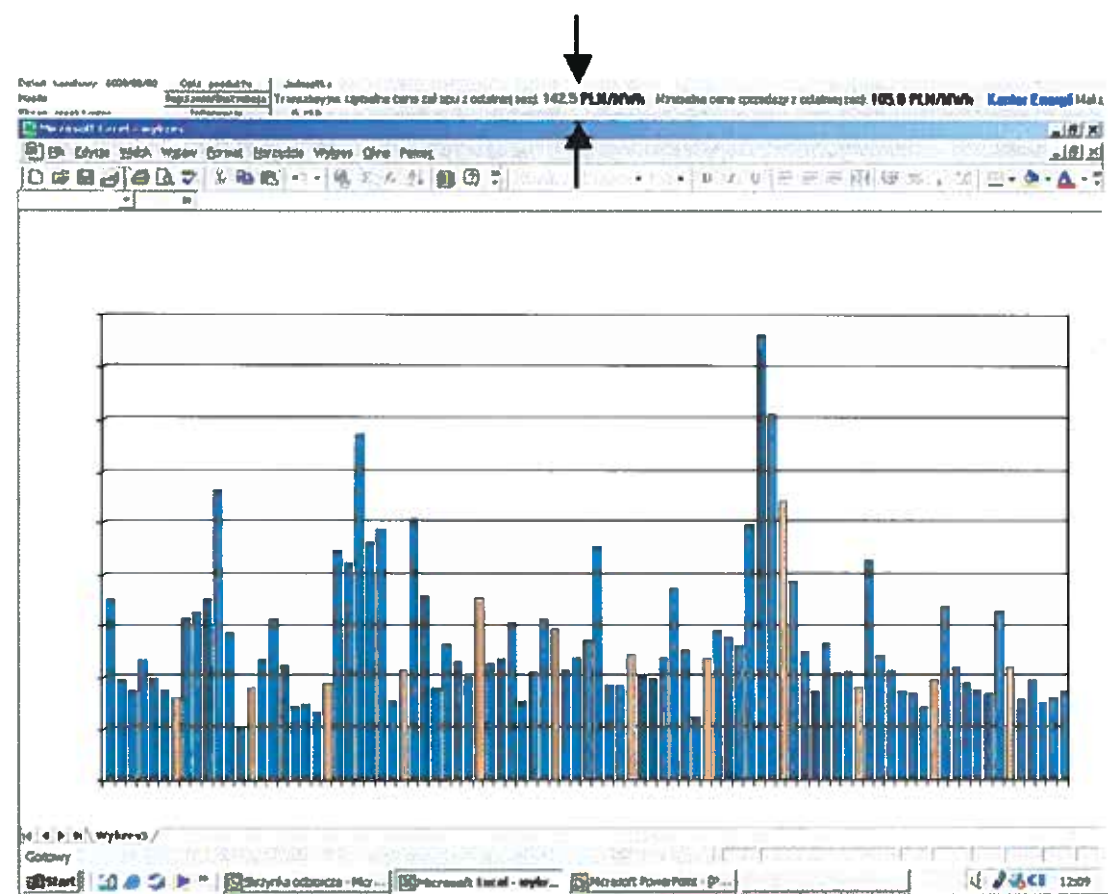
W jaki więc sposób w rynek ten wpisuje się Kantor Energii i jaką niszę wypełnia?

Kantor w sposób ciągły pokazuje ofertę cenową sprzedaży i kupna energii dla wszystkich 24-ech godzin doby „dnia następnego”, nie pozostawiając żadnych „pustych” godzin bez oferty cenowej. Ceny zmieniają się w sposób ciągły (ciągłość zmian cen oznacza tu np. zmianę ceny co kilkadziesiąt sekund lub co minutę) odpowiadając na reakcje uczestników. Po uruchomieniu sesji ceny sprzedaży przez EnTra mają tendencję malejącą, a ceny zakupu rosnącą, do chwili aż będą na tyle atrakcyjne by zawarta została transakcja. Po zawarciu pierwszej transakcji na daną godzinę, oferty cenowe zakupu i sprzedaży oscylują wokół ceny transakcyjnej z ostatniej transakcji, starając się doprowadzić do



Rys. 1. Miejsce Kantoru Energii na rynku

Rys. 2. Miejsce paska Kantoru Energii na ekranie monitora komputerowego (pasek nie zakrywa innych aplikacji)



zawarcia kolejnej transakcji, itd. W rezultacie umożliwia to zawarcie maksymalnej liczby transakcji, z możliwych do zawarcia na daną godzinę. Funkcją celu w algorytmie ustalania cen jest uzyskanie możliwie największej płynności. Oferowane w ten sposób ceny są zatem notowaniami ciągłymi z poziomem zbliżonym do cen rzeczywistego rynku (ceny transakcyjne) na daną chwilę. System aktywnych notowań ciągłych w sposób zasadniczy odróżnia Kantor Energii od tabeli ofert. Natomiast główną przewagą w stosunku do zasad funkcjonowania giełdy – oprócz ciągłości notowań – jest to, iż transakcje w Kantorze są zawierane w czasie rzeczywistym po określonych, widocznych na ekranie komputera cenach.

