

NR 2

2001

1 marca 2001

BIULETYN

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

NR 2 (16) 1 marca 2001 ISSN 1506-090X cena zł 14 (w tym 7% VAT)

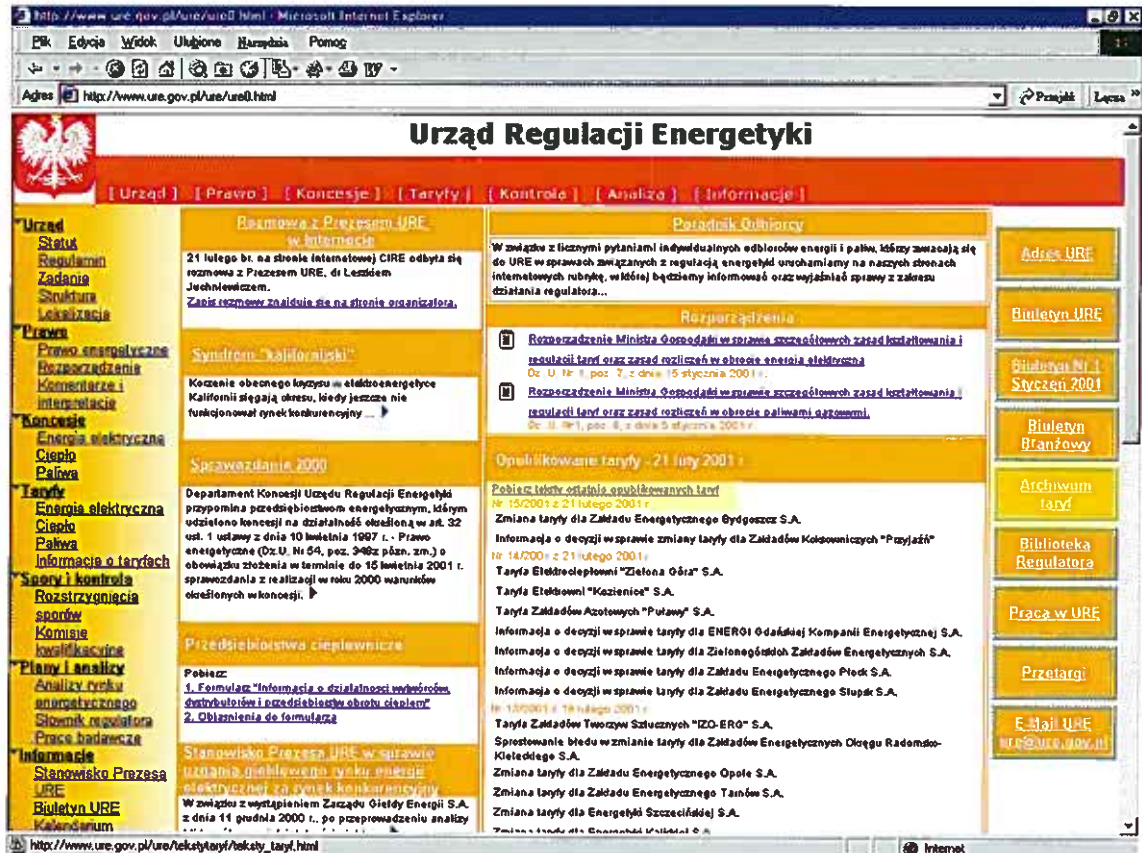
w numerze m. in.:

- Taryfy dla ciepła wczoraj i dziś
- TPA – dostęp stron trzecich
- Usługi przesyłowe a odbiorcy ciepła
- Syndrom kalifornijski

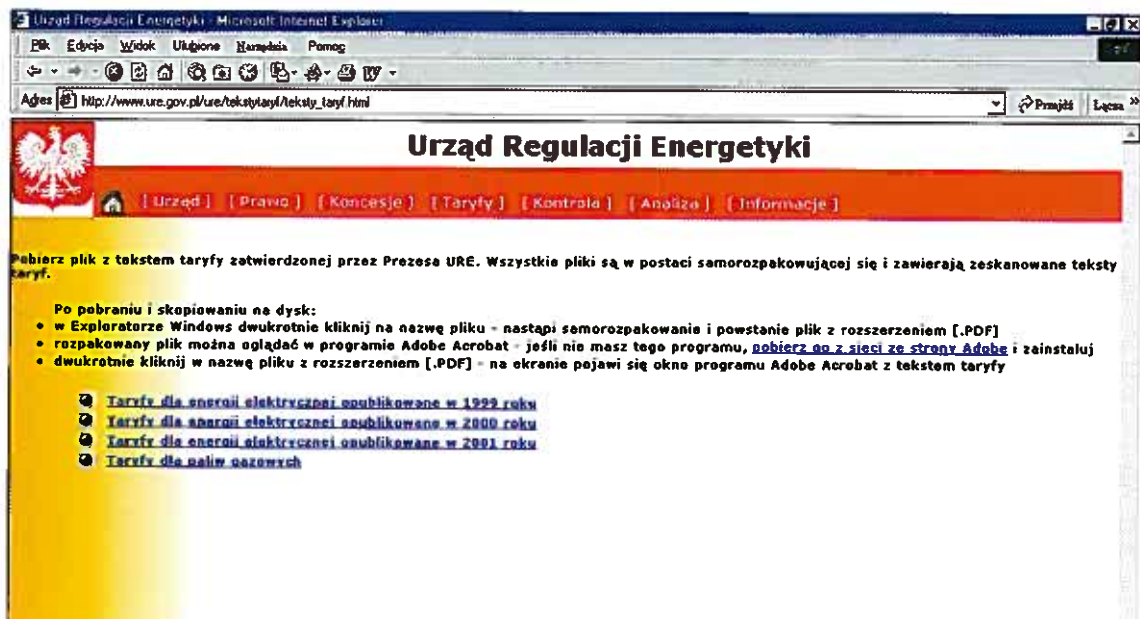
Pobieranie ze strony internetowej URE tekstów taryf dla energii elektrycznej i paliw gazowych publikowanych w biuletynach branżowych

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

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



2. na stronie tytułowej kliknąć „Pobierz teksty ostatnio opublikowanych taryf” lub okno „Archiwum taryf”; pojawi się wówczas poniższa strona, z której można pobrać plik z tekstem zatwierdzonej taryfy dla energii elektrycznej lub paliw gazowych.



OD REDAKCJI

Szanowni Czytelnicy!

Kolejny, drugi tegoroczny, Biuletyn URE przynosi nam znowu pokazną porcję nowych aktów wykonawczych do nowelizowanej w 2000 r. ustawy – Prawo energetyczne. Zamieszczamy aż trzy rozporządzenia Ministra Gospodarki: w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf dla energii elektrycznej, w sprawie zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych oraz w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych. W tym samym dziale prawnym publikujemy również materiał omawiający rozstrzygane przez Prezesa URE na przestrzeni roku 2000 sprawy sporne.

Uważny czytelnik zauważy zapewne, że bieżący numer Biuletynu URE zawiera kilka podsumowujących tekstów, dotyczących działań Prezesa URE w ubiegłym roku. Wśród nich m.in.: Realizacja warunków koncesyjnych; Taryfy dla ciepła „wczoraj” i „dzisiaj”; a także: Nowe elementy projektów planów rozwoju – po nowelizacji prawa energetycznego.

Obok podsumowań nie zabrakło w tym numerze jednak i spraw aktualnych. Do nich niewątpliwie należy artykuł dr. Mirosława Dudy – Syndrom kalifornijski, w którym autor przedstawia swoją opinię odnośnie wydarzeń na kalifornijskim rynku energii elektrycznej. Temat ten jest tym bardziej interesujący, gdyż „w powszechnym mniemaniu w Polsce jest wdrażany kalifornijski model rynku energii elektrycznej”.

O sprawach aktualnych pisze również Witold Cherubin w swoim artykule nt. warunków korzystania z usług przesyłowych przez odbiorców ciepła, oraz Agnieszka Głukowska–Sobol i Jacek Loret w tekście „Warsztaty Regulatora”.

Ponadto w naszych stałych rubrykach znalazły się jak zwykle: artykuły dotyczące spraw związanych z ekologią, Słownik Regulatora oraz porcja stałych informacji zamieszczonych we wkładce do Biuletynu, dotyczących taryf dla ciepła, energii elektrycznej, paliw gazowych i koncesji.

Biuro Komunikacji Społecznej i Informacji

SPIS TREŚCI

Prawo energetyczne – rozporządzenia	2
Rozstrzygnięcie sporów przez Prezesa URE w 2000 r.	22
Taryfy dla ciepła „wczoraj” i „dzisiaj”	27
Nowe elementy projektów planów rozwoju – po nowelizacji prawa energetycznego	31
Lutowe Warsztaty Regulatora	33
Zasada dostępu stron trzecich do sieci energetycznych	37
Wytwarzanie energii w skojarzeniu	41
Warunki korzystania z usług przesyłowych przez odbiorców ciepła	44
Syndrom kalifornijski	47
Informacje i komunikaty	52

BIULETYN URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Wydawca: Urząd Regulacji Energetyki

Redaguje: Biuro Komunikacji Społecznej i Informacji URE

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

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

Oddano do druku 23 lutego 2001 r. Nakład: 3000 egzemplarzy. ISSN 1506-090X Cena zł 14 (w tym 7% VAT)

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

Numer konta bankowego do wpłat za prenumeratę: NBP O/O Warszawa 10101010-2873-223-1, Urząd Regulacji Energetyki (Biuletyn URE).

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI

z dnia 14 grudnia 2000 r.

w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną.

(Dz. U. Nr 1, poz. 7)

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

Rozdział 1 Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowe zasady:

- 1) kształtowania i kalkulacji taryf przez przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji lub obrotu energią elektryczną,
- 2) rozliczeń w obrocie energią elektryczną między przedsiębiorstwem energetycznym i odbiorcami energii elektrycznej.

§ 2. Ilekroć w rozporządzeniu jest mowa o:

- 1) ustawie – należy przez to rozumieć ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne,
- 2) operatorze – należy przez to rozumieć operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu rozdzielczego,
- 3) operatorze systemu przesyłowego – należy przez to rozumieć przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej na obszarze całego kraju, za pomocą sieci przesyłowej,
- 4) operatorze systemu rozdzielczego – należy przez to rozumieć przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej na określonym w koncesji obszarze kraju, za pomocą sieci rozdzielczej,
- 5) grupie przyłączeniowej – należy przez to rozumieć grupę podmiotów przyłączanych do sieci, sklasyfikowaną w następujący sposób:
 - a) grupa I – podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci przesyłowej,
 - b) grupa II – podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, o napięciu znamionowym 110 kV, oraz podmioty przyłączane do sieci rozdzielczej, które wymagają dostaw energii elektrycznej o parametrach innych niż standardowe, albo podmioty posiadające jednostki wytwórcze współpracujące z taką siecią,
 - c) grupa III – podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV,
 - d) grupa IV – podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz o mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A,
 - e) grupa V – podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A,

f) grupa VI – podmioty przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłączenie, które będzie, na zasadach określonych w umowie, zastąpione przyłączeniem docelowym, lub podmioty przyłączone do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok,

- 6) miejscu dostarczenia – należy przez to rozumieć punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane dostarczać energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie, w umowie o świadczenie usług przesyłowych albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej,
- 7) sieci przesyłowej – należy przez to rozumieć sieć służącą do przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV,
- 8) sieci rozdzielczej – należy przez to rozumieć sieć służącą do przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV,
- 9) systemie elektroenergetycznym – należy przez to rozumieć sieć wraz z przyłączonymi do niej instalacjami służącymi do wytwarzania lub pobierania energii elektrycznej, współpracujące na zasadach określonych w odrębnych przepisach, posiadające zdolność do trwałego utrzymywania określonych parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej oraz spełniania wymagań obowiązujących we współpracy z innymi połączonymi systemami,
- 10) małym systemie wydzielonym – należy przez to rozumieć sieć z przyłączonymi do niej instalacjami do wytwarzania i odbierania energii elektrycznej, w której roczny pobór energii przez odbiorców końcowych nie przekracza 2,5 TWh, a wymiana energii elektrycznej z krajowym systemem elektroenergetycznym nie przekracza 5% całkowitego poboru tej energii, zarządzaną przez jednego operatora,
- 11) układzie pomiarowo-rozliczeniowym – należy przez to rozumieć liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo-pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów i rozliczeń,
- 12) jednostce wytwórczej – należy przez to rozumieć wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej, opisany za pomocą danych technicznych i handlowych,
- 13) mocy przyłączeniowej – należy przez to rozumieć moc czynną planowaną do pobierania lub wprowadzania do sieci, służącą do zaprojektowania przyłączenia, określoną w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut,
- 14) mocy umownej – należy przez to rozumieć moc czynną pobieraną lub wprowadzaną do sieci, określaną w umowie o świadczenie usług przesyłowych lub umowie sprzedaży energii jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut lub, jeżeli urządzenia pomiarowe na to pozwalają, w okresie godziny,
- 15) rezerwie mocy – należy przez to rozumieć nie wykorzystaną

- w danym okresie zdolność jednostek wytwórczych do podjęcia wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej do sieci,
- 16) usługach systemowych – należy przez to rozumieć usługi niezbędne do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej, świadczone przedsiębiorstwu zajmującemu się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej przez inne podmioty,
 - 17) ofercie bilansującej – należy przez to rozumieć zbiór danych handlowych i technicznych stanowiący ofertę produkcyjno-cenową zwiększenia części przyrostowej lub zmniejszenia części redukcyjnej – produkcji lub poboru energii dla zbioru miejsc dostarczania, dla których sporządza się grafiki obciążeń, składaną operatorowi systemu przesyłowego,
 - 18) uzasadnionych kosztach – należy przez to rozumieć koszty określone na podstawie przepisów ustawy i niniejszego rozporządzenia przy zachowaniu należytej staranności zmierzającej do ochrony interesów odbiorców i minimalizacji kosztów, niezbędne do wykonania zobowiązań wynikających z umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy o świadczenie usług przesyłowych,
 - 19) subsydiowaniu skrótnym – należy przez to rozumieć pokrywanie kosztów dotyczących jednego rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej lub jednej grupy odbiorców przychodami pochodzącymi z innego rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej lub od innej grupy odbiorców,
 - 20) odbiorcy końcowym – należy przez to rozumieć odbiorcę, który całość kupowanej energii elektrycznej zużywa na własne potrzeby,
 - 21) autoproducentem – należy przez to rozumieć odbiorcę, który ponad 50% zużywanej na własne potrzeby energii elektrycznej produkuje we własnych źródłach,
 - 22) grupie taryfowej – należy przez to rozumieć grupę odbiorców pobierających energię elektryczną lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w tę energię, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania,
 - 23) rynku bilansującym – należy przez to rozumieć część rynku konkurencyjnego, o którym mowa w art. 49 ustawy, na którym dokonywane są przez operatora systemu przesyłowego rozliczenia usług, zapewniające stałe równowagę bilansu energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym, ciągłość, niezawodność i jakość dostaw tej energii, realizowane na podstawie zgłoszonych umów sprzedaży energii elektrycznej i ofert bilansujących na każdą godzinę doby,
 - 24) grafiku obciążeń – należy przez to rozumieć zbiór danych określających wielkość poboru lub wprowadzenia energii elektrycznej dla zbioru miejsc dostarczania, dla których sporządza się zbiór takich danych w poszczególnych godzinach,
 - 25) okresie regulacji – należy przez to rozumieć okres obowiązywania współczynników korekcyjnych, o których mowa w § 15 ust. 1 lub w § 26 ust. 2.

Rozdział 2

Szczegółowe zasady kształtowania taryf

§ 3. Przedsiębiorstwo energetyczne opracowuje taryfę w sposób zapewniający:

- 1) pokrycie uzasadnionych kosztów, w zakresie określonym w art. 45 ustawy,

- 2) ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen,
- 3) eliminowanie subsydiowania skrótnego.

§ 4. Przedsiębiorstwo energetyczne kształtuje taryfę odpowiednio do zakresu prowadzonej działalności gospodarczej związanej z zaopatrzeniem w energię elektryczną, rodzaju odbiorców i charakteru ich zapotrzebowania na energię elektryczną.

§ 5. 1. Taryfa powinna, odpowiednio do prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, określać:

- 1) grupy taryfowe,
- 2) rodzaje oraz wysokość cen i stawek opłat, a także warunki ich stosowania,
- 3) bonifikaty i upusty z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców, w tym dostaw energii elektrycznej,
- 4) opłaty za nielegalny pobór energii elektrycznej.

2. Określone w taryfie ceny i stawki opłat różnicuje się dla poszczególnych grup taryfowych, odpowiednio do uzasadnionych kosztów.

3. Taryfę kształtuje się w taki sposób, aby odbiorca mógł na jej podstawie obliczyć należność odpowiadającą zakresowi usług związanych z zaopatrzeniem w energię elektryczną, określone w umowie sprzedaży energii elektrycznej lub w umowie o świadczenie usług przesyłowych.

§ 6. 1. Taryfę ustala się na okres 12 miesięcy kalendarzowych, z zastrzeżeniem ust. 2, zwany dalej „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.