Dodatkowym elementem różniącym Kantor od giełdy, na korzyść Kantoru, jest proces aktywnej animacji rynku (zmian cen w taki sposób, aby możliwe było zawarcie maksymalnej liczby transakcji na daną godzinę), prowadzonej przez cały czas trwania sesji handlowej. Jest to możliwe w wyniku przyjęcia na siebie przez firmę handlową, która jest stroną wszystkich zawieranych w Kantorze transakcji (czyli JAC EnTra), ryzyka rynku czyli ryzyka cenowego i ryzyka niezbalansowania zawartych transakcji. Dzięki temu nie ma też w Kantorze niebezpieczeństwa nieprzyjęcia lub redukcji oferty, co jest stałym elementem ryzyka przy składaniu ofert na giełdzie.

Kantor Energii nie ma na celu i nie zastępuje żadnego z istniejących już na rynku narzędzi do handlu energią, lecz je wszystkie uzupełnia (między innymi poprzez elastyczne dostosowanie godzin trwania sesji handlowych). Filozofią tą odzwierciedla również sposób prezentacji cen Kantoru Energii na ekranach komputerów u jego uczestników. Ceny ofert w Kantorze Energii, zarówno zakupu jak i sprzedaży dla wszystkich godzin doby handlowej, pojawiają się u każdego uczestnika Kantoru na ekranie jego komputera w formie wąskiego paska w górnej części ekranu w taki sposób, aby nie zasłaniać innych aplikacji wyświetlanych w tym samym czasie na ekranie. Równocześnie z obserwacją cen i/lub zawieraniem transakcji w Kantorze Energii, każdy uczestnik może jednocześnie na tym samym ekranie wyświetlać np. strony giełdy, platform handlowych czy też arkusze kalkulacyjne z analizami pokrycia zapotrzebowania (rys. 2).

Jak działa Kantor Energii

Kantor Energii jest to system elektronicznego handlu energią elektryczną, poprzez który uczestnicy handlu mogą w dużym stopniu zredukować swoje koszty rozliczeń na rynku bilansującym. Kantor nie jest pasywną tablicą ogłoszeń – ceny zmieniają się w sposób dynamiczny nadążając za sygnałami popytowymi i podażowymi uczestników. Każdy uczestnik Kantoru w chwili

zawierania transakcji dokładnie wie, ile MWh kupuje lub sprzedaje i po jakiej cenie.

Z technicznego punktu widzenia, handel energią poprzez Kantor Energii wymaga jedynie zainstalowania otrzymanego od JAC EnTra oprogramowania na jednym lub kilku stanowiskach handlowych. Po zainstalowaniu programu aplikacja Kantor Energii pojawia się na ekranie komputera jako wąski pasek w jego górnej części. Jego rozmiary są tak małe, że umożliwiają na bieżąco śledzenie cen oferowanych w Kantorze i jednocześnie np. prowadzenie grafikowania na tym samym stanowisku (rys. 3).

Rys. 3. Pasek handlowy Kantoru Energii

Opisanie handlowe: 0000/0000	Opis produktu	Jednostka	Godziny	1-02	02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	07-08	08-09	09-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16
Identyfikator	Symbol	Transakcyjne	Cena sprzedaży (PLN/MWh)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Strona handlowa		3 MWh																

Połączenie z serwerem Kantoru Energii i wszystkie transakcje odbywają się poprzez łącze Internetowe, co nie wymaga instalacji żadnej specjalnej infrastruktury teleinformatycznej. Ponieważ wszystkie informacje przesyłane poprzez system (np. informacje o transakcjach, hasła dostępu, itp.) powinny być chronione przed dostępem do nich osób niepowołanych, wszystkie połączenia są szyfrowane.