§ 7. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, zwane dalej „wytwórcą”, ustala w taryfie:

- 1) ceny energii elektrycznej,
- 2) stawki opłat za rezerwy mocy,
- 3) stawki opłat za usługi systemowe,
- 4) bonifikaty i upusty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców,
- 5) opłaty za nielegalny pobór energii elektrycznej.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej ustala w taryfie:

- 1) stawki opłat za przyłączenie do sieci,
- 2) stawki opłat za usługi przesyłowe, zwane dalej „stawkami opłat przesyłowych”,
- 3) stawki opłat abonamentowych,
- 4) bonifikaty i upusty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców,
- 5) opłaty za nielegalny pobór energii elektrycznej.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną ustala w taryfie:

- 1) ceny energii elektrycznej,
- 2) stawki opłat abonamentowych,
- 3) bonifikaty i upusty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców.

§ 8. 1. Podział odbiorców na grupy taryfowe dokonywany jest w zależności od poziomu uzasadnionych kosztów, ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne za dostarczoną energię elektryczną do tych odbiorców, według następujących kryteriów:

- 1) poziomu napięcia sieci, z której dostarczana jest energia elektryczna do odbiorców,
- 2) wartości mocy umownej lub zużycia energii elektrycznej,
- 3) parametrów dostarczanej energii elektrycznej innych niż standardowe,
- 4) charakterystyk poboru energii elektrycznej przyłączonych urządzeń, instalacji lub sieci należących do odbiorcy,
- 5) systemu rozliczeń,
- 6) miejsca dostarczania energii elektrycznej,
- 7) poziomu niezawodności i ciągłości dostaw,
- 8) wytwarzania energii elektrycznej we własnych źródłach odbiorcy.

2. Ceny i stawki opłat, o których mowa w § 7, mogą być różnicowane dla poszczególnych grup taryfowych z uwzględnieniem podziału doby i roku na strefy i okresy czasowe. Taryfa może przewidywać więcej niż jeden sposób podziału doby na strefy czasowe.

3. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców, którzy nie nabyli prawa do korzystania z usług przesyłowych lub nie korzystają z tego prawa, zwanych „odbiorcami taryfowymi”, kupujących rocznie więcej niż 10 MWh energii elektrycznej, kalkuluje się dla co najmniej dwóch okresów doby, a dla kupujących rocznie więcej niż 10 GWh energii elektrycznej – kalkuluje się co najmniej dla trzech okresów doby i dwóch okresów roku.

4. Podział odbiorców, o którym mowa w ust. 1, może uwzględnić wyodrębnioną grupę odbiorców taryfowych zużywających rocznie mniej niż 1000 kWh energii elektrycznej, dla których mogą być kalkulowane jednoskładnikowe stawki opłat za dostarczoną energię elektryczną.

§ 9. 1. Odbiorca, który:

- 1) pobiera energię elektryczną z kilku miejsc dostarczania, położonych w sieci o różnych poziomach napięć, jest zaliczany do grup taryfowych oddzielnie w każdym z tych miejsc,
- 2) ze względu na przyjęty w przedsiębiorstwie energetycznym podział odbiorców na grupy taryfowe, dokonany na podstawie kryteriów, o których mowa w § 8 ust. 1, może być, dla danego miejsca dostarczania energii elektrycznej, zaliczony do więcej niż jednej grupy taryfowej, ma prawo wyboru jednej spośród tych grup, z zastrzeżeniem ust. 2.

2. Odbiorca, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, może wystąpić do przedsiębiorstwa energetycznego o zmianę grupy taryfowej, nie częściej niż raz na 12 miesięcy. Warunki zmiany grupy taryfowej określa umowa sprzedaży energii elektrycznej.

Rozdział 3

Szczegółowe zasady kalkulacji cen i stawek opłat

§ 10. Uzasadnione koszty prowadzenia przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną określa się na podstawie:

- 1) planowanych rocznych kosztów prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, w tym kosztów finansowych związanych z obsługą kredytów bankowych, z wyłączeniem odsetek i opłat za nieterminowe realizowanie zobowiązań,
- 2) planowanych rocznych kosztów modernizacji i rozwoju oraz kosztów realizacji inwestycji z zakresu ochrony środowiska i związanych z tym kosztów finansowych.

§ 11. 1. Koszty, o których mowa w § 10 pkt 1, ustala się zgod-

nie z art. 44 i 45 ustawy oraz z zasadami ewidencji kosztów określonymi w przepisach o rachunkowości, w sposób umożliwiający ustalenie kosztów stałych i kosztów zmiennych planowanych przez przedsiębiorstwo energetyczne dla poszczególnych rodzajów działalności gospodarczej, z uwzględnieniem źródeł tych kosztów.

2. Podstawą oceny kosztów, o których mowa w ust. 1, są planowane wielkości, o których mowa w ust. 3, i koszty poniesione w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok okresu regulacji, określone na podstawie sprawozdania finansowego, zbadanego zgodnie z przepisami o rachunkowości.

3. Koszty, o których mowa w ust. 1, określa się, przyjmując ustalone dla pierwszego roku okresu regulacji planowane wielkości, w tym ilość sprzedanej energii elektrycznej i wielkość mocy umownej.

§ 12. 1. Koszty wynikające z inwestycji modernizacyjnych, rozwojowych i z zakresu ochrony środowiska, o których mowa w § 10 pkt 2, ustala się jako roczne koszty związane z eksploatacją urządzeń i instalacji, przekazywanych do eksploatacji po zakończeniu tych inwestycji.

2. Koszty, o których mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne ustala na podstawie obowiązującego dla przedsiębiorstwa planu inwestycji oraz określonego w tym planie sposobu finansowania i harmonogramu realizacji poszczególnych przedsięwzięć inwestycyjnych w zakresie:

- 1) wytwarzania energii elektrycznej – planu inwestycji rozwojowych, modernizacyjnych i związanych z ochroną środowiska, dla źródeł energii elektrycznej,
 - 2) przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej – planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, o którym mowa w art. 16 ust. 1 ustawy.
3. Koszty związane z eksploatacją urządzeń i instalacji przekazywanych do eksploatacji w wyniku inwestycji rozwojowych, modernizacyjnych i z zakresu ochrony środowiska, o których mowa w ust. 1 i 2, obejmują w szczególności:

- 1) odpisy amortyzacyjne, obliczone zgodnie z obowiązującymi przepisami dla środków trwałych przekazywanych do eksploatacji w wyniku inwestycji rozwojowych, modernizacyjnych i z zakresu ochrony środowiska,
- 2) odsetki od kredytów zaciągniętych na realizację tych inwestycji oraz koszty finansowe związane z obsługą tych kredytów,
- 3) koszty kalkulacyjne, związane z eksploatacją nowych urządzeń i instalacji w zakresie kosztów robocizny, zużycia materiałów, paliw, energii, wody, usuwania odpadów, transportu, remontów i innych kosztów, wynikających z rodzaju urządzeń i instalacji oraz warunków ich pracy.

§ 13. 1. Koszty wspólne dla wszystkich lub kilku grup taryfowych oraz koszty wspólne dla wszystkich lub kilku rodzajów prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, w tym koszty modernizacji i rozwoju oraz ochrony środowiska, dzieli się na poszczególne grupy taryfowe i na poszczególne rodzaje prowadzonej działalności gospodarczej, zgodnie z przyjętą w przedsiębiorstwie metodą podziału kosztów.

2. Koszty stanowiące podstawę kalkulacji cen i stawek opłat ustalonych w taryfie mogą obejmować koszty współfinansowania przez przedsiębiorstwo energetyczne przedsięwzięć i usług, o których mowa w art. 45 ust. 2 i 3 ustawy.

§ 14. 1. Wytwórca kalkuluje, z zastrzeżeniem § 15, ustalone w taryfie:

- 1) ceny energii elektrycznej – na podstawie sumy jednostkowych kosztów stałych i jednostkowych kosztów zmiennych, ustalonych w sposób określony w ust. 3 i 4, wyrażone w złotych za MWh,
- 2) stawki opłat za rezerwy mocy – na podstawie jednostkowych kosztów stałych, ustalonych w sposób określony w ust. 3, wyrażone w złotych za MW za godzinę,
- 3) stawki opłat za usługi systemowe – na podstawie uzasadnionych kosztów stałych i zmiennych świadczenia tych usług, wynikających ze zwiększenia kosztów ponad koszty produkcji energii elektrycznej, o których mowa w pkt 1 i 2.

2. Stawki opłat, o których mowa w ust. 1 pkt 3, mogą być kalkulowane z podziałem na:

- 1) składnik stały – za utrzymanie gotowości do świadczenia poszczególnych rodzajów usług systemowych, wyrażony w złotych za godzinę lub miesiąc lub w złotych za MW za godzinę, lub złotych za MW za miesiąc,
 - 2) składnik zmienny – za świadczenie usług systemowych, wyrażony w złotych za MWh.
3. Jednostkowe koszty stałe, o których mowa w ust. 1, oblicza się według wzoru:

$$K_{sj} = \frac{K_{sw}}{\sum_{i=1}^n P_{dwi} + \sum_{i=1}^n P_{dri}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- K_{js} – jednostkowe koszty stałe [w zł/MWh],
- K_{sw} – koszty stałe planowane na rok obowiązywania taryfy, ustalone dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek, dla których kalkulowane są ceny i stawki opłat, ustalone na podstawie uzasadnionych kosztów eksploatacji tych jednostek oraz uzasadnionych kosztów wynikających z nakładów na rozwój i modernizację tych jednostek, z wyłączeniem kosztów, o których mowa w ust. 4 [w zł],
- P_{dwi} – moc dyspozycyjną planowaną na każdą godzinę dla danej jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek, wykorzystaną do produkcji energii elektrycznej sprzedawanej w danym roku obowiązywania taryfy [w MWh],
- P_{dri} – moc dyspozycyjną jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek, planowaną do sprzedaży jako rezerwa mocy w poszczególnych godzinach, w danym roku obowiązywania taryfy [w MWh],
- n – liczbę godzin, planowaną odpowiednio do mocy dyspozycyjnej oznaczonej symbolem „ P_{dwi} ” albo mocy dyspozycyjnej, oznaczonej symbolem „ P_{dri} ”, w danym roku obowiązywania taryfy.

4. Jednostkowe koszty zmienne, o których mowa w ust. 1, oblicza się według wzoru:

$$K_{iz} = \frac{K_{zp} + K_{ze} + K_{zw}}{E_{jw}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- K_{iz} – jednostkowe koszty zmienne [w zł/MWh],
- K_{zp} – koszty paliwa łącznie z kosztami jego transportu i składowania, planowanego do zużycia w danym roku obowiązywania taryfy dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek [w zł],
- K_{ze} – koszty opłat za gospodarcze korzystanie ze środowiska przyrodniczego oraz za składowanie odpadów paleniskowych, planowane dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek w danym roku obowiązywania taryfy [w zł],

K_{zw} – pozostałe koszty zmienne planowane dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek w danym roku obowiązywania taryfy [w zł],

E_{jw} – ilość energii elektrycznej planowaną do sprzedaży przez jednostkę wytwórczą lub grupę takich jednostek, w danym roku obowiązywania taryfy [w MWh].

§ 15. 1. Cenę energii elektrycznej wytworzonej przez jednostkę wytwórczą lub grupę takich jednostek w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła oblicza się według wzoru:

$$C_s = C_k \times [1 + (RPI_{n-1} - X_n)/100] + 1,5 \times Sz_{vn+1}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

C_s – cenę energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, ustaloną na dany rok obowiązywania taryfy [w zł/MWh],

C_k – średnią cenę energii elektrycznej wytworzonej w krajowym systemie elektroenergetycznym w jednostkach wytwórczych kondensacyjnych, w roku kalendarzowym poprzedzającym rok obowiązywania taryfy [w zł/MWh],

RPI_{n-1} – średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w roku kalendarzowym poprzedzającym rok obowiązywania taryfy, określony w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski” [w %],

X_n – współczynnik korekcyjny, określający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej w danym roku obowiązywania taryfy [w %],

Sz_{vn+1} – składnik zmienny stawki sieciowej ustalony w taryfie przez przedsiębiorstwo energetyczne dla odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu o jeden poziom wyższy niż sieć, do której jest przyłączona jednostka wytwórcza wytwarzająca energię elektryczną w skojarzeniu [w zł/MWh].

2. Przez pełne skojarzenie, o którym mowa w ust. 1, rozumie się wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, ze sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną i ciepło łącznie co najmniej 65%, obliczoną jako średnioroczna w danym roku obowiązywania taryfy.

3. Średnią cenę energii elektrycznej wytworzonej w krajowym systemie elektroenergetycznym w jednostkach wytwórczych kondensacyjnych C_k , o której mowa w ust. 1, oblicza się jako iloraz przychodów ze sprzedaży tej energii, rezerwy mocy i usług systemowych, z uwzględnieniem opłat wyrównawczych, o których mowa w § 29 ust. 2, oraz ilości sprzedanej energii. Do obliczeń stosuje się dane statystyczne publikowane przez Główny Urząd Statystyczny lub inną upoważnioną jednostkę.

4. Cenę energii elektrycznej wytworzonej przez jednostkę wytwórczą lub grupę takich jednostek w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, ze sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną i ciepło mniejszą niż 65%, obliczoną jako średnioroczna w danym roku obowiązywania taryfy, ustala się w taryfie w sposób określony w § 14.

5. Taryfy dla energii elektrycznej i ciepła, dla źródeł, w których występuje skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej, ustala się dla tego samego okresu.

6. Cena energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, o której mowa w ust. 1 i 4, może być różniczo-

wana dla okresów doby | roku w zależności od zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną.

§ 16. 1. Stawki opłat za przyłączenie do sieci, o których mowa w § 7 ust. 2 pkt 1, kalkuluje się na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów określonych w obowiązującym dla przedsiębiorstwa energetycznego planie rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 1 ustawy, dla okresu regulacji, oddzielnie dla każdej grupy przyłączeniowej w przeliczeniu na:

- 1) jednostkę mocy przyłączeniowej lub
- 2) jednostkę długości odcinka sieci od miejsca przyłączenia do miejsca rozgraniczenia własności instalacji, urządzeń lub sieci, określonych w umowie o przyłączenie.

2. W nakładach, o których mowa w ust. 1, uwzględnia się wydatki ponoszone na wykonanie prac projektowych i geodezyjnych, uzgodnienia dokumentacji, uzyskania pozwoleń na budowę, na zakup lub budowę elementów odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów z uwzględnieniem długości tych odcinków, na wykonanie robót budowlano-montażowych wraz z nadzorem, na wykonanie niezbędnych prób oraz opłaty za zajęcie terenu.

3. Stawki opłat za przyłączenie do sieci, o których mowa w ust. 1, różnicuje się w zależności od rodzaju elementów stosowanych do budowy odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów oraz standardów jakościowych dostaw energii elektrycznej.

§ 17. 1. Stawki opłat przesyłowych, o których mowa w § 7 ust. 2 pkt 2, kalkuluje się z uwzględnieniem podziału na stawki:

- 1) sieciowe,
- 2) systemowe,
- 3) rozliczeniowe.

2. Stawkę systemową, o której mowa w ust. 1 pkt 2, kalkuluje się z uwzględnieniem podziału na składniki:

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

§ 18. 1. Stawki sieciowe, o których mowa w § 17 ust. 1 pkt 1, kalkuluje się z uwzględnieniem podziału sieci na następujące poziomy napięć znamionowych:

- 1) niskie – obejmujące napięcia znamionowe nie wyższe niż 1 kV,
- 2) średnie – obejmujące napięcia znamionowe wyższe niż 1 kV i niższe niż 110 kV,
- 3) wysokie – obejmujące napięcia znamionowe 110 kV,
- 4) najwyższe – obejmujące napięcia znamionowe wyższe niż 110 kV.

2. Stawki sieciowe kalkuluje się dla sieci poszczególnych poziomów napięć znamionowych, o których mowa w ust. 1, jako stawki dwuskładnikowe z podziałem na składnik:

- 1) stały stawki sieciowej – obliczany na jednostkę mocy umownej,
- 2) zmienny stawki sieciowej – obliczany na jednostkę energii elektrycznej pobieranej z sieci w miejscu dostarczenia.

3. Stawki sieciowe kalkuluje się na podstawie uzasadnionych kosztów świadczenia usług przesyłowych oraz kosztów zakupionych usług przesyłowych od innych operatorów.

§ 19. 1. Składnik stały stawki sieciowej, o którym mowa w § 18 ust. 2 pkt 1, kalkuluje się, dla odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych, na podstawie uzasadnionych kosztów:

- 1) eksploatacji sieci danego poziomu napięć znamionowych,
- 2) wynikających z nakładów na odtworzenie, modernizację i rozwój sieci, służących do realizacji usługi przesyłowej,

3) stałych przesyłania energii elektrycznej sieciami innych poziomów napięć znamionowych i sieciami należącymi do innych operatorów,

4) zakupu rezerw w zdolnościach przesyłowych w sieciach należących do innych operatorów,

5) wynikających z nakładów na budowę odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów do sieci danego poziomu napięć znamionowych, z wyłączeniem kosztów, o których mowa w art. 7 ust. 6 ustawy.

2. Składnik zmienny stawki sieciowej, o którym mowa w § 18 ust. 2 pkt 2, kalkuluje się, dla odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych, na podstawie uzasadnionych kosztów:

1) zakupu energii elektrycznej w ilości niezbędnej do pokrycia różnicy między ilością energii wprowadzanej do sieci danego poziomu napięć znamionowych a ilością energii pobranej z tej sieci przez odbiorców i przesłanej do sieci innych poziomów napięć znamionowych,

2) zmiennych za przesyłanie energii elektrycznej sieciami innych poziomów napięć znamionowych i sieciami należącymi do innych operatorów,

3) stałych za przesyłanie energii elektrycznej, w części nie uwzględnionej w składniku stałym, o którym mowa w ust. 1, zgodnie z art. 45 ust. 5 ustawy.