Każda transakcja to zakup lub sprzedaż stałej, z góry określonej ilości energii, zdefiniowanej jako tzw. Jednostka Transakcyjna. Trochę problemów sprawiło nam odpowiednie dobranie początkowej wielkości Jednostki Transakcyjnej. Dla jednych uczestników 1 MWh to za mało, a dla innych 5 MWh to stanowczo za dużo. Ostatecznie na początek zdecydowaliśmy się wybrać 2 MWh jako podstawową jednostkę transakcji. W niedalekiej przyszłości planujemy takie rozszerzenie funkcjonalności Kantoru, które umożliwiłoby dla każdej transakcji wybór ilości MWh – z przedstawionych dla każdej godziny propozycji – na jaką ma zostać zawarta transakcja.

W określonych porach dnia, w trakcie trwania sesji handlowej, Kantor wyświetla cenę sprzedaży i zakupu energii przez JAC EnTra dla wszystkich godzin doby handlowej. Każda cena, jaką wyświetla w danej chwili program, jest ceną po jakiej Uczestnik może zawrzeć transakcję. Ceny w Kantorze zmieniają się w szybkim tempie, aby w każdej chwili nadszła za rynkiem i reagować na każdą zawartą transakcję zgodnie z zadany algorytmem. Nie ma więc możliwości dokonywania tych zmian ręcznie. Niemożliwym więc jest, aby jedna osoba, a nawet cały zespół handlowy był w stanie na bieżąco analizować sytuację na rynku i w sposób ciągły, w czasie rzeczywistym środowiska on-line, dobierać odpowiednią cenę. Wszystko dzieje się więc automatycznie. W tym celu nasz zespół handlowy opracował złożony algorytm, dzięki któremu możliwa jest bieżąca analiza wszystkich ruchów uczestników na rynku, zbieranie danych, a następnie wyznaczanie cen odzwierciedlających aktualną

sytuację na rynku i preferencje uczestników. Opracowanie tego algorytmu, a następnie jego opisanie w formie programu komputerowego i przetestowanie było najdłuższym i najtrudniejszym etapem tworzenia Kantoru Energii.

Zawieranie transakcji poprzez Kantor Energii jest wyjątkowo proste. Jedno kliknięcie za pomocą „myszy” komputera na wyświetloną cenę daje możliwość zawarcia transakcji, która jest natychmiast potwierdzona komunikatem wyświetlonym na ekranie komputera. Wszystko dzieje się w czasie rzeczywistym, nie ma tu żadnego oczekiwania na wyniki realizacji złożonych zleceń. Jesteśmy pewni, że jeszcze nigdy kupowanie i sprzedawanie energii nie było tak szybkie i proste.

Po podpisaniu Umowy o Uczestnictwo w systemie Kantor Energii, każdy Uczestnik otrzymuje indywidualne hasło dostępu, dzięki któremu może rozpocząć aktywny handel poprzez Kantor. Każda transakcja jest standardową umową kupna/sprzedaży określonej liczby MWh zawieraną na podstawie umowy ramowej, jaką jest Umowa o Uczestnictwo. Uczestnik ma dostęp do listy wszystkich zawartych na dany dzień handlowy transakcji, jak również do aktualnej wielkości dostępnego limitu, co jest znacznym ułatwieniem w kontrolowaniu bilansowania swoich pozycji oraz przy dalszym planowaniu transakcji.

Sesje handlowe

Zawieranie transakcji przy pomocy Kantoru Energii jest możliwe w dwóch sesjach handlowych każdego dnia. Funkcjonująca już sesja poranna to handel na dzień do przodu, więc wszystkie zawarte w niej transakcje są zgłaszane do OSP w tym samym dniu. Planowana do uruchomienia w najbliższym czasie sesja popołudniowa to handel na dwa dni do przodu. Sesja ta ma na celu wstępną ocenę sytuacji na rynku na dwie doby do przodu i jest szansą dla uczestników na pierwsze bilansowanie swoich pozycji na ten dzień.

Poranna sesja trwa obecnie od godziny 7:15 do 8:45, lecz czas ten może być zmieniony zgodnie z życzeniami uczestników. Czas prowadzenia sesji jest dopasowywany do wymagań i potrzeb uczestników tak, by mogli oni jak najlepiej i najbezpieczniej zarządzać swoimi pozycjami i aby ułatwić im minimalizację ryzyka ponoszenia kosztów niezbilansowania na rynku bilansującym.

Każda z sesji handlowych kończy się przesłaniem potwierdzeń wszystkich zawartych na dany dzień handlowy transakcji pocztą elektroniczną oraz telefaksem z podpisami osób upoważnionych do zawierania transakcji. Są one podzielone na transakcje kupna i sprzedaży. Potwierdzenia te stanowią podstawę do dokonania późniejszych rozliczeń.