3. Składnik stały stawki sieciowej, o którym mowa w § 18 ust. 2 pkt 1, dla odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych kalkuluje się według wzoru:

$$S_{Sv_n} = \frac{K_{Sv_n}}{P_{V_n}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

S_{Sv_n} – składnik stały stawki sieciowej [w zł za MW],

K_{Sv_n} – sumę kosztów stałych, o których mowa w ust. 1,

P_{V_n} – sumę mocy umownych pobieranych przez odbiorców, w tym innych operatorów z sieci o poziomie napięcia znamionowego V_n .

4. Składnik zmienny stawki sieciowej, o którym mowa w § 18 ust. 2 pkt 2, dla odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych kalkuluje się według wzoru:

$$S_{Zv_n} = \frac{K_{Zv_n}}{E_{V_n}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

S_{Zv_n} – składnik zmienny stawki sieciowej [w zł za MWh],

K_{Zv_n} – sumę kosztów zmiennych, o których mowa w ust. 2,

E_{V_n} – sumę energii elektrycznej pobranej z sieci o poziomie napięcia znamionowego V_n przez odbiorców przyłączonych na tym poziomie napięć znamionowych, w tym operatorów, oraz przesłanej do sieci innych poziomów napięć znamionowych.

§ 20. 1. Składnik jakościowy stawki systemowej, o którym mowa w § 17 ust. 2 pkt 1, kalkuluje się według wzoru:

$$S_{oS_j} = \frac{K_{S_j}}{E_s}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

S_{oS_j} – składnik jakościowy stawki systemowej [w zł za MWh],

K_{S_j} – koszty utrzymania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej,

E_s – ilość energii elektrycznej pobieranej z sieci krajowego systemu elektroenergetycznego przez odbiorców oraz zuży-

waną przez autoproducentów i odbiorców końcowych w małych systemach wydzielonych, wyrażonej w MWh.

2. Koszty utrzymania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1, obejmują koszty:

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

3. Składnik rekompensujący stawki systemowej, o którym mowa w § 17 ust. 2 pkt 2, kalkuluje się według wzoru:

$$S_{oSS} = \frac{K_{SS}}{E_S}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- S_{oSS} – składnik rekompensujący stawki systemowej [w zł za MWh],
- K_{SS} – koszty wynikające z rozliczeń za energię elektryczną wytworzoną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, planowaną do zakupu w ilości wynikającej z obowiązku określonego w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 ustawy, kalkulowane w sposób określony w ust. 4 [w zł],
- E_S – ilość energii elektrycznej pobieraną z sieci krajowego systemu elektroenergetycznego przez odbiorców oraz zużywaną przez autoproducentów i odbiorców końcowych w małych systemach wydzielonych [w MWh].
4. Koszty oznaczone symbolem „ K_{SS} ”, o których mowa w ust. 3, kalkuluje się według wzoru:

$$K_{SS} = \sum_{i=1}^m (C_{Si} - C_{or}) \times E_{wsi} + \sum_{i=1}^n O_{Rei} + R_S$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- K_{SS} – koszty wynikające z rozliczeń za energię elektryczną wytworzoną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła [w zł],
- C_{Si} – cenę energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, w danej jednostce wytwórczej, ustaloną w sposób określony w § 15 ust. 1 [w zł za MWh],
- C_{or} – roczną cenę energii elektrycznej, ustaloną w sposób określony w § 31 ust. 2 [w zł za MWh],
- E_{wsi} – ilość energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu, w danej jednostce wytwórczej, planowaną do zakupu, przez operatora systemu przesyłowego od wytwórcy [w MWh],
- m – ilość jednostek wytwórczych lub grup takich jednostek wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła,
- O_{Rei} – roczną, planowaną kwotę opłat rekompensujących, o których mowa w § 34, płaconych przez operatora systemu przesyłowego danemu operatorowi systemu rozdzielczego za zakupioną energię elektryczną wytwarzaną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, ustaloną w sposób określony w § 34 [w zł],
- n – ilość operatorów systemów rozdzielczych kupujących energię wytwarzaną w skojarzeniu,
- R_S – saldo rozliczeń za poprzedni rok kalendarzowy, plano-

wanych i poniesionych kosztów zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, określonych na podstawie ceny ustalonej w sposób, o którym mowa w § 15 ust. 1, oraz do których stosuje się opłaty rekompensujące, o których mowa w § 34; koszty zakupu obejmują koszty finansowe związane z płynnością rozliczeń [w zł].

5. Składnik wyrównawczy stawki systemowej, o którym mowa w § 17 ust. 2 pkt 3, kalkuluje się według wzoru:

$$S_{oSW} = \frac{K_{SW}}{E_S}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- S_{oSW} – składnik wyrównawczy stawki systemowej [w zł za MWh],
- K_{SW} – roczne koszty wynikające z nakładów inwestycyjnych, ponoszonych na przedsięwzięcia inwestycyjne, o których mowa w art. 45 ust. 1a ustawy, określone jako suma różnic między zweryfikowanymi planowanymi płatnościami wynikającymi z umów sprzedaży mocy i energii elektrycznej, zawartych między wytwórcami i przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się obrotem oraz przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej za pomocą sieci przesyłowej, zwanych dalej „umowami długoterminowymi”, a planowanymi przychodami ze sprzedaży tych mocy i energii na rynku konkurencyjnym, o którym mowa w art. 49 ustawy, kalkulowane w sposób określony w ust. 6 [w zł],
- E_S – ilość energii elektrycznej pobieraną z sieci krajowego systemu elektroenergetycznego przez odbiorców oraz zużywaną przez autoproducentów i odbiorców końcowych w małych systemach wydzielonych [w MWh].
6. Koszty oznaczone symbolem „ K_{SW} ”, o których mowa w ust. 5, kalkuluje się według wzoru:

$$K_{SW} = \sum_{i=1}^n [(C_{wi} - C_{or}) \times E_{wpi} - RUS_i] + K_{SW1} + R_w$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- K_{SW} – koszty wynikające z nakładów inwestycyjnych, o których mowa w art. 45 ust. 1a ustawy [w zł],
- C_{wi} – cenę energii elektrycznej z danej jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek, ustaloną w sposób określony w § 30 [w zł za MWh],
- C_{or} – roczną cenę energii elektrycznej, ustaloną w sposób określony w § 31 ust. 2 [w zł za MWh],
- E_{wpi} – ilość energii elektrycznej planowanej do sprzedaży przez daną jednostkę wytwórczą lub grupę takich jednostek [w MWh],
- RUS_i – planowane przychody danej jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek ze sprzedaży rezerw mocy i usług systemowych [w zł],
- n – ilość umów długoterminowych,
- K_{SW1} – część rocznych kosztów, o których mowa w ust. 5, obliczonych dla wytwórców, których umowy długoterminowe nie zostały dostosowane aneksem do realizacji jako umowy finansowe, ustaloną w sposób określony w ust. 7 [w zł],
- R_w – saldo rozliczeń kosztów, o których mowa w ust. 5, za poprzedni rok kalendarzowy, oraz do których stosuje się opłaty wyrównawcze, o których mowa w § 29 ust. 2, obejmujące koszty finansowe związane z płynnością rozliczeń [w zł].

7. Koszty oznaczone symbolem „ K_{SW1} ”, o których mowa w ust. 6, kalkuluje się według wzoru:

$$K_{SW1} = (C_{KD} - C_{TH}) \times E_{KD}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- K_{SW1} – koszty [w zł],
 C_{KD} – średnią cenę, określoną na podstawie cen ustalonych w taryfach dla wytwórców, których umowy długoterminowe nie zostały dostosowane aneksem do realizacji jako umowy finansowe [w zł za MWh],
 C_{TH} – planowaną średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej, określoną na podstawie cen ustalonych w taryfie zarządcy kontraktów, o którym mowa w § 29 ust. 1 [w zł za MWh],
 E_{KD} – ilość energii elektrycznej planowaną do sprzedaży przez zarządcę kontraktów, o którym mowa w § 29 ust. 1, zakupioną od wytwórców, których umowy długoterminowe nie zostały dostosowane aneksem do realizacji jako umowy finansowe [w zł za MWh].

§ 21. 1. Operator systemu przesyłowego kalkuluje stawkę rozliczeniową, o której mowa w § 17 ust. 1 pkt 3, dla podmiotów zgłaszających grafiki obciążenia, na podstawie uzasadnionych kosztów.

2. Stawkę rozliczeniową kalkuluje się jako iloraz uzasadnionych kosztów budowy i rozwoju oraz eksploatacji systemów bilansowo-rozliczeniowych, niezbędnych do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zgłoszonych w formie grafików obciążenia, do ilości energii elektrycznej określonej w tych grafikach.

3. Stawka rozliczeniowa może być kalkulowana przez operatora systemu rozdzielczego.

§ 22. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej może ustalić w taryfie stawki opłat i sposób obliczania opłat pobieranych za usługi lub czynności, wykonywane na dodatkowe zlecenie przyłączonego podmiotu.

2. Stawki opłat, o których mowa w ust. 1, kalkuluje się na podstawie uzasadnionych kosztów realizacji usług lub czynności, w sposób eliminujący subsydiowanie skrośne.

3. Opłaty, o których mowa w ust. 1, ustala się za:

- 1) przerwanie i wznowienie dostarczania energii elektrycznej,
- 2) sprawdzenie prawidłowości wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- 3) usługi pogotowia technicznego.

§ 23. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną kalkuluje ceny energii elektrycznej na podstawie uzasadnionych kosztów zakupu tej energii oraz uzasadnionych kosztów własnych.

2. Uzasadnione koszty zakupu energii elektrycznej obejmują koszty zakupionej energii z zachowaniem zasad konkurencji i minimalizacji kosztów jej zakupu oraz kosztów zakupionych usług przesyłowych, jeżeli tak stanowi umowa sprzedaży energii elektrycznej.

3. Uzasadnione koszty własne ustala się na podstawie kosztów prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną, w tym kosztów:

- 1) obsługi handlowej związanej z obrotem energią elektryczną, z wyłączeniem kosztów przyjętych do kalkulacji stawki opłaty abonamentowej,
 - 2) finansowych.
4. Stawkę jednoskładnikową opłaty za dostarczoną odbiorcy

energię elektryczną, o której mowa w § 8 ust. 4, kalkuluje się na podstawie łącznych kosztów zakupu tej energii i świadczenia usługi przesyłowej, w przeliczeniu na jednostkę dostarczonej odbiorcy energii elektrycznej.

§ 24. Stawki opłaty abonamentowej, o której mowa w § 7 ust. 2 pkt 3 i ust. 3 pkt 2, kalkuluje się na podstawie uzasadnionych kosztów:

- 1) ponoszonych w związku z odczytywaniem wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i ich kontrolą,
- 2) handlowej obsługi odbiorców, polegającej na wystawianiu faktur.

§ 25. Przy ustalaniu wysokości cen i stawek opłat, o których mowa w § 7, obliczonych w sposób określony w § 14 i 15 i § 19–24, dopuszcza się uwzględnienie zysku, którego wysokość wynika z analizy nakładów na przedsięwzięcia inwestycyjne ujęte w planach, o których mowa w § 12 ust. 2, przy zapewnieniu ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen.

§ 26. 1. W celu określenia dopuszczalnych zmian cen i stawek opłat na dany rok okresu regulacji przedsiębiorstwo energetyczne ustala ceny wskaźnikowe dla poszczególnych rodzajów prowadzonej działalności gospodarczej.

2. Ceny wskaźnikowe, o których mowa w ust. 1, muszą spełniać warunek określony wzorem:

$$C_{Wn} \leq C_{Wn-1} \times [1 + (RPI_{n-1} - X_n)/100]$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- C_{Wn} – cenę wskaźnikową dla danego rodzaju działalności gospodarczej w danym roku okresu regulacji,
 C_{Wn-1} – cenę wskaźnikową dla danego rodzaju działalności gospodarczej w roku poprzedzającym dany rok okresu regulacji,
 RPI_{n-1} – średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem, w poprzednim roku kalendarzowym, określony w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski” [w %],
 X_n – współczynnik korekcyjny, określający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków prowadzenia przez nie danego rodzaju działalności gospodarczej [w %].

3. Ceny wskaźnikowe, o których mowa w ust. 1, ustala się w zakresie:

- 1) wytwarzania oraz obrotu energią elektryczną, jako średnią cenę sprzedanej energii elektrycznej, stanowiącą iloraz kalkulacyjnych przychodów z jej sprzedaży oraz stawek opłat abonamentowych, wyliczanych według cen i stawek opłat planowanych na dany rok okresu regulacji, przy uwzględnieniu wielkości i struktury sprzedaży przyjętych do kalkulacji taryfy na pierwszy rok okresu regulacji, zwany dalej „okresem bazowym”, do ilości sprzedaży przyjętej do kalkulacji taryfy na okres bazowy,
 - 2) przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, jako średnią cenę dostarczania energii elektrycznej, stanowiącą iloraz kalkulacyjnych przychodów ze sprzedaży usług przesyłowych oraz stawek opłat abonamentowych, wyliczanych na podstawie stawek opłat planowanych w taryfie na dany rok okresu regulacji, przy uwzględnieniu wielkości i struktury sprzedaży tych usług w okresie bazowym, do ilości dostaw energii elektrycznej przyjętej do kalkulacji taryfy na okres bazowy.
4. W przychodach, o których mowa w ust. 3 pkt 1, nie uwzględnia się bonifikat i upustów oraz przychodów uzyskanych z opłat:

- 1) za nielegalny pobór energii elektrycznej,
- 2) za niedotrzymanie warunków umów.

5. W przychodach, o których mowa w ust. 3 pkt 2, nie uwzględnia się bonifikat i upustów oraz przychodów uzyskanych z opłat:

- 1) za przyłączenie do sieci,
- 2) za usługi lub czynności, o których mowa w § 22 ust. 1,
- 3) za nielegalny pobór energii elektrycznej.

6. Przedsiębiorstwo energetyczne w okresie regulacji nie może dokonać zmiany podziału odbiorców na grupy taryfowe i metod podziału kosztów wspólnych. Dokonanie takich zmian wymaga ustalenia nowego okresu regulacji.

§ 27. 1. Jeżeli ochrona interesów odbiorców wymaga subsydiowania niektórych grup taryfowych, przedsiębiorstwo energetyczne może wprowadzić ceny i stawki opłat dla subsydiowanych grup taryfowych, których poziom nie może być wyższy, w stosunku do ostatnio stosowanych cen i stawek opłat, o więcej niż o 3 punkty procentowe ponad średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym, określony w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”, z zastrzeżeniem ust. 2.

2. Jeżeli wzrost cen i stawek opłat, o których mowa w ust. 1, jest skutkiem eliminowania subsydiowania skrótnego pomiędzy poszczególnymi rodzajami działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, w sposób, który powoduje, że dla określonej grupy taryfowej wraz ze wzrostem składnika zmiennego poszczególnych cen i stawek opłat następuje spadek składnika zmiennego innych cen i stawek opłat, to wzrost sumy tych składników w nowej taryfie w stosunku do sumy odpowiednich składników w poprzedniej taryfie nie może być wyższy o więcej niż 3 punkty procentowe ponad średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym.

§ 28. W przypadku nowo tworzonego przedsiębiorstwa energetycznego lub podejmowania przez istniejące przedsiębiorstwo nowego rodzaju działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, taryfę oraz cenę wskaźnikową ustala się na podstawie planowanych wielkości kosztów, przychodów i sprzedaży, a także na podstawie analiz porównawczych z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi.

Rozdział 4

Szczegółowe zasady rozliczeń

§ 29. 1. Wytwórca będący stroną umowy długoterminowej dokonuje rozliczenia kosztów, o których mowa w art. 45 ust. 1a ustawy, z przedsiębiorstwem energetycznym będącym stroną tej umowy, zwanym dalej „zarządcą kontraktów”.

2. Rozliczenia, o których mowa w ust. 1, dokonuje się po każdym okresie rozliczeniowym, obliczając opłatę za energię elektryczną, która pokrywa koszty wytworzenia tej energii w części uwzględnionej w opłacie przesyłowej, zwaną dalej „opłatą wyrównawczą”, jeżeli umowa długoterminowa została dostosowana aneksem do realizacji jako umowa finansowa według wzoru:

$$O_w = O_p + O_c + O_s$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- O_w – opłatę wyrównawczą, wyrażoną w złotych za okres rozliczeniowy,
- O_p – składnik podstawowy opłaty wyrównawczej, obliczony

w sposób określony w ust. 3, wyrażony w złotych za okres rozliczeniowy,

- O_c – składnik opłaty wyrównawczej, zależny od uzyskanej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o którym mowa w art. 49 ustawy, obliczony w sposób określony w ust. 4, wyrażony w złotych za okres rozliczeniowy,
- O_s – składnik opłaty wyrównawczej, zależny od ilości sprzedanej energii elektrycznej, obliczony w sposób określony w ust. 5, wyrażony w złotych za okres rozliczeniowy.

3. Składnik podstawowy opłaty wyrównawczej, oznaczony symbolem „ O_p ”, oblicza się według wzoru:

$$O_p = (C_w - C_o) \times E_{so} - RUS$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- O_p – składnik podstawowy opłaty wyrównawczej, wyrażony w złotych za okres rozliczeniowy,
- C_w – cenę ustaloną w sposób określony w § 30 [w zł za MWh],
- C_o – cenę ustaloną w sposób określony w § 31 ust. 1, dla danego okresu rozliczeniowego [w zł za MWh],
- E_{so} – ilość energii elektrycznej sprzedanej w okresie rozliczeniowym [w MWh],
- RUS – przychody uzyskane ze sprzedaży rezerw mocy i usług systemowych z jednostek wytwórczych, dla których obliczane są opłaty wyrównawcze, wyrażone w złotych za okres rozliczeniowy.