Rozliczenia

Kantor Energii rozlicza się z Uczestnikami w cyklu tygodniowym. Jeden tydzień rozliczeniowy to 7 dni liczonych od poniedziałku (od godziny 00:00) do niedzieli (do godziny 24:00). W każdy wtorek, następujący po zakończeniu tygodnia rozliczeniowego, każda ze stron wystawia fakturę za sprzedaną energię poprzez Kantor Energii w ostatnim okresie rozliczeniowym. Jest to odmienny sposób rozliczania od powszechnie stosowanego na rynku dekadowego systemu rozliczania, który jednak bardziej prawidłowo odzwierciedla krótkoterminowy charakter zawieranych transakcji oraz umożliwia nam odejście od skomplikowanego systemu zabezpieczeń i gwarancji finansowych, wymaganych w innych wypadkach od uczestników rynku.

Limity handlowe

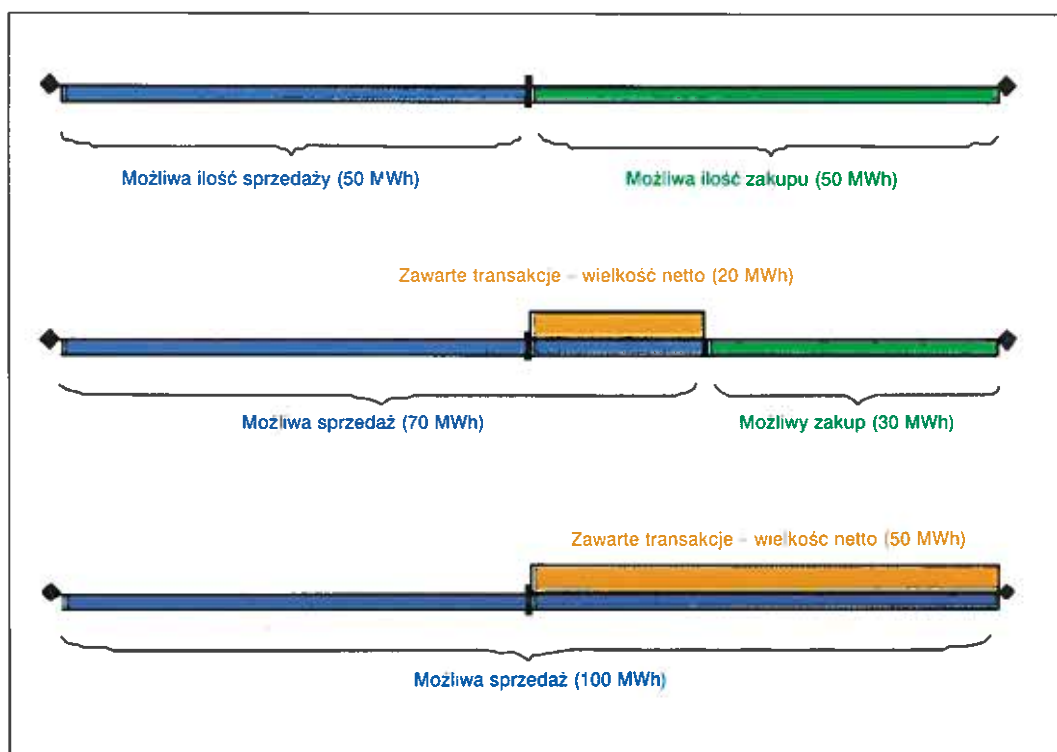
Handel poprzez Kantor Energii odbywa się bez udzielania sobie przez strony wzajemnych zabezpieczeń finansowych. Takie podejście znacznie upraszcza procedurę zawierania Umów o Uczestnictwo i rozliczania transakcji. Jest to również spełnienie przekazanych nam wcześniej oczekiwań wielu użytkowników. Aby strony umowy nie były wystawione na zbyt duże ryzyko, wprowadziliśmy limity handlowe dla każdego z Uczestników. Zastosowaliśmy tu jednak bardzo unikalne rozwiązanie. Otóż limity handlowe nie odnoszą się do sumarycznych wartości transakcji liczonych w złotych, lecz do wielkości pozycji handlowych wyrażonych w MWh. Limit handlowy liczony jest na każdy kolejny tydzień rozliczeniowy jako wartość