4. Składnik opłaty wyrównawczej, oznaczony symbolem „ O_c ”, oblicza się według wzoru:

$$O_c = a_c \times (C_o - C_r) \times E_{so}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- O_c – składnik opłaty wyrównawczej, wyrażony w złotych za okres rozliczeniowy,
- a_c – współczynnik ustalony w sposób określony w ust. 6,
- C_o – cenę ustaloną w sposób określony w § 31 ust. 1, dla danego okresu rozliczeniowego [w zł za MWh],
- C_r – cenę rynkową wyliczoną dla danego okresu rozliczeniowego jako iloraz przychodów uzyskanych ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o którym mowa w art. 49 ustawy, do ilości energii sprzedanej [w zł za MWh], lecz nie niższą niż różnica cen ($C_w - C_{ws}$) ustalonych w sposób określony w § 30,
- E_{so} – ilość energii elektrycznej sprzedanej w okresie rozliczeniowym, wyrażoną w MWh.

5. Składnik opłaty wyrównawczej, oznaczony symbolem „ O_s ” oblicza się według wzoru:

$$O_s = a_s \times (E_w - E_{so}) \times C_{ws}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- O_s – składnik opłaty wyrównawczej, wyrażony w złotych za okres rozliczeniowy,
- a_s – współczynnik ustalony w sposób określony w ust. 7,
- E_w – ilość energii elektrycznej planowaną do sprzedaży w danym okresie rozliczeniowym, ustaloną w sposób określony w § 30 [w MWh],
- E_{so} – ilość energii elektrycznej sprzedanej w okresie rozliczeniowym [w MWh],
- C_{ws} – składnik stały ceny wymaganej, ustalony w sposób określony w § 30 [w zł za MWh].

6. Współczynnik a_c , o którym mowa w ust. 4, ustala się dla:

- 1) jednostek wytwórczych kondensacyjnych lub grup takich jed-

nostek; współczynnik ten w 2000 r. wynosi 0,97, a od 2001 r. jego wartość pomniejsza się w każdym kolejnym roku o 0,02,
2) jednostek wytwórczych wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła; współczynnik ten w 2000 r. wynosi 0,99, a od dnia 1 stycznia 2001 r. jego wartość pomniejsza się w każdym kolejnym roku o 0,01.

7. Współczynnik a_s , o którym mowa w ust. 5, ustala się dla jednostek wytwórczych lub grup takich jednostek i wynosi w 2000 r.:

- 1) 0,95, jeżeli iloraz C_{ws} do C_w jest większy niż 0,6,
- 2) 0,90, jeżeli iloraz C_{ws} do C_w nie jest większy niż 0,6, a jest większy niż 0,4,
- 3) 0,85, jeżeli iloraz C_{ws} do C_w nie jest większy niż 0,4.

8. Wartość współczynnika, o którym mowa w ust. 7, pomniejsza się od dnia 1 stycznia 2001 r. o 0,02 w każdym kolejnym roku.

§ 30. Wielkości oznaczone symbolami „ C_w ”, „ C_{ws} ” i „ E_w ”, o których mowa w § 29, ustala się w taryfie, na każdy rok kalendarzowy, w podziale na miesiące, dla poszczególnych jednostek wytwórczych lub grup takich jednostek określonych w umowie długoterminowej, na podstawie analiz:

- 1) realizacji tej umowy długoterminowej w poprzednich latach,
- 2) ograniczeń w sieci elektroenergetycznej,
- 3) jakości dostaw,
- 4) emisji zanieczyszczeń,
- 5) harmonogramów planowanych postojów jednostek wytwórczych.

§ 31. 1. Cenę oznaczoną symbolem „ C_o ”, o której mowa w § 29, ustala się dla poszczególnych okresów rozliczeniowych jako iloraz sumy przychodów uzyskanych ze sprzedaży energii elektrycznej z jednostek wytwórczych nie objętych umowami długoterminowymi do ilości sprzedanej energii z tych jednostek. Do obliczeń stosuje się dane statystyczne publikowane przez Główny Urząd Statystyczny lub inną upoważnioną jednostkę.

2. Roczna cena oznaczona symbolem „ C_{or} ”, o której mowa w § 20 ust. 4 i 6, ustala się w taryfie na dany rok obowiązywania taryfy jako cenę obliczoną w sposób określony w ust. 1, na podstawie wielkości wykonanych w poprzednim roku kalendarzowym.

3. Cena, o której mowa w ust. 1 i 2, może być ustalana na podstawie średnich cen energii elektrycznej sprzedanej na tej części rynku konkurencyjnego, o którym mowa w art. 49 ustawy, na którym ceny energii elektrycznej ustalone są dla każdej godziny.

§ 32. W przypadku niedotrzymania warunków umowy długoterminowej w zakresie ustalonych wskaźników sprawności wytwarzania energii elektrycznej, wielkości emisji zanieczyszczeń i dyspozycyjności jednostek wytwórczych, opłatę wyrównawczą, o której mowa w § 29 ust. 2, pomniejsza się o kwotę wynikającą z tej umowy.

§ 33. Zarządca kontraktów dokonuje rozliczenia kosztów, o których mowa w § 20 ust. 6, z operatorem systemu przesyłowego za każdy okres rozliczeniowy, obliczając opłatę wyrównawczą według wzoru:

$$O_{sw} = S_{osw} \times E_s$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- O_{sw} – opłatę wyrównawczą za okres rozliczeniowy,
 S_{osw} – składnik wyrównawczy stawki systemowej,
 E_s – ilość energii elektrycznej pobieranej z sieci krajowego systemu elektroenergetycznego przez odbiorców oraz zużywaną przez autoproducentów i odbiorców końcowych w małych systemach wydzielonych [w MWh za okres rozliczeniowy].

§ 34. 1. Przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, kupując energię elektryczną wytwarzaną

w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła po cenach ustalonych w sposób określony w § 15 ust. 1, rozlicza się z operatorem systemu przesyłowego, obliczając opłatę rekompensującą według wzoru:

$$O_{re} = (C_s - C_{or}) \times E_{ws}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- O_{re} – opłatę rekompensującą [w zł za miesiąc],
 C_s – cenę zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, obliczoną w sposób określony w § 15 ust. 1 [w zł za MWh],
 C_{or} – roczną cenę ustaloną na dany rok obowiązywania taryfy, w sposób określony w § 31 ust. 2 [w zł za MWh],
 E_{ws} – ilość energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu, zakupionej w danym okresie rozliczeniowym po cenie oznaczonej symbolem „ C_s ” [w MWh].

2. Jeżeli energia elektryczna wytwarzana w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła jest sprzedawana na rynku bilansującym, roczną cenę, o której mowa w ust. 1, przyjmuje się w wysokości ceny uzyskanej ze sprzedaży tej energii w danym okresie rozliczeniowym, na tym rynku.

§ 35. 1. Rozliczenia między przedsiębiorstwami energetycznymi za dostarczoną energię elektryczną lub świadczone usługi przesyłowe prowadzone są na podstawie danych rozliczeniowych dotyczących okresu rozliczeniowego ustalonego w taryfie.

2. Podstawą do rozliczeń, o których mowa w ust. 1, są wskazania liczników, układów pomiarowo-rozliczeniowych, rejestrowane wielkości niemierzalne oraz algorytmy ich przetwarzania na dane rozliczeniowe.

3. Dopuszcza się stosowanie w rozliczeniach wstępnych danych rozliczeniowych lub wielkości zastępczych, obliczonych w sposób określony w taryfie.

§ 36. 1. Opłatę przesyłową dla danego poziomu napięć znamionowych oblicza się według wzoru:

$$O_{poi} = S_{svn} \times P_i + S_{zvn} \times E_{pi} + K_{oi} \times S_{os} \times E_{oi} + S_{pr} \times E_{zi}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- O_{poi} – opłatę przesyłową obliczoną dla danego odbiorcy [w zł za okres rozliczeniowy],
 S_{svn} – składnik stały stawki sieciowej za okres rozliczeniowy [w zł/MW mocy umownej],
 P_i – moc umowną określoną dla danego odbiorcy [w MW],
 S_{zvn} – składnik zmienny stawki sieciowej [w zł/MWh],
 E_{pi} – ilość energii pobranej z sieci przez danego odbiorcę [w MWh za okres rozliczeniowy],
 K_{oi} – współczynnik udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych, ustalonych dla danego odbiorcy w sposób określony w ust. 2,
 S_{os} – stawkę systemową, określoną jako suma składników, o których mowa w § 17 ust. 2 [w zł/MWh],
 E_{oi} – ilość energii elektrycznej pobranej z sieci przez odbiorców, o których mowa w ust. 2 pkt 1, 3 i 4, zużytą przez odbiorców, o których mowa w ust. 2 pkt 2, lub ustaloną dla operatorów systemów rozdzielczych jako ilość energii oznaczoną symbolem „ E_{or} ”, o której mowa w ust. 2 pkt 5 [w MWh za okres rozliczeniowy],
 S_{pr} – stawkę rozliczeniową [w zł/MWh],
 E_{zi} – ilość energii elektrycznej określoną w zgłoszonych do operatora grafikach obciążeń [w MWh za okres rozliczeniowy]; dla odbiorców nie zgłaszających umów sprzedaży energii elektrycznej $E_{zi} = 0$.

2. Współczynnik udziału odbiorcy, o którym mowa w ust. 1, ustala się dla:

- 1) energii przesyłanej za granicę jako $k_{oi} = k_{oz} = 0,1$,
- 2) odbiorców będących autoproducentami i odbiorców końcowych w małych systemach wydzielonych jako $k_{oi} = k_{oa} = 0,5$,
- 3) odbiorców końcowych, którzy w poprzednim roku kalendarzowym zużyli nie mniej niż 500 GWh energii elektrycznej, z wykorzystaniem nie mniej niż 50% mocy przyłączeniowej, dla których koszt energii elektrycznej stanowi nie mniej niż 20% kosztów produkcji jako $k_{oi} = k_{os} = 0,1$,
- 4) odbiorców końcowych w krajowym systemie elektroenergetycznym, innych niż odbiorcy, o których mowa w pkt 2 i 3, jako $k_{oi} = k_{ok}$; współczynnik ten oblicza się według wzoru:

$$k_{oi} = k_{ok} = \frac{[(E_{ok} + E_{oz} + E_{oa} + E_{om} + E_{os}) - 0,1 \times (E_{oz} + E_{os}) - 0,5 \times (E_{oa} + E_{om})]}{E_{ok}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- E_{oz} , E_{os} , E_{ok} – ilość energii elektrycznej pobraną w poprzednim roku kalendarzowym z sieci krajowego systemu elektroenergetycznego, odpowiednio przez odbiorców, o których mowa w pkt 1, 3 i 4 [w MWh],
- E_{oa} , E_{om} – ilość energii elektrycznej zużytej w poprzednim roku kalendarzowym, odpowiednio przez odbiorców, o których mowa w pkt 2 [w MWh],
- 5) odbiorców będących operatorami systemów rozdzielczych, prowadzących rozliczenia za świadczone usługi przesyłowe z operatorem systemu przesyłowego jako $k_{oi} = k_{or}$; współczynnik ten oblicza się według wzoru:

$$k_{oi} = k_{or} = \frac{[k_{oz} + E_{ozr} + k_{oa} \times (E_{oar} + E_{omr}) + k_{os} \times (E_{osr} + k_{ok} \times E_{okr})]}{E_{or}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- k_{or} , k_{oz} , k_{oa} , k_{os} , k_{ok} – współczynniki udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych ustalone w sposób określony w pkt 1–4,
- E_{ozr} , E_{osr} , E_{okr} – ilość energii elektrycznej pobranej z sieci należących do operatora systemu rozdzielczego w poprzednim roku kalendarzowym przez odbiorców, o których mowa w pkt 1, 3 i 4, przyłączonych do sieci tego operatora [w MWh],
- E_{oar} , E_{omr} – ilość energii elektrycznej zużytej w poprzednim roku kalendarzowym przez autoproducentów i odbiorców końcowych w małych systemach wydzielonych, przyłączonych do sieci należących do operatora systemu rozdzielczego [w MWh],
- E_{or} – ilość energii równa sumie E_{ozr} , E_{osr} , E_{okr} , E_{oar} , E_{omr} [w MWh].

3. Oplatę przesyłową dla wytwórców energii elektrycznej lub dostawców tej energii przesyłanej z zagranicy oblicza się według wzoru:

$$O_{pw} = S_{pr} \times E_z$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- O_{pw} – opłatę przesyłową [w zł za okres rozliczeniowy],
- S_{pr} – stawkę rozliczeniową [w zł/MWh],
- E_z – ilość energii elektrycznej określoną w zgłoszonych do operatora grafikach obciążeń [w MWh za okres rozliczeniowy].

4. Oplatę przesyłową dla przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem energią elektryczną nie przyłączonych do

sieci należących do operatora, do którego zgłaszają grafiki obciążeń, oblicza się według wzoru:

$$O_{pn} = 0,5 \times S_{pr} \times (E_{sn} + E_{zn})$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- O_{pn} – opłatę przesyłową [w zł za okres rozliczeniowy],
- S_{pr} – stawkę rozliczeniową [w zł/MWh],
- E_{sn} – ilość energii elektrycznej odbieranej, określoną w zgłoszonych do operatora grafikach obciążeń [w MWh za okres rozliczeniowy],
- E_{zn} – ilość energii elektrycznej dostarczanej, określoną w zgłoszonych do operatora grafikach obciążeń [w MWh za okres rozliczeniowy].

5. Oplatę za usługi przesyłowe świadczone między operatorami systemu rozdzielczego, na tym samym poziomie napięć znamionowych, oblicza się według wzoru:

$$O_{povi} = \sum_{i=1}^m (S_{svn} \times P_{vi} + S_{zvn} \times E_{pi} + S_{pr} \times E_{zi})$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- O_{povi} – opłatę przesyłową [w zł za okres rozliczeniowy],
- S_{svn} – składnik stały stawki sieciowej [w złotych/MW],
- P_{vi} – moc umowną, określoną dla każdego połączenia sieci na tym samym poziomie napięć znamionowych [w MW],
- S_{zvn} – składnik zmienny stawki sieciowej [w zł/MWh],
- E_{pi} – ilość energii elektrycznej pobraną przez dane połączenie, określoną jako różnica między energią pobraną i oddaną [w MWh za okres rozliczeniowy],
- S_{pr} – stawkę rozliczeniową [w zł/MWh],
- E_{zi} – ilość energii elektrycznej określoną w zgłoszonych grafikach obciążeń [w MWh za okres rozliczeniowy].

§ 37. Operator systemu rozdzielczego w odrębnej umowie zawartej z autoproducentem, operatorem małego systemu wydzielonego albo innym operatorem może ustalić inny niż określony w § 36 sposób rozliczeń opłaty za świadczone usługi przesyłowe na połączeniach sieci, pod warunkiem równego traktowania podmiotów korzystających z tych sieci.

§ 38. 1. Rozliczeń z odbiorcami za dostarczaną energią elektryczną i świadczone usługi przesyłowe dokonuje się w okresach rozliczeniowych, ustalonych w taryfie.

2. Okres rozliczeniowy nie powinien być dłuższy niż dwa miesiące, a dla odbiorców zaliczanych do V grupy przyłączeniowej okres rozliczeniowy nie może być dłuższy niż rok.

3. Jeżeli okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc, w okresie tym mogą być pobierane opłaty za energię elektryczną w wysokości określonej na podstawie prognozowanego zużycia energii elektrycznej w tym okresie.

4. Jeżeli w wyniku wnoszenia opłat na podstawie prognozowanego zużycia energii elektrycznej, o którym mowa w ust. 3, powstanie nadpłata lub niedopłata za pobraną energią elektryczną:

- 1) nadpłata podlega zaliczeniu na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy, o ile odbiorca nie zażąda jej zwrotu,
- 2) niedopłata doliczana jest do pierwszego rachunku, ustalonego dla najbliższego okresu rozliczeniowego.

§ 39. Rozliczenia za dostarczaną energią elektryczną dokonywane są na podstawie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego dla miejsc dostarczania tej energii, określonych w umowie sprzedaży i umowie o świadczenie usług przesyłowych. Dopuszcza się możliwość prowadzenia łącznych rozliczeń dla więcej niż jednego miejsca dostarczania energii elektrycznej.

§ 40. 1. W przypadku stwierdzenia błędów w pomiarze lub odczycie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, które spowodowały zawyżenie należności za pobraną energię elektryczną, przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane dokonać korekty uprzednio wystawionych rachunków.

2. Korekta, o której mowa w ust. 1, obejmuje cały okres rozliczeniowy lub okres, w którym występowały stwierdzone nieprawidłowości lub błędy.

§ 41. 1. Podstawą do wyliczenia wielkości korekty rachunków, o których mowa w § 40 ust. 1, jest wielkość błędów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego.

2. Jeżeli określenie błędów, o których mowa w ust. 1, nie jest możliwe, podstawą do wyliczenia wielkości korekty stanowi średnia liczba jednostek energii elektrycznej za okres doby, obliczana na podstawie sumy jednostek energii elektrycznej prawidłowo wykazanych przez układ pomiarowy w poprzednim okresie rozliczeniowym, pomnożona przez liczbę dni okresu, którego dotyczy korekta rachunku, w wyliczaniu wielkości korekty należy uwzględnić sezonowość poboru energii elektrycznej oraz inne udokumentowane okoliczności mające wpływ na wielkość poboru tej energii.