bezwzględna różnicy pomiędzy ilością sprzedanej i kupionej energii (rys. 4). Limit np. 50 MWh oznacza, iż użytkownik, który wyłącznie kupuje lub wyłącznie sprzedaje energię, nie może kupić lub sprzedać więcej niż 50 MWh. Wielkość ta, przemnożona przez średnią cenę energii, odpowiada granicznej wielkości ryzyka finansowego Uczestnika czyli – zakładając średnią cenę na poziomie 120 PLN/MWh – całkowita wzajemna ekspozycja ryzyka nie przekracza w naszym przykładzie kwoty 12.000 PLN (6.000 PLN w tygodniu rozliczeniowym plus 6.000 PLN za drugi tydzień jako czas płatności faktury). Jeżeli Uczestnik jednocześnie kupuje i sprzedaje energię, może kupić lub sprzedać znacznie więcej niż 50 MWh pod warunkiem, że dokona również transakcji odwrotnych tak, aby wartość bezwzględna różnicy nie przekraczała 50 MWh. W takim przypadku wielkość wzajemnych zobowiązań stron może znacznie przekroczyć 12.000 PLN, jednak ich niezrównoważenie – jak podano w przykładowych obliczeniach powyżej – nie powinno przekraczać 12.000 PLN. W przypadku, gdy uczestnik przekroczy swój limit handlowy, wtedy może – nie czekając do końca tygodnia rozliczeniowego – dokonać płatności i w ten sposób „wyzerować” swoje konto limitów.

Wielkość początkowa limitów określana jest w Umowie o Uczestnictwo. Może ona być w każdej chwili zmieniona za zgodą stron. Bieżące wykorzystanie limitów jest wyświetlane na ekranie uczestnika każdorazowo po zawarciu transakcji, na liście zawartych w danej sesji handlowej transakcji.

Podsumowując można jednoznacznie stwierdzić, iż

Rys. 4. Limity handlowe



każdy z Uczestników Kantoru Energii w pełni kontroluje swoje ryzyko nie tylko poprzez limit handlowy, lecz również poprzez fakt, iż wielkość zawieranych transakcji – a tym samym ekspozycja ryzyka – zależy wyłącznie od Uczestnika.

W Kantorze Energii, ze względu na to, iż obydwa rodzaje transakcji (kupno i sprzedaż) dokonywane są zawsze z JAC EnTra, mogliśmy wprowadzić wyżej opisany uproszczony model wzajemnych zabezpieczeń.

Bezpieczeństwo zawierania transakcji

Dla zabezpieczenia przesyłu danych pomiędzy JAC EnTra, a Uczestnikami Kantoru Energii, wybrano powszechnie stosowany w sieci Internet protokół SSL, używany między innymi do dokonywania zakupów, przesyłania numerów kart kredytowych czy ochrony stron wirtualnych oddziałów banków. Wykorzystuje on szyfrowanie asymetryczne RSA z użyciem pary kluczy: publicznego i prywatnego, a zawarte w nim algorytmy polegają na tym, że dane zakodowane przy pomocy jednego z kluczy można odczytać tylko przy pomocy drugiego.

Klucz prywatny przechowywany jest na serwerze, a każdy z terminali przechowuje kopię klucza publicznego, co oznacza, że wiadomości zaszyfrowane przez serwer mogą zostać odczytane tylko przez klientów, a zaszyfrowane przez klienta – tylko przez serwer. W szczególności niemożliwe jest odszyfrowanie wiadomości tym samym kluczem, który został użyty do jej zapisania, co oznacza, że nawet osoba posiadająca pełną kopię terminala Uczestnika nie będzie w stanie przechwycić danych przesyłanych pomiędzy terminalami a serwerem.

Dodatkowo w celu zapewnienia bezpieczeństwa zawierania transakcji wprowadzono hasła użytkowników. Aplikacja Kantor Energii może być zainstalowana na kilku komputerach w firmie, która zawarła z JAC EnTra Umowę o Uczestnictwo. Po podpisaniu umowy EnTra przesyła dwa programy oznaczone innymi numerami i z innymi hasłami użytkownika. Hasła początkowe przesyłane są osobno. Prócz haseł użytkownika przesyłamy również, do jednej upoważnionej osoby, hasło administratora przy pomocy którego mogą być zmieniane hasła użytkowników. Dla zawierania transakcji niezbędna jest znajomość haseł użytkowników. Te, poprzez hasło administratora, mogą być zmieniane i udostępniane zgodnie z obowiązującymi w danej firmie procedurami bezpieczeństwa.