3. Jeżeli nie można ustalić średniego dobowego zużycia energii elektrycznej, podstawą wyliczenia wielkości korekty jest wskazanie układu pomiarowo-rozliczeniowego z następnego okresu rozliczeniowego.

§ 42. Nadpłatę wynikającą z wyliczonej korekty, o której mowa w § 40 ust. 1, zalicza się na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy, o ile odbiorca nie zażąda jej zwrotu.

§ 43. 1. Za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, określonych w odrębnych przepisach, odbiorcom na ich wniosek przysługują bonifikaty i upusty, w wysokości określonej w taryfie lub umowie.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane rozpatrzyć wniosek, o którym mowa w ust. 1, w terminie 30 dni od dnia jego złożenia.

§ 44. 1. Wysokość bonifikaty i upustu za niedotrzymanie poziomu napięcia znamionowego w danym okresie doby, zależnie od wartości odchylenia napięcia od dopuszczalnych wartości granicznych, oblicza się:

1) jeżeli wartość odchylenia napięcia od dopuszczalnych wartości granicznych nie przekracza 10%, odbiorcy przysługuje upust w wysokości obliczonej według wzoru:

$$W_{UT} = \left(\frac{U}{10\%}\right)^2 \times A_T \times C_T$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

W_{UT} – wysokość upustu dla odbiorcy w danym okresie doby [w zł],

U – wartość odchylenia napięcia znamionowego od dopuszczalnych, określonych w odrębnych przepisach, wartości granicznych [w %],

A_T – ilość energii elektrycznej dostarczoną odbiorcy w danym okresie doby [w jednostkach energii],

C_T – cenę energii elektrycznej przyjmowaną do rozliczeń z odbiorcą, określoną w taryfie dla danego okresu doby, w którym nastąpiło odchylenie napięcia znamionowego [w zł za jednostkę energii],

2) jeżeli wartość odchylenia napięcia znamionowego od dopuszczalnych wartości granicznych przekracza 10%, odbiorcy przysługuje upust uwzględniający bonifikatę, w łącznej wysokości obliczonej według wzoru:

$$W_{UT} = A_T \times C_T + b_{rT} \times t_r$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

W_{UT} – wysokość upustu dla odbiorcy w danym okresie doby [w zł],

A_T – ilość energii elektrycznej dostarczoną odbiorcy w danym okresie doby [w jednostkach energii],

C_T – cenę energii elektrycznej stosowaną w rozliczeniach z odbiorcą, określoną w taryfie dla danego okresu doby, w którym nastąpiło odchylenie napięcia znamionowego [w zł za jednostkę energii],

b_{rT} – ustaloną w taryfie bonifikatę za niedotrzymanie poziomu napięcia znamionowego w danym okresie doby [w zł za godzinę],

t_r – łączny czas niedotrzymania poziomu napięcia znamionowego w danym okresie doby [w godzinach].

2. Za każdą niedostarczoną jednostkę energii elektrycznej odbiorcy przysługuje bonifikata w wysokości pięciokrotności ceny energii elektrycznej za okres, w którym wystąpiła przerwa: ilość niedostarczonej energii elektrycznej w dniu, w którym miała miejsce przerwa, ustala się na podstawie poboru energii w odpowiednim dniu poprzedniego tygodnia, z uwzględnieniem czasu dopuszczalnych przerw określonych w umowie.

3. W okresie, w którym nie były dotrzymane standardy jakościowe obsługi odbiorców, a układ pomiarowo-rozliczeniowy uniemożliwia określenie ilości energii elektrycznej dostarczonej odbiorcy, ilość tej energii ustala się na podstawie poboru energii w analogicznym okresie rozliczeniowym tego samego dnia tygodnia w poprzednim tygodniu oraz proporcji liczby godzin, w których standardy nie zostały dotrzymane, do całkowitej liczby godzin w okresie rozliczeniowym.

§ 45. W przypadku niedotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców, wysokość opłat, o ile umowa sprzedaży energii elektrycznej lub umowa o świadczenie usług przesyłowych nie stanowi inaczej, ustala się w następujący sposób:

- 1) za nieprzyjęcie zgłoszeń lub reklamacji od odbiorcy – opłata stanowi 1/150 przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw w roku kalendarzowym poprzedzającym rok wprowadzenia nowej taryfy, określonego w obwieszczeniu Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłaszanym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”,
- 2) za nieuzasadnioną zwłokę w usuwaniu zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci – opłata stanowi 1/30 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1,
- 3) za odmowę udzielenia odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej, przerwanego z powodu awarii sieci – opłata stanowi 1/300 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1,
- 4) za niepowiadomienie, co najmniej z pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostawie energii elektrycznej, w formie ogłoszeń prasowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych, albo w inny sposób przyjęty na danym terenie, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV – opłata stanowi 1/150 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1,
- 5) za niepowiadomienie w formie indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka te-

- lekomunikacji, co najmniej z pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostawie energii elektrycznej, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV – opłata stanowi 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1,
- 6) za niepoinformowanie na piśmie, co najmniej z tygodniowym wyprzedzeniem, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią – opłata stanowi 1/30 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1,
- 7) za niepoinformowanie na piśmie, co najmniej z rocznym wyprzedzeniem, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania instalacji do zmienionych warunków zasilania – opłata stanowi 1/30 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1,
- 8) za niepoinformowanie na piśmie, co najmniej z trzyletnim wyprzedzeniem, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV o konieczności dostosowania instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu mocy zwarcia i innych warunków funkcjonowania sieci – opłata stanowi 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1,
- 9) za nieuzasadnioną odmowę odpłatnego podjęcia stosownych czynności w sieci, w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania przez odbiorcę lub inny podmiot prac w obszarze oddziaływania tej sieci – opłata stanowi 1/30 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1,
- 10) za nieudzielenie, na żądanie odbiorcy, informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf – opłata stanowi 1/300 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1,
- 11) za przedłużenie czternastodniowego terminu rozpatrzenia wniosku lub reklamacji odbiorcy w sprawie zasad rozliczeń i udzielenia odpowiedzi, za każdy dzień zwłoki – opłata stanowi 1/1000 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1.
- § 46. 1. Jeżeli energia elektryczna pobierana jest niezgodnie z warunkami określonymi w umowie, przedsiębiorstwo energetyczne może obciążyć odbiorcę opłatami w wysokości dwukrotności cen i stawek opłat określonych w taryfie dla danej grupy taryfowej, o ile umowa sprzedaży energii elektrycznej nie stanowi ina-

zej. Opłaty oblicza się dla każdego miesiąca, w którym nastąpił pobór energii elektrycznej niezgodnie z umową.

2. Jeżeli energia elektryczna pobierana jest bez zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, za każdą jednostkę tak pobranej energii elektrycznej przedsiębiorstwo energetyczne obciąża pobierającego opłatami za nielegalnie pobraną energię w wysokości pięciokrotności cen i stawek opłat, określonych w taryfie dla odbiorców danej grupy.

3. Opłaty, o których mowa w ust. 1 i 2, oblicza się dla całego nie objętego przedawnieniem okresu udowodnionego nielegalnego pobierania energii elektrycznej.

§ 47. 1. W przypadku nielegalnie pobieranej energii elektrycznej, za podstawę do ustalenia wielkości mocy oraz energii elektrycznej w celu obliczenia opłaty, o której mowa w § 46, przyjmuje się wielkości poboru mocy i zużycia energii elektrycznej, jakie wystąpiły w analogicznym okresie przed powstaniem lub po ustaniu nielegalnego pobierania energii elektrycznej.

2. W przypadku nielegalnie pobieranej energii elektrycznej, której ilości nie można ustalić, przyjmuje się do obliczenia opłaty za nielegalnie pobraną energię elektryczną zryczałtowane ilości określone w taryfie, o ile umowa sprzedaży energii elektrycznej nie stanowi inaczej.

Rozdział 5

Przepisy przejściowe i końcowe

§ 48. Taryfy obowiązujące przed dniem wejścia w życie ustawy z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 48, poz. 555), dostosowane w zakresie opłaty za przyłączenie i opłaty za świadczenie usług przesyłowych do przepisów art. 7 ust. 4 i art. 45 ust. 5 tej ustawy, nie później niż w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszego rozporządzenia, obowiązują nie dłużej niż do dnia 30 czerwca 2001 r.

§ 49. Traci moc rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 3 grudnia 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach (Dz. U. Nr 153, poz. 1002).

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

Minister Gospodarki: *J. Steinhoff*

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI

z dnia 15 grudnia 2000 r.

w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku.

(Dz. U. Nr 122, poz. 1336)

Na podstawie art. 9 ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255 oraz z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099) zarządza się, co następuje:

§ 1. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem

energią elektryczną lub ciepłem jest obowiązane do zakupu, odpowiednio do zakresu prowadzonej działalności gospodarczej, energii elektrycznej albo ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych przyłączonych do wspólnej sieci, niezależnie od wielkości mocy zainstalowanej w źródle, z zastrzeżeniem § 2 i 3, w szczególności energii elektrycznej albo ciepła, pochodzących z:

1) elektrowni wodnych,

- 2) elektrowni wiatrowych,
- 3) biogazu pozyskanego w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych, oczyszczalni ścieków, składowisk odpadów komunalnych,
- 4) biomasy,
- 5) biopaliw,
- 6) słonecznych ogniw fotowoltaicznych,
- 7) słonecznych kolektorów do produkcji ciepła,
- 8) ciepła geotermalnego.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła jest obowiązane do zakupu ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych, przyłączonych do sieci ciepłowniczej tego przedsiębiorstwa, z zastrzeżeniem § 3 pkt 1 i 4–6, jeżeli:

- 1) przesyłane ciepło nie jest przedmiotem obrotu lub
- 2) oferowane do sprzedaży ciepło nie zostało w całości zakupione przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem ciepła przesyłanym tą siecią.

3. W przypadku gdy obrót ciepłem, które przesyłane jest wspólną siecią ciepłowniczą, prowadzi więcej niż jedno przedsiębiorstwo, obowiązek zakupu ciepła, o którym mowa w ust. 1, dotyczy ciepła zakupionego w ilości proporcjonalnej do udziału danego przedsiębiorstwa w łącznej sprzedaży tego ciepła, prowadzonej przez te przedsiębiorstwa.

4. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, a także obrotem tą energią, jest obowiązane do zakupu całej oferowanej energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła ze źródeł przyłączonych do sieci należącej do tego przedsiębiorstwa, niezależnie od wielkości zainstalowanej mocy elektrycznej źródła, z zastrzeżeniem § 3 pkt 1 i 2 oraz pkt 4 i 6.

5. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 4, nie zajmuje się obrotem energią elektryczną lub ilość kupowanej przez to przedsiębiorstwo energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła jest wyższa od łącznej ilości energii sprzedawanej odbiorcom, to energię tę lub jej nadwyżkę jest obowiązane odkupić przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej na obszarze całego kraju za pomocą sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV, zwane dalej „operatorem systemu przesyłowego”.

6. Jeżeli udział zakupionej energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 4, jest większy niż 25%, to nadwyżka ponad wielkość wynikającą z tego udziału może być odsprzedana operatorowi systemu przesyłowego, który jest obowiązany do jej zakupu.

7. Przez wspólną sieć, o której mowa w ust. 1–3, należy rozumieć sieć elektroenergetyczną na terenie kraju albo sieć ciepłowniczą, do której jest przyłączone dane źródło niekonwencjonalne i odnawialne wytwarzające ciepło.

§ 2. Obowiązek, o którym mowa w § 1 ust. 1, uznaje się za spełniony, jeżeli:

- 1) udział ilości energii elektrycznej wytworzonej w źródłach niekonwencjonalnych i odnawialnych w wykonanej, całkowitej rocznej, sprzedaży energii elektrycznej przez dane przedsiębiorstwo energetyczne wynosi nie mniej niż:
 - a) 2,4% w 2001 r.,

- b) 2,5% w 2002 r.,
- c) 2,65% w 2003 r.,
- d) 2,85% w 2004 r.,
- e) 3,1% w 2005 r.,
- f) 3,6% w 2006 r.,
- g) 4,2% w 2007 r.,
- h) 5,0% w 2008 r.,
- i) 6,0% w 2009 r.,
- j) 7,5% w 2010 r. i latach następnych,

- 2) oferowane do sprzedaży ciepła, wytworzone w źródle niekonwencjonalnym i odnawialnym, zostało zakupione w ilości, w jakiej je oferowano, lub w ilości równej łącznej ilości sprzedanego ciepła odbiorcom, którzy kupują od danego przedsiębiorstwa energetycznego ciepło przesyłane daną siecią ciepłowniczą, do której przyłączone jest to źródło.

§ 3. Obowiązek, o którym mowa w § 1, nie dotyczy:

- 1) energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej,
- 2) energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, ze sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną i ciepło łącznie mniejszą niż 65%, obliczoną jako średnioroczna w roku kalendarzowym, w którym dokonuje się zakupu energii elektrycznej,
- 3) energii elektrycznej z elektrowni wodnych szczytowo-pompowych wytworzonej przy użyciu przepompowanej wody,
- 4) energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych przy użyciu paliw rozszczepialnych,
- 5) ciepła, jeżeli uzasadniony planowany koszt jego zakupu ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych spowoduje w przedsiębiorstwie energetycznym w danym roku wzrost cen i stawek opłat za ciepło dla odbiorców o więcej niż 1,25-krotności średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym, określonego w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”,
- 6) energii elektrycznej i ciepła ze spalania odpadów.

§ 4. 1. Planowane, uzasadnione koszty zakupionej energii elektrycznej, ponoszone w związku z realizacją obowiązku, o którym mowa w § 1 ust. 1, uwzględnia się w kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego dokonyującego jej zakupów, przyjmując, że każda jednostka energii elektrycznej sprzedawana przez dane przedsiębiorstwo energetyczne wszystkim odbiorcom jest w tej samej wysokości obciążona tymi kosztami.

2. W przypadku wystąpienia, w okresie obowiązywania taryfy, różnicy między przyjętymi do kalkulacji a rzeczywistości poniesionymi uzasadnionymi kosztami, o których mowa w ust. 1, różnicę tę uwzględnia się w kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych na następny okres obowiązywania współczynnika korekcyjnego, o którym mowa w art. 23 ust. 2 pkt 2 lit. b) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.

§ 5. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w § 1 ust. 4, uwzględnia w taryfie, w kalkulacji cen za energię elektryczną planowane uzasadnione koszty zakupu tej energii wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, których wysokość oblicza się jako iloczyn planowanej do zakupu ilości energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła oraz ceny

energii elektrycznej ustalonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 46 ust. 1 ustawy, o której mowa w § 4 ust. 2, określającymi szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla energii elektrycznej.

2. Operator systemu przesyłowego uwzględni w taryfie, w kalkulacji stawek opłat za usługi przesyłowe planowane uzasadnione koszty obejmujące:

- 1) różnicę między planowanymi przez to przedsiębiorstwo kosztami zakupu i przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła,
- 2) planowane do poniesienia opłaty płacone przedsiębiorstwom energetycznym zajmującym się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, a także obrotem tą energią, pokrywające różnicę między planowanymi kosztami zakupu i przychodami

ze sprzedaży przez te przedsiębiorstwa energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, zgodnie z przepisami, o których mowa w ust. 1.

3. Przepis § 4 ust. 2 stosuje się do różnicy między przyjętymi do kalkulacji a rzeczywiście poniesionymi uzasadnionymi kosztami, o których mowa w ust. 1 i 2.

§ 6. Traci moc rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lutego 1999 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. Nr 13, poz. 119).

§ 7. 1. Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2001 r.

2. Przepis § 3 pkt 1 obowiązuje do dnia uzyskania przez Rzeczpospolitą Polską członkostwa w Unii Europejskiej.

Minister Gospodarki: *J. Steinhoff*

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI

z dnia 20 grudnia 2000 r.

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

(Dz. U. Nr 1, poz. 8)

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

Rozdział 1 Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowe zasady:

- 1) kształtowania i kalkulacji taryf przez przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji, obrotu oraz magazynowania paliw gazowych,

- 2) rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi między przedsiębiorstwem energetycznym i odbiorcami tych paliw

§ 2. Ilekroć w rozporządzeniu jest mowa o:

- 1) ustawie – należy przez to rozumieć ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne,
- 2) sieci gazowej – należy przez to rozumieć gazociągi wraz ze stacjami gazowymi, układami pomiarowymi i tłoczniami gazu, połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania i dystrybucji paliw gazowych, należące do przedsiębiorstwa energetycznego,
- 3) sieci przesyłowej – należy przez to rozumieć sieć gazową służącą do przesyłania i dystrybucji paliw gazowych o ciśnieniu wyższym niż 0,5 MPa,
- 4) sieci rozdzielczej – należy przez to rozumieć sieć gazową służącą do przesyłania i dystrybucji paliw gazowych o ciśnieniu nie wyższym niż 0,5 MPa,
- 5) układzie pomiarowym – należy przez to rozumieć gazomierze i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo-pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące do pomiaru ilości paliw gazowych i dokonywania rozliczeń,

- 6) grupie taryfowej – należy przez to rozumieć grupę odbiorców pobierających paliwa gazowe z sieci gazowej lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem odbiorców w te paliwa, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania,

- 7) charakterystyce odbioru paliwa gazowego – należy przez to rozumieć określone w umowie lub rzeczywiste wielkości charakteryzujące w szczególności:

- a) roczną ilość odbieranego paliwa i nierównomierność jego poboru w czasie,
- b) godzinową lub dobową moc,
- c) ciśnienie w miejscu dostarczania paliwa,

- 8) mocy umownej – należy przez to rozumieć maksymalną godzinową lub dobową możliwość odebrania w danym roku paliwa gazowego, określoną w umowie sprzedaży paliw gazowych, umowie o świadczenie usług przesyłowych lub umowie o magazynowanie paliw gazowych,

- 9) uzasadnionych kosztach – należy przez to rozumieć koszty określone na podstawie ustawy i niniejszego rozporządzenia, przy zachowaniu należytej staranności zmierzającej do ochrony interesów odbiorców i minimalizacji kosztów, niezbędne do wykonania zobowiązań wynikających z umowy o przyłączenie do sieci gazowej, umowy sprzedaży paliw gazowych lub umowy o świadczenie usług przesyłowych albo umowy o magazynowanie paliw gazowych,

- 10) subsydiowaniu skrośnym – należy przez to rozumieć pokrywanie kosztów dotyczących jednego rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej lub jednej grupy odbiorców przychodami pochodzącymi z innego rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej lub od innej grupy odbiorców,

- 11) pozyskaniu paliw gazowych – należy przez to rozumieć zakup paliw gazowych z importu i źródeł krajowych oraz wydobycie, wytwarzanie i przetwarzanie paliw gazowych,

- 12) pojemności czynnej magazynu – należy przez to rozumieć

maksymalną ilość paliw gazowych możliwą do odebrania w ciągu jednego cyklu pracy magazynu przy zachowaniu bezpieczeństwa pracy magazynu,

- 13) okresie regulacji – należy przez to rozumieć okres obowiązywania współczynników korekcyjnych, o których mowa w § 28 ust. 2.

Rozdział 2

Szczegółowe zasady kształtowania taryf

§ 3. Przedsiębiorstwo energetyczne opracowuje taryfę w sposób zapewniający:

- 1) pokrycie uzasadnionych kosztów w zakresie określonym w art. 45 ustawy,
- 2) ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen,
- 3) eliminowanie subsydiowania skrośnego.

§ 4. Przedsiębiorstwo energetyczne kształtuje taryfę odpowiednio do zakresu prowadzonej działalności gospodarczej związanej z zaopatrzeniem w paliwa gazowe, rodzaju odbiorców i ich zapotrzebowania na te paliwa.

§ 5. 1. Taryfa powinna, odpowiednio do prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, określać:

- 1) grupy taryfowe,
- 2) rodzaje oraz wysokość cen i stawek opłat, a także warunki ich stosowania,
- 3) bonifikaty,
- 4) opłaty z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców,
- 5) opłaty za nielegalny pobór paliw gazowych.

2. Określone w taryfie ceny i stawki opłat różnicuje się dla poszczególnych grup taryfowych, odpowiednio do uzasadnionych kosztów.

3. Taryfę kształtuje się w taki sposób, aby odbiorca mógł na jej podstawie obliczyć należność odpowiadającą zakresowi usług związanych z zaopatrzeniem w paliwa gazowe, określone w umowie sprzedaży paliw gazowych, umowie o świadczenie usług przesyłowych lub usług magazynowania paliw gazowych.

§ 6. 1. Określone w taryfie warunki stosowania cen i stawek opłat ustala się z uwzględnieniem standardów jakościowych obsługi odbiorców, określonych w umowie sprzedaży, umowie o świadczenie usług przesyłowych, umowie o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych albo w odrębnych przepisach.

2. Warunki, o których mowa w ust. 1, powinny określać w szczególności:

- 1) zakres świadczonych usług dla odbiorców w poszczególnych grupach taryfowych,
- 2) standardy jakościowe obsługi odbiorców,
- 3) sposób obliczania opłat w przypadku uszkodzenia układu pomiarowo-rozliczeniowego.

§ 7. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem paliw gazowych ustala w taryfie:

- 1) ceny paliw gazowych,
- 2) bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakości dostarczanych paliw gazowych,
- 3) opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych ustala w taryfie:

- 1) stawki opłat za przyłączenie do sieci przesyłowej i rozdzielczej,
- 2) stawki opłat za usługi przesyłowe sieciami przesyłowymi lub rozdzielczymi,
- 3) stawki opłat abonamentowych,
- 4) bonifikaty z tytułu niedotrzymania standardów świadczonych usług przesyłowych,
- 5) opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców,
- 6) opłaty za nielegalny pobór paliw gazowych.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi ustala w taryfie:

- 1) ceny paliw gazowych,
- 2) stawki opłat abonamentowych,
- 3) bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakości dostarczanych paliw,
- 4) opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców.

4. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem paliwami gazowymi ustala w taryfie jedną stawkę opłaty abonamentowej dla obydwu rodzajów prowadzonej działalności gospodarczej.

5. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się magazynowaniem paliw gazowych ustala w taryfie:

- 1) stawki opłat za usługi magazynowania paliw gazowych,
- 2) bonifikaty z tytułu niedotrzymania standardów jakości świadczonych usług magazynowania paliw gazowych,
- 3) opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców.

§ 8. Podział odbiorców na grupy taryfowe dokonywany jest według następujących kryteriów:

- 1) przyłączenia do sieci przesyłowej lub rozdzielczej,
- 2) rodzaju pobieranego paliwa gazowego,
- 3) wielkości i charakterystyki odbioru paliwa gazowego,
- 4) systemu rozliczeń,
- 5) niezawodności i ciągłości świadczonych usług i ponoszonych z tego tytułu kosztów.

§ 9. Wyodrębnione w taryfie ceny i stawki opłat dla grup taryfowych mogą być różnicowane, z uwzględnieniem podziału roku na okresy czasowe, ze względu na uzasadnione koszty dostarczania paliw gazowych w tych okresach.

§ 10. 1. W przypadku gdy odbiorca, który nie korzysta z prawa do usług przesyłowych, może być zaliczony do więcej niż jednej grupy taryfowej, wówczas ma prawo wyboru jednej z nich.

2. Odbiorca, o którym mowa w ust. 1, może wystąpić do przedsiębiorstwa energetycznego o zmianę grupy taryfowej nie częściej niż raz na 12 miesięcy. Grupę taryfową oraz warunki jej zmiany określa umowa sprzedaży paliw gazowych.

Rozdział 3

Szczegółowe zasady kalkulacji cen i stawek opłat

§ 11. Uzasadnione koszty, na podstawie których oblicza się ceny i stawki opłat dla pierwszego roku okresu regulacji, zwanego dalej „rokiem bazowym”, określa się na podstawie planowanych rocznych kosztów:

- 1) prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w paliwa gazowe, w tym kosztów finansowych związanych z obsługą kredytów bankowych, z wyłączeniem odsetek i opłat za nieterminowe realizowanie zobowiązań,

2) modernizacji i rozwoju oraz kosztów związanych z realizacją inwestycji z zakresu ochrony środowiska i związanych z tym kosztów finansowych.

§ 12. 1. Koszty, o których mowa w § 11 pkt 1, ustala się zgodnie z art. 44 i 45 ustawy oraz z zasadami ewidencji kosztów określonymi w przepisach o rachunkowości w sposób umożliwiający ustalenie kosztów stałych i kosztów zmiennych, planowanych przez przedsiębiorstwo energetyczne na poszczególne rodzaje działalności gospodarczej, z uwzględnieniem źródeł tych kosztów.

2. Podstawą oceny kosztów, o których mowa w ust. 1, są porównywalne koszty, poniesione w roku kalendarzowym poprzedzającym rok bazowy, określone na podstawie sprawozdania finansowego, zbadanego zgodnie z przepisami o rachunkowości.

3. Koszty, o których mowa w § 11 pkt 1, określa się, przyjmując planowane dla roku bazowego ilości sprzedanych paliw gazowych i wielkości mocy umownej.

§ 13. 1. Koszty wynikające z inwestycji modernizacyjnych, rozwojowych i z zakresu ochrony środowiska, o których mowa w § 11 pkt 2, ustala się jako roczne koszty związane z eksploatacją urządzeń i instalacji, przekazywanych do eksploatacji po zakończeniu tych inwestycji.

2. Koszty, o których mowa w ust. 1, ustala się na podstawie obowiązującego dla przedsiębiorstwa planu inwestycji oraz określonego w tym planie sposobu finansowania i harmonogramu realizacji poszczególnych przedsięwzięć inwestycyjnych w zakresie:

- 1) wytwarzania i magazynowania paliw gazowych – planu inwestycji rozwojowych, modernizacyjnych i związanych z ochroną środowiska dla źródeł i magazynów paliw gazowych,
- 2) przesyłania i dystrybucji paliw gazowych – planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe, o którym mowa w art. 16 ust. 1 ustawy.

3. Koszty związane z eksploatacją urządzeń i instalacji przekazywanych do eksploatacji w wyniku inwestycji rozwojowych, modernizacyjnych i z zakresu ochrony środowiska, o których mowa w ust. 1 i 2, obejmują w szczególności:

- 1) odpisy amortyzacyjne, obliczone zgodnie z obowiązującymi przepisami dla środków trwałych przekazywanych do eksploatacji w wyniku inwestycji rozwojowych, modernizacyjnych i z zakresu ochrony środowiska,
- 2) odsetki od kredytów zaciągniętych na realizację tych inwestycji oraz koszty finansowe związane z obsługą tych kredytów,
- 3) koszty kalkulacyjne związane z eksploatacją nowych urządzeń i instalacji w zakresie kosztów robocizny, materiałów, transportu, remontów i innych kosztów, wynikających z rodzaju urządzeń i instalacji oraz warunków ich pracy.

4. W planowanych kosztach rozwoju, stanowiących podstawę kalkulacji stawek opłat za usługi przesyłowe, nie uwzględnia się kosztów wynikających z nakładów inwestycyjnych stanowiących podstawę do obliczenia stawek opłat za przyłączenie do sieci.

§ 14. Koszty stanowiące podstawę kalkulacji cen i stawek opłat ustalonych w taryfie mogą obejmować koszty współfinansowania przez przedsiębiorstwo energetyczne przedsięwzięć i usług, o których mowa w art. 45 ust. 2 i 3 ustawy.

§ 15. 1. Koszty wspólne dla wszystkich lub kilku grup taryfowych oraz koszty wspólne dla wszystkich lub kilku rodzajów prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, w tym koszty modernizacji i rozwoju oraz ochrony środowiska, dzieli się na poszczególne grupy taryfowe i na poszczególne

rodzaje prowadzonej działalności gospodarczej, zgodnie z przyjętą w przedsiębiorstwie metodą podziału kosztów.

2. Metoda podziału kosztów, zasady ewidencji kosztów oraz podział odbiorców na grupy taryfowe nie mogą ulec zmianie w okresie regulacji.

§ 16. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem paliw gazowych kalkuluje ustalone w taryfie ceny paliw gazowych na podstawie uzasadnionych kosztów wytwarzania paliw gazowych w źródłach własnych i instalacjach.

§ 17. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych ustala w taryfie stawki opłat za przyłączenie do sieci:

- 1) odrębnie dla sieci przesyłowej lub rozdzielczej, w zależności od średnicy odcinków sieci służących do przyłączenia i rodzaju stosowanych materiałów,
- 2) przy zastosowaniu standardowych elementów sieci i wykonaniu przyłączenia w warunkach standardowych.

2. Do standardowych elementów, o których mowa w ust. 1 pkt 2, zalicza się:

- 1) rurę przewodową, złącze izolacyjne lub połączenia typu polietylen–stal na przyłączy polietylenowym, kurek główny oraz reduktor ciśnienia gazu o przepustowości do 10 m³/h, rury ochronne na skrzyżowaniu z innym uzbrojeniem podziemnym – przy przyłączeniu do sieci rozdzielczej,
- 2) rurę przewodową, złącze izolacyjne, dwa układy zaporowo–upustowe, rury ochronne na skrzyżowaniach z innym uzbrojeniem podziemnym – przy przyłączeniu do sieci przesyłowej.

3. Do warunków standardowych, o których mowa w ust. 1 pkt 2, zalicza się wykonanie przyłączenia:

- 1) w wykopie otwartym, na terenie bez nawierzchni utwardzonej,
- 2) w wykopie otwartym, na terenie z nawierzchnią utwardzoną,
- 3) przeciskiem, bez naruszania nawierzchni.

§ 18. 1. Stawki opłat za przyłączenie do sieci, o których mowa w § 17 ust. 1, ustala się na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów ubiegających się o przyłączenie, określonych w planie rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 1 ustawy.

2. W nakładach, o których mowa w ust. 1, uwzględnia się odpowiednio koszty ponoszone na wykonanie prac projektowych oraz geodezyjnych, uzgodnienia dokumentacji, uzyskania pozwolenia na budowę, budowę standardowych elementów odcinków sieci, nadzoru budowlanego, robót budowlano–montażowych wraz z niezbędnymi próbami oraz opłaty za zajęcie terenu.

§ 19. Stawki opłat za usługi przesyłowe kalkuluje się:

- 1) oddzielnie dla sieci przesyłowej i rozdzielczej,
- 2) w sieciach przesyłowych z uwzględnieniem podziału na:
 - a) dystansowe stawki opłat – dla odbiorców, którzy korzystają z prawa do usług przesyłowych,
 - b) dystansowe lub grupowe stawki opłat – dla odbiorców, którzy nie korzystają z prawa do usług przesyłowych,
- 3) w sieciach rozdzielczych, jako grupowe stawki opłat za usługi przesyłowe.

§ 20. 1. Stawki opłat za usługi przesyłowe, o których mowa w § 19, kalkuluje się jako stawki opłaty zmiennej i stawki opłaty stałej, na podstawie uzasadnionych kosztów dostarczania paliw gazowych odbiorcom poszczególnych grup taryfowych.

2. Stawki opłaty stałej mogą być różnicowane odpowiednio

do charakterystyki odbioru paliw gazowych i potrzeb ich magazynowania.

3. Dla odbiorców przyłączonych do sieci rozdzielczej grupowe stawki opłat za usługi przesyłowe ustala się na podstawie łącznych kosztów, ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne w związku z przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych od źródła gazu do odbiorcy.

§ 21. 1. Stawki opłaty zmiennej za usługi przesyłowe, z zastrzeżeniem ust. 3, kalkuluje się na podstawie kosztów zmiennych określonych dla danej grupy taryfowej, w szczególności kosztów:

- 1) zakupu paliw gazowych w ilości niezbędnej do pokrycia różnicy między ilością paliw gazowych wprowadzoną do sieci gazowej a ilością paliw gazowych pobraną z sieci przez odbiorców,
- 2) utrzymania parametrów jakości dostarczanych paliw gazowych, poprzez zapewnienie niezbędnych rezerw tych paliw i zdolności przesyłowych w źródłach, magazynach i sieciach własnych oraz innych podmiotów.

2. Stawki opłaty stałej za usługi przesyłowe, z zastrzeżeniem ust. 3, kalkuluje się na podstawie kosztów stałych określonych dla danej grupy taryfowej, w szczególności kosztów:

- 1) eksploatacji i odtworzenia przyłączy, z wyłączeniem kosztów, o których mowa w art. 7 ust. 6 ustawy,
- 2) eksploatacji, odtworzenia, modernizacji i rozbudowy sieci gazowej,
- 3) przesyłania paliw gazowych sieciami gazowymi o innych parametrach i sieciami innych przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych,
- 4) rezerwowania przesyłania paliw gazowych sieciami gazowymi o innych parametrach i sieciami innych przedsiębiorstw, o których mowa w pkt 3,
- 5) magazynowania paliw gazowych,
- 6) budowy i eksploatacji układów pomiarowych oraz wykorzystania infrastruktury technicznej, koniecznych dla zapewnienia dostarczania paliw gazowych.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne uwzględni w kalkulacji stawek opłaty zmiennej za usługi przesyłowe część kosztów stałych, które nie zostaną pokryte stawkami opłat stałych, ustalonych zgodnie z wymaganiami określonymi w art. 45 ust. 5 ustawy.

§ 22. 1. Stawki opłaty zmiennej: dystansowe lub grupowe kalkuluje się na jednostkę paliwa gazowego odbieranego z sieci, w miejscu jego dostarczenia, przez przedsiębiorstwo energetyczne, jako stawki niezależne od odległości przesyłania tego paliwa oraz mocy umownej.

2. Stawki opłaty stałej dystansowej kalkuluje się na jednostkę mocy umownej i jednostkę długości sieci służącej do przesyłania paliwa gazowego, od miejsca jego pozyskania do miejsca odbioru tego paliwa przez odbiorcę.

3. Stawki opłaty stałej grupowej kalkuluje się na jednostkę mocy umownej, z zastrzeżeniem § 34 pkt 3.

§ 23. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych ustala w taryfie stawki opłat abonamentowych – na podstawie uzasadnionych kosztów świadczenia usług, obejmujących: odczytywanie wskazań układów pomiarowych, wystawianie faktur, obliczanie i pobieranie należności za dostarczone paliwo gazowe, a także czynności związane z kontrolą układów pomiarowych, dotrzymania warunków umów i prawidłowości rozliczeń, jako iloraz tych kosztów i liczby układów pomiarowo – rozliczeniowych.

§ 24. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych może ustalić w taryfie stawki opłat i zasady obliczania opłat, pobieranych za dodatkowe usługi lub czynności, wykonywane na dodatkowe zlecenia przyłączonego podmiotu.

2. Opłaty, o których mowa w ust. 1, ustala się za:

- 1) przerwanie i wznowienie dostarczania paliw gazowych,
- 2) sprawdzanie prawidłowości wskazań układu pomiarowego,
- 3) usługi pogotowia gazowego.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych kalkuluje stawki opłat, o których mowa w ust. 2, na podstawie uzasadnionych kosztów realizacji usług lub czynności.