Zabezpieczeniem przed przypadkowym zawarciem transakcji jest to, że po „kliknięciu” na cenę wybranej transakcji, istnieje konieczność potwierdzenia woli zawarcia transakcji poprzez drugie „kliknięcie” w oznaczone na ekranie pole. Potwierdzenie to musi nastąpić

w czasie 10 sekund. Po przekroczeniu tego czasu transakcja nie jest uznawana za zawartą.

Dotychczasowe doświadczenia

Przed uruchomieniem Kantoru Energii, w grudniu 2002 r. w biurze JAC EnTra w Warszawie, odbyła się sesja treningowa, na którą zostali zaproszeni przedstawiciele tych spółek dystrybucyjnych, z jakimi wcześniej nawiązaliśmy kontakty handlowe i dla których przeprowadziliśmy demonstracje Kantoru Energii.

Pierwsza komercyjna sesja handlowa miała miejsce w dniu 29.01.2003 r. na dzień handlowy 30.01.2003 r. Trwała ona od godziny 8:00 do 9:30. Pierwsza transakcja została zawarta o godzinie 8:05 przez Beskidzką Energetykę S.A.. Podczas pierwszej sesji zawarto 15 transakcji, a każda kolejna, z dotychczas odbytych, sesja handlowa przynosi kilkudziesięcioprocentowy wzrost obrotów.

Na podstawie pierwszych zebranych doświadczeń dokonaliśmy już kilku zmian w sposobie funkcjonowania Kantoru Energii, np. zmieniliśmy czas porannej sesji handlowej na godziny od 7:15 do 8:45. W najbliższym czasie planujemy też uruchomienie sesji popołudniowej w trakcie której możliwy będzie handel na „dwa dni do przodu”.

Atrakcyjność Kantoru Energii oraz konkurencyjność oferowanych cen i warunków handlu została potwierdzona faktem, że już w pierwszym, pełnym tygodniu jego funkcjonowania z tej formy handlu aktywnie skorzystało 8 uczestników, a kolejni uczestnicy są w przededniu zawarcia umów uczestnictwa w Kantorze. Naszym celem w pierwszym miesiącu działalności handlowej jest to, aby z tej formy handlu energią korzystała co najmniej połowa spółek dystrybucyjnych. Mamy też nadzieję, że docelowo z tej formy handlu energią będą korzystać wszystkie istniejące spółki dystrybucyjne, co pozwoli osiągnąć wysoką płynność, a co za tym idzie, wysoką efektywność procesu animacji rynku energii z korzyścią dla wszystkich Uczestników **Elektronicznego Kantoru Energii**.



*Autor jest Prezesem
JAC EnTra Sp. z o.o.*

„Competition in Energy Markets Law and Regulation in the European Union” Petera Camerona*)

Fundamentalna praca Petera Camerona zawiera całościowy, usystematyzowany wykład poświęcony prawnym aspektom funkcjonowania energetyki w Unii Europejskiej. Nie jest to więc pełny obraz dynamiki zmian w tym sektorze, albowiem czynniki polityczno-ekonomiczne potraktowano marginalnie.

Nie jest to jednak wada dzieła Camerona. 450 stron znakomicie przygotowanego tekstu zawiera pełną wykładnię poglądów autora na rozwój wydarzeń w europejskim sektorze energetycznym od lat powojennych do chwili obecnej, z próbą zarysowania perspektyw na najbliższą przyszłość w odniesieniu do ram prawnych funkcjonowania energetyki.

Proces integracji europejskiej trwający już od ponad pięćdziesięciu lat jest procesem nieodwracalnym. O ile wydaje się oczywistym, iż w latach od drugiej wojny światowej do upadku zintegrowanego systemu socjalistycznego miał on charakter „obronny”, a zjednoczona Europa była „młodszym bratem” w systemie euroatlantyckim, to obecnie zaobserwować można wytłanianie się równoważnej potęgi gospodarczej, chcącej być równoprawnym partnerem wobec potęgi amerykańskiej. Wyzwania globalizacyjne powodują konieczność wykorzystania atutów gospodarki rynkowej działającej w dużej skali, w czym Europa była zdecydowanie opóźniona. Wiele sektorów gospodarki europejskiej znajdowało się w rękach państwa, a polityczny parasol ochronny skutecznie służył przerzucaniu nadmiernych kosztów i skutków nieefektywnego zarządzania na konsumenta i podatnika.

Sektor energetyczny był (a w wielu krajach wciąż jest) najważniejszym elementem składowym sektora gospodarki państwowej. Opisywany przez Camerona przebieg jego reformowania obejmuje dwa zasadnicze etapy:

- tworzenie warunków do rozwoju konkurencji,
- integrację wewnątrz europejską w powiązaniu z rozszerzeniem granic zjednoczonej Europy.