§ 25. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi kalkuluje ustalone w taryfie:

- 1) ceny paliw gazowych – na podstawie uzasadnionych kosztów pozyskania tych paliw oraz kosztów własnych związanych z obrotem tymi paliwami,
- 2) stawki opłat abonamentowych – na podstawie uzasadnionych kosztów świadczenia usług, obejmujących: odczytywanie wskazań układów pomiarowych, wystawianie faktur, obliczanie i pobieranie należności za dostarczone paliwo gazowe, a także za czynności związane z kontrolą układów pomiarowych, dotrzymania warunków umów i prawidłowości rozliczeń, jako iloraz tych kosztów i liczby układów pomiarowo – rozliczeniowych.

2. Koszty własne, o których mowa w ust. 1 pkt 1, ustala się na podstawie kosztów prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami gazowymi, a w szczególności kosztów:

- 1) handlowej obsługi odbiorców, z wyłączeniem kosztów uwzględnionych w stawkach, o których mowa w ust. 1 pkt 2,
- 2) finansowych.

§ 26. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się magazynowaniem paliw gazowych ustala:

- 1) stawki opłaty zmiennej za usługi magazynowania – na podstawie uzasadnionych kosztów zmiennych, zależnych od ilości paliwa gazowego zatlaczanego do magazynu i odbieranego z tego magazynu,
- 2) stawki opłaty stałej za usługi magazynowania – na podstawie uzasadnionych kosztów stałych zależnych od zamówionej pojemności czynnej magazynu i zamawianej mocy odbioru paliw gazowych z magazynu.

§ 27. Przy ustalaniu wysokości cen i stawek opłat, o których mowa w § 7, obliczonych w sposób określony w § 16 i § 19–26, dopuszcza się uwzględnienie zysku, którego wysokość wynika z analizy nakładów na przedsięwzięcia inwestycyjne ujęte w planach, o których mowa w § 13 ust. 2, przy zapewnieniu ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen.

§ 28. 1. Ceny i stawki opłat ustalone w taryfie na dany rok jej obowiązywania powinny być ustalone na takim poziomie, aby spełnione były warunki, o których mowa w ust. 2 i § 29 ust. 3.

2. Ceny wskaźnikowe dla poszczególnych rodzajów prowadzonej działalności gospodarczej obliczone dla danego roku obowiązywania taryfy powinny spełniać warunek określony wzorem:

$$C_{W_{pn}} \leq C_{W_{pn-1}} \times [1 + (RPI - X)]$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$C_{W_{pn}}$ – cenę wskaźnikową dla danego rodzaju działalności gospodarczej w danym roku obowiązywania taryfy,

CW_{pn-1} – cenę wskaźnikową dla danego rodzaju działalności gospodarczej w roku poprzedzającym dany rok obowiązywania taryfy,

RPI – średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w roku kalendarzowym poprzedzającym dany rok obowiązywania taryfy, określony w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski” [w %],

X – współczynnik korekcyjny, ustalony dla danego rodzaju działalności gospodarczej prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne w zakresie zaopatrzenia w paliwa gazowe, określający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania tego przedsiębiorstwa oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej [w %].

3. Cenę wskaźnikową, dla danego roku obowiązywania taryfy, o której mowa w ust. 2, dla prowadzonej działalności gospodarczej w zakresie:

- 1) wytwarzania paliw gazowych – oblicza się jako średnią cenę sprzedanych paliw gazowych, stanowiącą iloraz kalkulacyjnych przychodów z ich sprzedaży, określonych na podstawie cen tych paliw planowanych w taryfie na dany rok jej obowiązywania oraz ilości sprzedaży z uwzględnieniem charakterystyki odbioru paliw gazowych przyjętej do kalkulacji taryfy dla roku bazowego, do ilości sprzedaży przyjętej do kalkulacji taryfy dla roku bazowego,
- 2) obrotu paliwami gazowymi – oblicza się jako średnią cenę sprzedanych paliw gazowych, stanowiącą iloraz kalkulacyjnych przychodów z ich sprzedaży, określonych na podstawie cen tych paliw oraz stawek opłat abonamentowych planowanych w taryfie na dany rok obowiązywania taryfy oraz ilości sprzedaży z uwzględnieniem charakterystyki odbioru paliw gazowych przyjętej do kalkulacji taryfy dla roku bazowego, do ilości sprzedaży przyjętej do kalkulacji taryfy dla roku bazowego,
- 3) przesyłania i dystrybucji paliw gazowych – oblicza się jako średnią cenę przesyłania paliw gazowych, stanowiącą iloraz kalkulacyjnych przychodów ze sprzedaży usług przesyłowych oraz stawek opłat abonamentowych, wyliczanych według stawek opłat planowanych w taryfie na dany rok obowiązywania taryfy oraz ilości sprzedaży tych usług z uwzględnieniem charakterystyki odbioru paliw gazowych w roku bazowym, do ilości dostaw paliw gazowych przyjętej do kalkulacji taryfy dla roku bazowego,
- 4) magazynowania paliw gazowych – oblicza się jako średnią cenę magazynowania paliw gazowych, stanowiącą iloraz kalkulacyjnych przychodów ze sprzedaży usług magazynowania, wyliczanych według stawek opłat planowanych w taryfie na dany rok obowiązywania taryfy oraz ilości sprzedaży tych usług z uwzględnieniem charakterystyki odbioru paliw gazowych w roku bazowym, do pojemności czynnej magazynów przyjętej do kalkulacji taryfy dla roku bazowego.

4. Cenę wskaźnikową dla roku poprzedzającego dany rok, o której mowa w ust. 2, dla prowadzonej działalności gospodarczej oblicza się odpowiednio, w sposób określony w ust. 3, na podstawie cen i stawek opłat ustalonych w taryfie stosowanej w roku poprzedzającym dany rok oraz ilości sprzedaży z uwzględnieniem charakterystyki odbioru paliw gazowych przyjętej do kalkulacji taryfy dla roku bazowego.

5. W przychodach, o których mowa w ust. 3 oraz w § 29 ust. 2, nie uwzględnia się przychodów uzyskanych z opłat:

- 1) za przyłączenie podmiotów do sieci,
- 2) za usługi i czynności, o których mowa w § 24 ust. 1,
- 3) za nielegalny pobór paliw gazowych,
- 4) za niedotrzymanie warunków umów.

§ 29. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych określa na dany rok obowiązywania taryfy, dla każdej grupy taryfowej, średnią stawkę opłaty za usługę przesyłową.

2. Średnią stawkę opłaty za usługę przesyłową oblicza się jako iloraz kalkulacyjnych przychodów ze sprzedaży usług przesyłowych oraz opłat abonamentowych w danej grupie taryfowej, wyliczanych według stawek opłat planowanych w taryfie na dany rok jej obowiązywania oraz ilości sprzedaży tych usług z uwzględnieniem charakterystyki odbioru paliw gazowych w roku bazowym, do ilości dostaw paliw gazowych dla danej grupy taryfowej przyjętej do kalkulacji taryfy na rok bazowy, z zastrzeżeniem § 28 ust. 5.

3. Jeżeli ochrona interesów odbiorców wymaga subsydiowania niektórych grup taryfowych, przedsiębiorstwo energetyczne może wprowadzić wzrost średniej stawki opłaty za usługę przesyłową, o której mowa w ust. 1, w subsydiowanych grupach taryfowych w danym roku obowiązywania taryfy, w stosunku do średniej stawki opłaty za usługę przesyłową dla danej grupy taryfowej z poprzedniego roku obowiązywania taryfy, który nie może być wyższy niż o 5 punktów procentowych dla pierwszego roku obowiązywania taryfy oraz 15 punktów procentowych dla lat następnych, ponad średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym, o którym mowa w § 28 ust. 2.

§ 30. 1. W przypadku nieprzewidzianej, istotnej zmiany warunków prowadzenia przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, przedsiębiorstwo to może wystąpić z wnioskiem o korektę cen i stawek opłat ustalonych w taryfie wprowadzonej do stosowania w trybie określonym w art. 47 ustawy lub przez zawarcie umów, o których mowa w § 5 ust. 3, po dokonaniu analizy i oceny skutków ekonomicznych tych zmian.

2. Korekta cen i stawek opłat, o której mowa w ust. 1, może nastąpić w szczególności w przypadku zakupu paliw gazowych z importu po cenach:

- 1) wyższych o więcej niż 5% w stosunku do cen przyjętych do kalkulacji w taryfie – nie częściej niż raz na kwartał,
- 2) niższych o więcej niż 5% w stosunku do cen przyjętych do kalkulacji w taryfie – nie częściej niż raz na kwartał.

§ 31. 1. W przypadku nowo tworzonej działalności energetycznej lub podejmowania przez istniejące przedsiębiorstwa nowego rodzaju działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w paliwa gazowe, wysokość cen i stawek opłat ustala się na podstawie planowanych przychodów i wielkości sprzedaży dla pierwszego roku prowadzenia nowej działalności gospodarczej, z uwzględnieniem analiz porównawczych z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi.

2. Przedsiębiorstwo, o którym mowa w ust. 1, oblicza średnie ceny wskaźnikowe i średnie stawki opłat za usługi przesyłowe, w sposób określony w § 28 i § 29, jeżeli nowa działalność gospodarcza stanowi kontynuację dotychczas prowadzonej działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w paliwa gazowe, a w szczególności gdy działalność ta jest wynikiem:

- 1) przekształceń własnościowych,
- 2) zmiany źródła pozyskania paliw gazowych.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne powstałe w wyniku łączenia z innymi podmiotami lub podziału przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia w paliwa gazowe zachowuje prawo do prowadzenia rozliczeń z odbiorcami na podstawie cen i stawek opłat ustalonych w taryfie przedsiębiorstwa, które uległo podziałowi albo zostało połączone z innymi podmiotami, do dnia wejścia w życie taryfy ustalonej przez to przedsiębiorstwo i zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, jednak nie dłużej niż przez okres sześciu miesięcy od dnia uzyskania koncesji.

Rozdział 4

Szczegółowe zasady rozliczeń

§ 32. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne ustala wysokość opłaty za przyłączenie do sieci gazowej na podstawie ustalonych w taryfie stawek opłat za przyłączenie, w zależności od rodzaju odcinków sieci służących do przyłączenia i ich długości, wyrażonych w metrach.

2. Opłata za przyłączenie do sieci gazowej stanowi sumę:

- 1) opłaty za budowę odcinka sieci służącego do przyłączenia do 5 m do sieci rozdzielczej lub do 30 m do sieci przesyłowej,
- 2) opłaty za budowę odcinków sieci powyżej 5 m do sieci rozdzielczej lub powyżej 30 m do sieci przesyłowej, stanowiącej iloczyn stawki opłaty za przyłączenie i długości odcinków sieci służących do przyłączenia.
3. Opłatę za przyłączenie do sieci gazowej oblicza się według wzoru:

$$O_P = O_R + S_P \times L_P$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- O_P – opłatę za przyłączenie, wyrażoną w złotych,
 O_R – opłatę za budowę odcinka sieci służącego do przyłączenia do 5 m do sieci rozdzielczej lub do 30 m do sieci przesyłowej,
 S_P – stawkę opłaty za przyłączenie za każdy metr odcinków sieci służących do przyłączenia powyżej 5 m do sieci rozdzielczej lub za każdy metr powyżej 30 m do sieci przesyłowej,
 L_P – długość odcinków sieci powyżej 5 m do sieci rozdzielczej lub powyżej 30 m do sieci przesyłowej, wyrażoną w metrach.

§ 33. 1. Opłata za przyłączenie jest pobierana jednorazowo, z zastrzeżeniem ust. 2.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne może, na wniosek przyłączanego podmiotu, rozłożyć opłatę, o której mowa w ust. 1, na raty. Warunki pobierania opłaty w ratach, w tym pokrywania zwiąanych z tym kosztów, określa umowa o przyłączenie.

§ 34. Opłatę za usługę przesyłową:

- 1) dla stawek dystansowych oblicza się według wzoru:

$$O_d = S_{zd} \times Q + S_{sd} \times M_p \times L \times T$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- O_d – opłatę za usługę przesyłową, wyrażoną w złotych,
 S_{zd} – stawkę opłaty zmiennej dystansowej, wyrażoną w złotych za metr sześcienny przesłanego paliwa gazowego,
 Q – ilość przesłanego paliwa gazowego, wyrażoną w metrach sześciennych,
 S_{sd} – stawkę opłaty stałej dystansowej odniesioną do okresu

rozliczeniowego, wyrażoną w złotych za jednostkę mocy umownej i jednostkę długości drogi przesyłania paliwa gazowego,

- M_p – moc umowną, wyrażoną w metrach sześciennych na dobę lub w metrach sześciennych na godzinę,
 L – obliczeniową długość drogi przesyłania paliwa gazowego, obliczaną jako najmniejszą możliwą do świadczenia takiej usługi odległość między miejscem pozyskania i miejscem odbioru tego paliwa, liczoną wzdłuż gazociągów przesyłowych określonych na schemacie sieci przesyłowych przedsiębiorstwa energetycznego, wyrażoną w metrach,
 T – ilość godzin lub dób w okresie rozliczeniowym, odpowiednio do ustalonej jednostki mocy umownej,
 2) dla stawek grupowych, z zastrzeżeniem pkt 3, oblicza się według wzoru:

$$O_g = S_{zg} \times Q + S_{sg} \times M_p \times T$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- O_g – opłatę za usługę przesyłową, wyrażoną w złotych,
 S_{zg} – stawkę opłaty zmiennej grupowej, wyrażoną w złotych za metr sześcienny przesłanego paliwa gazowego,
 Q – ilość przesłanego paliwa gazowego, wyrażoną w metrach sześciennych,
 S_{sg} – stawkę opłaty stałej grupowej odniesioną do okresu rozliczeniowego, wyrażoną w złotych za jednostkę mocy umownej,
 M_p – moc umowną, wyrażoną w metrach sześciennych na dobę lub w metrach sześciennych na godzinę,
 T – ilość godzin lub dób w okresie rozliczeniowym, odpowiednio do ustalonej jednostki mocy umownej,
 3) dla stawek grupowych, w przypadku odbiorców odbierających paliwa gazowe w ilości do 10 m³/h w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy, oblicza się według wzoru:

$$O_{cg} = S_{zg} \times Q + O_{sg}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- O_{cg} – opłatę za usługę przesyłową, wyrażoną w złotych,
 S_{zg} – stawkę opłaty zmiennej grupowej, wyrażoną w złotych za metr sześcienny przesłanego paliwa gazowego,
 Q – ilość przesłanego paliwa gazowego, wyrażoną w metrach sześciennych,
 O_{sg} – opłatę stałą grupową odniesioną do okresu rozliczeniowego dla danej grupy taryfowej, wyrażoną w złotych, obliczaną w zależności od nierównomierności dobowej lub godzinowej przesyłania i odbioru paliwa gazowego w sieci rozdzielczej (N), ustaloną przez przedsiębiorstwo energetyczne – na podstawie średniej charakterystyki odbioru tego paliwa dla poszczególnych grup taryfowych, określoną wzorem:

$$N \text{ (dobowa)} = (M \times 365) : Q_R \quad \text{– dla nierównomierności dobowej lub}$$

$$N \text{ (godzinowa)} = (M \times 8760) : Q_R \quad \text{– dla nierównomierności godzinowej,}$$

w którym:

- M – jednakowa dla całej grupy taryfowej obliczeniowa moc odbioru paliwa gazowego, ustalona na podstawie średniej charakterystyki odbioru tego paliwa dla poszczególnych grup taryfowych, wyrażona w metrach sześciennych na dobę lub w metrach sześciennych na godzinę,

Q_R – ilość przesłanego paliwa gazowego w roku dla danej grupy taryfowej, wyrażona w metrach sześciennych.

§ 35. Oplatę za usługę magazynowania paliw gazowych oblicza się według wzoru:

$$O_M = S_{ZZ} \times V_Z + S_{ZO} \times V_O + S_{SV} \times V_C + S_{SM} \times M_M$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O_M – opłatę za usługę magazynowania paliw gazowych, wyrażoną w złotych,

S_{ZZ} – stawkę opłaty zmiennej za zatłoczenie metra sześciennego paliwa gazowego do magazynu, wyrażoną w złotych za metr sześcienny,

V_Z – ilość paliwa gazowego zatłoczoną do magazynu, wyrażoną w metrach sześciennych,

S_{ZO} – stawkę opłaty zmiennej za odbiór metra sześciennego paliwa gazowego z magazynu, wyrażoną w złotych za metr sześcienny,

V_O – ilość paliwa gazowego odebraną z magazynu, wyrażoną w metrach sześciennych,

S_{SV} – stawkę opłaty stałej za zamówioną pojemność czynną magazynu w okresie rozliczeniowym, wyrażoną w złotych za metr sześcienny zamówionej pojemności czynnej magazynu,

V_C – zamówioną pojemność czynną magazynu w okresie rozliczeniowym, wyrażoną w metrach sześciennych,

S_{SM} – stawkę opłaty stałej za zamówioną moc paliwa gazowego z magazynu w okresie rozliczeniowym, wyrażoną w złotych za jednostkę mocy umownej,

M_M – zamówioną moc paliwa gazowego z magazynu w okresie rozliczeniowym, wyrażoną w metrach sześciennych na dobę lub w metrach sześciennych na godzinę.

§ 36. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi dokonuje rozliczeń za pobrane paliwa gazowe, na podstawie wskazań układu pomiarowego, w okresach rozliczeniowych ustalonych w taryfie lub w umowie sprzedaży paliw gazowych:

- 1) z odbiorcami pobierającymi paliwa gazowe w ilościach nie większych niż 10 m³/h w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy – w okresach nie dłuższych niż 12 miesięcy,
- 2) z odbiorcami pobierającymi paliwa gazowe w ilościach większych niż 10 m³/h w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy – co miesiąc.