Przedstawiając trwający już ponad pięćdziesiąt lat proces integracji europejskiej w zakresie energetyki, autor jasno identyfikuje grupy interesów przeciwstawiające się powstawaniu ogólnoeuropejskiego konkurencyjnego rynku energetycznego. Zalicza do nich przede wszystkim „opozycję wewnątrzsektorową” (Zarządy przedsiębiorstw, związki zawodowe) oraz „opozycję

pozasektorową” obejmującą ugrupowania polityczne, administrację centralną i lokalną, zainteresowaną w utrzymaniu istniejącego stanu rzeczy. Wydaje się, że powyższe przesłanie ma charakter uniwersalny, obejmujący bez mała wszystkie kraje członkowskie jak i akcesyjne.

Cameron w pełni zdaje sobie sprawę z niedoskonałości obecnych rozwiązań i siły oporu antyrynkowych grup nacisku. Wielką zaletą omawianej pracy jest bowiem przedstawienie przeszkód, na jakie natrafiali unijni prawodawcy tworząc zręby nowego porządku energetycznego, a więc jasna identyfikacja sił przeciwnych reformom przy jednoczesnym zobrazowaniu woli politycznej jako głównego motoru przemian.

Cameron nie poprzestaje na analizie stanu obecnego. Szczegółowo analizuje propozycje legislacyjne powstające w dwóch najważniejszych obecnie zinstytucjonalizowanych ciałach, jakimi bez wątpienia są Forum Florenckie poświęcone energii elektrycznej oraz Forum Madryckie zajmujące się gazem. Zarówno w Madrycie jak i we Florencji mamy do czynienia nie tyle z przedstawicielami poszczególnych państw, co z organizacjami ogólnoeuropejskimi, reprezentującymi poszczególne grupy interesów rodzącej się w bólach energetyki europejskiej.

Jakie korzyści płyną dla nas z lektury pracy Camerona? Kto powinien się z nią zapoznać?

Wydaje się, że wszyscy chcący zajmować się w integracją europejską w energetyce. Skupia ona bowiem rozproszoną, zawartą w ogromnej ilości dokumentów wiedzę, dając jasny, choć momentami może zbyt szczegółowy obraz stanu rzeczy. Reforma energetyki została potraktowana jako immanentny element reformy gospodarki europejskiej, oznaczającej głęboką zmianę filozofii działalności gospodarczej – zmianę, od której nie ma odwrotu.

Rzeczywistość opisywana przez Camerona staje się również naszą rzeczywistością – nasz system energetyczny stanie się integralną częścią tworzącego się na naszych oczach energetycznego kolosa, jakim będzie europejski rynek energii.

*dr Marian Ślifierz
doradca Prezesa URE*

*) Oxford University Press 2002

SŁOWNIK REGULACJI I REGULATORA

Energia pierwotna – jest to suma energii zawartej w pierwotnych nośnikach energii. Do nośników, które pozyskuje się bezpośrednio z natury, należą:

- węgiel kamienny energetyczny,
- węgiel kamienny koksowy,
- węgiel brunatny,
- ropa naftowa,
- gaz ziemny wysokometanowy,
- gaz ziemny zaazotowany,
- torf dla celów opałowych,
- drewno opałowe,
- paliwa odpadowe stałe roślinne i zwierzęce,
- odpady przemysłowe stałe i ciekłe,
- odpady komunalne,
- inne surowce wykorzystywane do celów energetycznych (np. metanol, etanol),
- energia wody wykorzystywana do produkcji energii elektrycznej,
- energia wiatru wykorzystywana do produkcji energii elektrycznej,
- energia słoneczna wykorzystywana do produkcji energii elektrycznej lub ciepła,
- energia geotermalna wykorzystywana do produkcji energii elektrycznej lub ciepła.

(K. G.)

Energia pochodna – jest to suma pochodnych nośników energii. Są to nośniki, które uzyskuje się w procesach przemian energetycznych. Należą do nich:

- brykiety z węgla kamiennego,
- brykiety z węgla brunatnego,
- produkty procesów koksowania węgla (np. koks, gaz koksowniczy),
- produkty przerobu ropy naftowej w rafineriach,
- paliwa gazowe z procesów technologicznych (np. gaz wielkopiecowy),
- paliwa odpadowe gazowe,
- energia elektryczna,
- ciepło.

(K. G.)

Przemiana energetyczna – jest to proces technologiczny, w którym jedna postać energii (na ogół nośniki energii pierwotnej) zmienia się na inną, pochodną postać energii.

(K. G.)

Sprawność przemiany energetycznej brutto – jest to stosunek całkowitej ilości energii uzyskanej z przemiany (produkcja brutto) do energii zawartej we wsadzie i energii

zużytej na potrzeby energetyczne przemiany (energii z zewnątrz i z produkcji własnej). Obliczana jest wg wzoru:

$$\eta_b = E / (E_w + E_p) \times 100\% = (3,6 \times A_b + Q_{cn}) / Q_b \times 100\%$$

gdzie:

E – energia uzyskana (wyprodukowana) w przemianie (energia brutto) [GJ],

E_w – energia zawarta we wszystkich pochodzących z zewnątrz nośników energii zużytych na wsad przemiany [GJ],

E_p – całkowita energia pochodzących z zewnątrz nośników energii zużytych na potrzeby energetyczne przemiany [GJ],

A_b – produkcja brutto energii elektrycznej [MWh],

Q_{cn} – produkcja ciepła [GJ],

Q_b – energia chemiczna paliw zużytych na produkcję energii elektrycznej i ciepła [GJ].

(K. G.)

Sprawność przemiany energetycznej netto – jest to stosunek całkowitej ilości energii uzyskanej z przemiany, pomniejszonej o zużycie energii na wsad z produkcji własnej oraz o zużycie na potrzeby energetyczne energii pochodzącej z danej przemiany do energii zawartej we wsadzie i energii doprowadzonej z zewnątrz procesu na potrzeby energetyczne przemiany. Obliczana jest wg wzoru:

$$\eta_n = (E - E_{pp}) / (E_w + E_p) \times 100\%$$

gdzie:

E, E_w, E_p – jak wyżej,

E_{pp} – energia zawarta w nośnikach energii wyprodukowanych w rozliczanej przemianie i zużytych na wsad i potrzeby energetyczne tej samej przemiany [GJ]

(K. G.)

Ciepło spalania – ilość ciepła, jaka wydziela się podczas spalania izobarycznego 1 kg paliwa stałego lub ciekłego albo 1 m³ paliwa gazowego, jeśli spalanie było zupełne i całkowite, spalane substancje miały temperaturę normalną 273 K (0°C), produkty spalania oddały taką ilość ciepła, że również mają temperaturę normalną i cała para wodna zawarta w spalinach uległa skropleniu.

(K. G.)

Wartość opałowa – ciepło spalania zmniejszone o ciepło parowania wody powstałej z paliwa podczas jego spalania.

Standardowe wartości opalowe paliw

Paliwo		Jedn.	Wartość opałowa
węgiel kamienny		kJ/kg	
średnia dla krajowego wydobycia w 2001 r. wskaźnikowy	gruby		24.000
	niesort		21.000
	brykiety z węgla kamiennego		27.500
	węgiel brunatny		17.000
średnia dla krajowego wydobycia w 2001 r. wskaźnikowy	gruby		23.200
	niesort		8.580
	koks		8.850
	kęsy		10.000
	półkoksik		7.800
drewno opałowe		kJ/m ³	18.000
torf			9.200
słoma			17.000
olej opałowy lekki		kJ/kg	43.740
olej napędowy			43.300
benzyny silnikowe			44.790
gaz ziemny wysokometanowy			34.400
gaz ziemny zaazotowany		kJ/m ³	25.800
gaz koksowniczy			17.500
propan		kJ/kg	46.200
butan			45.600

(K. G.)

Tona paliwa umownego (tpu) – jest to równoważnik jednej tony węgla kamiennego o wartości opalowej równej 7.000 kcal/kg. Jest to jednostka stosowana w bilansach międzynarodowych

(K. G.)

Tona oleju ekwiwalentnego (toe) – jest to równoważnik jednej metrycznej tony ropy naftowej o wartości opalowej równej 10.000 kcal/kg. Jest to jednostka stosowana w bilansach międzynarodowych

(K. G.)

Podstawowe przeliczniki

1J = 1 W x s

1 W = 1 J/s

1 MW = 1 MJ/s

1 kWh = 3.600 kJ

1 MWh = 3,6 GJ

1 cal = 4,1868 J

1J = 0,2389 cal

1 toe = 41.868 kJ

1 tpu = 29.308 kJ

1 kcal/kg = 4,1868 kJ/kg



URE
URZĄD REGULACJI ENERGETYKI