2. W okresach, o których mowa w ust. 1 pkt 1 i 2, mogą być pobierane opłaty za paliwa gazowe w wysokości określonej na podstawie prognozowanego zużycia tych paliw.

3. Jeżeli w wyniku wnoszenia opłat na podstawie prognozowanego zużycia, o którym mowa w ust. 2, powstanie nadpłata lub niedopłata za pobrane paliwo gazowe, przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane zawiadomić o tym odbiorców.

4. W przypadku powstania nadpłaty lub niedopłaty za pobrane paliwo gazowe:

- 1) nadpłata podlega zaliczeniu na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy, o ile odbiorca w terminie określonym w zawiadomieniu, o którym mowa w ust. 3, nie krótszym niż 7 dni od dnia otrzymania zawiadomienia o nadpłacie, nie zażąda jej zwrotu,
- 2) niedopłata jest doliczana do pierwszego rachunku, ustalonego dla najbliższego okresu rozliczeniowego.

§ 37. 1. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu

układu pomiarowego lub przyjęcia do rozliczeń błędnych odczytów wskazań układu pomiarowego, które spowodowały zawyżenie należności za pobrane paliwo gazowe, przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane dokonać korekty uprzednio wystawionych rachunków.

2. Korekta, o której mowa w ust. 1, obejmuje cały okres rozliczeniowy lub okres, w którym występowały stwierdzone nieprawidłowości lub błędy.

§ 38. Przedsiębiorstwo energetyczne obniża odbiorcy wysokość opłat za świadczone usługi przesyłowe i usługi magazynowania paliw gazowych w sieci przesyłowej lub rozdzielczej proporcjonalnie do wielkości ograniczenia mocy umownej i czasu trwania przerwy lub ograniczenia, a w szczególności w przypadku przerw lub ograniczeń wynikających z:

- 1) awarii, zagrożenia wybuchem lub wybuchu,
- 2) zagrożenia pożarem lub pożaru,
- 3) prowadzenia prac związanych z usuwaniem awarii,
- 4) wykonywania planowanych prac konserwacyjnych lub remontowych sieci gazowych,
- 5) prowadzenia prac związanych z przyłączaniem nowych odbiorców lub prac przyłączeniowych w sieci gazowej należącej do przedsiębiorstwa gazowniczego.

§ 39. 1. Odbiorcy przysługują bonifikaty w przypadku:

- 1) ograniczenia ciśnienia dostarczanego paliwa gazowego poniżej wielkości określonych w umowie,
- 2) niespełniania przez paliwo gazowe standardów jakościowych określonych w odrębnych przepisach.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane udzielić lub odmówić udzielenia bonifikaty w terminie 30 dni od dnia złożenia wniosku przez odbiorcę; wysokość bonifikaty określa taryfa.

§ 40. W razie niedotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców, wysokość opłat, o ile umowa sprzedaży paliw gazowych nie stanowi inaczej, ustala się w następujący sposób:

- 1) w przypadku odmowy udzielenia odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania paliw gazowych, przerwano z powodu awarii sieci – opłata stanowi 1/300 przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw w roku kalendarzowym poprzedzającym rok wprowadzenia nowej taryfy, określonego w obwieszczeniu Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego ogłaszanym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”,
- 2) w przypadku niepowiadomienia co najmniej z czternastodniowym wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostawie paliw gazowych, w formie ogłoszeń prasowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych albo w inny sposób przyjęty na danym terenie, odbiorcom zasilanym z sieci rozdzielczej – opłata stanowi 1/150 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1,
- 3) w przypadku niepowiadomienia w formie pisemnej, telefonicznej lub za pomocą innego środka telekomunikacji, co najmniej z czternastodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostawie paliw gazowych, odbiorcom zasilanym z sieci przesyłowej – opłata stanowi 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1,
- 4) w przypadku niepowiadomienia z tygodniowym wyprzedzeniem odbiorców zasilanych z sieci przesyłowej o zamierzonej zmianie ciśnienia i innych parametrów mających wpływ na współpracę ruchową z siecią – opłata stanowi 1/30 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1,

- 5) w przypadku odmowy odpłatnego podjęcia stosownych czynności w sieci dla umożliwienia bezpiecznego wykonania przez odbiorcę lub inny podmiot prac w obszarze oddziaływania tej sieci – opłata stanowi 1/30 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1,
- 6) w przypadku nieudzielenia na żądanie odbiorcy informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf – opłata stanowi 1/300 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1.

§ 41. 1. W przypadku gdy paliwo gazowe jest pobierane niezgodnie z warunkami określonym w umowie, przedsiębiorstwo energetyczne może obciążyć odbiorcę opłatami w wysokości dwukrotności cen i stawek opłat, określonych w taryfie dla danej grupy odbiorców.

2. W przypadku gdy paliwo gazowe jest pobierane bez zawarcia umowy sprzedaży, za każdą jednostkę tak pobranego paliwa gazowego przedsiębiorstwo energetyczne obciąża pobierającego opłatami za nielegalnie pobrane paliwa w wysokości pięciokrotności cen i stawek opłat, określonych w taryfie dla odbiorców danej grupy.

3. Opłaty, o których mowa w ust. 1 i 2, oblicza się dla całego nie objętego przedawnieniem okresu udowodnionego pobierania paliw gazowych.

§ 42. W przypadku nielegalnie pobranego paliwa gazowego, którego ilości nie można ustalić, do obliczenia opłaty za nielegalnie pobrane paliwo przyjmuje się:

- 1) dla odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilości nie większej niż 10 m³/godzinę w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy – iloczyn średniodobowego poboru paliwa wyznaczonego na podstawie mocy zainstalowanych odbiorników i ilości dób udowodnionego trwania nielegalnego poboru,
- 2) dla odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilości większej niż 10 m³/godzinę w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy – iloczyn mocy umownej i ilości godzin trwania udowodnionego nielegalnego poboru lub iloczyn sumy maksymalnego poboru przez zainstalowane odbiorniki paliwa gazowego i ilości godzin udowodnionego trwania nielegalnego poboru, o ile umowa sprzedaży paliw gazowych lub umowa o świadczenie usług przesyłowych nie stanowi inaczej.

§ 43. Jeżeli nie można ustalić okresu nielegalnie pobieranego paliwa gazowego, przyjmuje się do obliczenia opłaty za nielegalnie pobrane paliwo zryczałtowane ilości określone w taryfie, o ile umowa sprzedaży paliw gazowych lub umowa o świadczenie usług przesyłowych nie stanowi inaczej.

§ 44. Taryfy, obowiązujące przed dniem wejścia w życie ustawy z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 48, poz. 555) i dostosowane w zakresie opłaty za przyłączenie i opłaty za świadczenie usług przesyłowych do przepisów art. 7 ust. 5 i art. 45 ust. 5 ustawy nie później niż w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszego rozporządzenia, obowiązują nie dłużej niż do dnia 31 marca 2001 roku.

Rozdział 5

Przepisy przejściowe i końcowe

§ 45. Traci moc rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 6 grudnia 1999 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach (Dz. U. Nr 102, poz. 1188).

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

Minister Gospodarki: *J. Steinhoff*

ROZSTRZYGANIE SPORÓW PRZEZ PREZESA URE W 2000 R.

Alicja Tutak, Renata Trypens

W roku 2000 Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał 143 decyzje administracyjne w sprawach rozstrzygających spory z art. 8 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255 oraz z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099). Spośród wydanych decyzji 100 zawierało rozstrzygnięcia co do istoty sprawy, zaś w 38 przypadkach postępowanie administracyjne zostało umorzone. W 3 sprawach pozostawiono wnioski bez rozpoznania, a w 2 odmówiono rozstrzygnięcia sporu.

Spośród 100 decyzji rozstrzygających sprawy co do istoty 2 dotyczyły ustalenia warunków świadczenia usług polegających na przesyłaniu paliw i energii, 22 – odmowy przyłączenia do sieci, 51 – odmowy zawarcia umowy sprzedaży paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła,

25 natomiast, nieuzasadnionego wstrzymania dostaw paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła.

Poniżej zostaną omówione wybrane przykłady podjętych przez Prezesa URE rozstrzygnięć w III i IV kwartale 2000 r.

Odmowa zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła

1. Na uwagę zasługuje 12 decyzji Prezesa URE, w których orzeczono zawarcie umowy sprzedaży ciepła pomiędzy tym samym przedsiębiorstwem ciepłowniczym a poszczególnymi odbiorcami, w których liczbie znajdowało się osiem spółdzielni mieszkaniowych, dwie inne jednostki organizacyjne i dwie osoby fizyczne. Postępowania w powyższych sprawach zostały połączone na podstawie art. 62 Kodeksu postępowania administracyjnego.

Decyzje Prezesa URE, orzekające zawarcie umów uwzględniały w większości propozycje przedsiębiorstwa, po-

nieważ, jak zostało ustalone, znajdowały one uzasadnienie zarówno w zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfie przedsiębiorstwa jak i w przepisach obowiązujących w dniu wydania decyzji tj. w przepisach rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 6 października 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach (Dz. U. Nr 132, poz. 867 oraz z 1999 r. Nr 30, poz. 291) oraz rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 17 lipca 1998 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci ciepłowniczych, pokrywania kosztów przyłączenia, obrotu ciepłem, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. Nr 100, poz. 642).

Przyjęty przez Prezesa URE sposób rozstrzygnięcia nie został zaaprobowany tylko przez jednego z dwunastu odbiorców, który wniósł odwołanie. Pozostałe decyzje uprawomocniły się.

2. W innym przypadku do Prezesa URE wystąpił pełnomocnik 61 mieszkańców jednego z osiedli mieszkaniowych z wnioskami o zobowiązanie przedsiębiorstwa gazowniczego do zawarcia z tymi mieszkańcami umowy o dostawę gazu do zasilenia pieców w kotłowniach, znajdujących się w poszczególnych budynkach oraz o zobowiązanie przedsiębiorstwa energetycznego do zawarcia umowy o dostawę energii elektrycznej do tych części budynku, które nie służą wyłącznie do użytku właścicieli, tj. piwnic i klatek schodowych.

Prezes URE nie uwzględnił powyższych wniosków, stwierdzając, że przedsiębiorstwa te nie są zobowiązane do zawarcia powyższych umów z odbiorcami.

W rozstrzygnięciu sprawy pomocne okazały się przepisy ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali (Dz. U. z 2000 r. Nr 80, poz. 903). Zgodnie z art. 6 tej ustawy, właściciele lokali wyodrębnionych oraz dotychczasowy właściciel nieruchomości tworzą wspólnotę, która ma tytuł prawny do korzystania z nieruchomości wspólnej. Zgodnie z art. 21 ust. 1 ustawy o własności lokali, sprawami wspólnoty mieszkaniowej kieruje zarząd, który reprezentuje ją na zewnątrz oraz w stosunkach między wspólnotą a poszczególnymi właścicielami lokali. Wobec powyższego, umowy o dostawę gazu oraz energii elektrycznej dostarczanej na cele administracyjne powinny być zawarte między przedsiębiorstwami energetycznymi a zarządem wspólnoty.

W powyższej sprawie zostało wydanych 16 decyzji, oddzielnie dla odbiorców zamieszkujących w poszczególnych budynkach.

Nieuzasadnione wstrzymanie dostaw energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła

1. Za uzasadnione Prezes URE uznał wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej ze względu na stan techniczny instalacji wewnętrznej odbiorcy. W omawianym przypadku odbiorca samowolnie dokonał zmian w instalacji wewnętrznej swojej nieruchomości i podłączył do niej, bez zgody przedsiębiorstwa energetycznego, samodzielnie wykonane urządzenia wytwarzające energię elektryczną, nie

posiadające wymaganych certyfikatów. W wyniku przeprowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne kontroli, odbiorca został obciążony opłatą za nielegalny pobór energii elektrycznej, następnie przedsiębiorstwo energetyczne wypowiedziało mu warunki dostawy energii elektrycznej ze względu na zły stan instalacji wewnętrznej. Równocześnie przedsiębiorstwo przekazało odbiorcy zalecenia, po wykonaniu których dostawy energii mogłyby zostać wznowione. Jednak odbiorca nie wykonał tych zaleceń.

Rozstrzygając powyższy spór Prezes URE uznał, że samowolne przeróbki instalacji elektrycznej i przyłączenie do niej samodzielnie wykonanych urządzeń są działaniami niebezpiecznymi dla życia i zdrowia odbiorcy i innych osób przebywających w jego nieruchomości. W przypadku zatem, gdy instalacja wewnętrzna nie gwarantuje prawidłowego i bezpiecznego funkcjonowania, przedsiębiorstwo nie może dostarczać energii elektrycznej do nieruchomości odbiorcy.

Podobny pogląd został również wyrażony w wyroku Sądu Antymonopolowego z dnia 9 października 2000 r., sygn. akt XVII Amc 13/00.

Zauważyć również należy, że obecnie, w myśl znowelizowanego przepisu art. 6 ust. 3 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne może wstrzymać dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, jeśli w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednio zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska.

Prezes URE uznał również, że jakkolwiek przedsiębiorstwo energetyczne dopuściło się uchybień proceduralnych przy przeprowadzaniu kontroli w nieruchomości odbiorcy, jednakże wobec sytuacji zagrożenia życia i zdrowia, uchybienia te nie mogą mieć decydującego wpływu na rozstrzygnięcie w powyższej sprawie.

2. Na uwagę zasługuje również decyzja Prezesa URE rozstrzygająca jednocześnie dwa rodzaje sporów pomiędzy odbiorcą a przedsiębiorstwem energetycznym, mianowicie spór dotyczący nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej oraz spór dotyczący odmowy zawarcia umowy sprzedaży tej energii. W omawianej sprawie odbiorca, będący dzierżawcą gospodarstwa rolnego, posiadał szereg umów z przedsiębiorstwem energetycznym na dostawę energii elektrycznej do poszczególnych budynków gospodarstwa. Ze względu na trudności wynikłe w prowadzeniu gospodarstwa, odbiorca od kilku lat nie regulował należności za dostarczaną energię elektryczną, wdał się też w spory cywilnoprawne z przedsiębiorstwem energetycznym, dotyczące odszkodowania za straty związane z m.in. z obecnością słupów energetycznych na dzierżawionych przez niego polach. Roszczenia przedsiębiorstwa energetycznego zostały potwierdzone wyrokami sądów powszechnych, toteż przedsiębiorstwo to w ciągu kolejnych lat dokonywało odłączeń poszczególnych budynków w gospodarstwie. W 1999 roku przedsiębiorstwo energetyczne wstrzymało dostawy energii elektrycznej do kolejnych obiektów odbiorcy. Po wyłączeniach tych odbiorca uregulował bieżące zadłużenie z tytułu dostarczania energii do jednego z tych obiektów. Ponieważ przedsiębiorstwo nie wznowiło niezwłocznie dostarczania energii

elektrycznej, odbiorca dokonał samowolnego przyłączenia tegoż budynku. Fakt ten został ujawniony w wyniku kontroli przedsiębiorstwa energetycznego i spowodował obciążenie odbiorcy opłatą za nielegalny pobór energii.

Równocześnie wygasła umowa sprzedaży energii elektrycznej do innego budynku znajdującego się na terenie gospodarstwa, zawarta pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym a poprzednim zarządcą budynku. Przedsiębiorstwo energetyczne nie uwzględniło wniosku odbiorcy o zawarcie z nim nowej umowy, motywując swą odmowę zaległościami odbiorcy z tytułu innych, łączących go z przedsiębiorstwem umów.

Rozstrzygając powyższy spór, Prezes URE uznał, że wstrzymanie dostaw energii elektrycznej do budynków odbiorcy było uzasadnione. Uregulowanie przez odbiorcę zaległości bieżących nie zmienia faktu, że zaległości powstałe wcześniej nie zostały uregulowane. W myśl § 40 ust. 1 pkt 1, obowiązującego w dniu wydania decyzji, *rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 21 października 1998 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, pokrywania kosztów przyłączenia, obrotu energią elektryczną świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców* (Dz. U. Nr 135, poz. 881), zwanego dalej „rozporządzeniem przyłączeniowym”, przedsiębiorstwo energetyczne mogło wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku nieuregulowania należności związanych z jej dostarczeniem. Uzasadnione również było, w ocenie Prezesa URE, wstrzymanie dostaw do budynku, w którym odbiorca dopuścił się nielegalnego poboru energii elektrycznej. Jakkolwiek obciążające ten budynek zadłużenie zostało w całości uregulowane, jednakże fakt samowolnego przyłączenia do sieci, potwierdzony protokołem kontroli stanowił, w świetle przepisu § 39 ust. 1 pkt 1 lit. a) rozporządzenia przyłączeniowego, obligatoryjną przyczynę wstrzymania dostarczania energii elektrycznej.

Natomiast w kwestii odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej Prezes URE stanął na stanowisku, iż na przedsiębiorstwie energetycznym ciąży obowiązek zawarcia tej umowy z odbiorcą. Umowa taka została zatem orzeczona powyższą decyzją. Zdaniem Prezesa URE, spełnione zostały przesłanki określone w art. 7 ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. Fakt istnienia po stronie odbiorcy innych zaległości względem przedsiębiorstwa energetycznego nie uzasadnia twierdzenia przedsiębiorstwa o braku warunków ekonomicznych dostarczania energii, szczególnie, że § 41 ust. 1 pkt 1 rozporządzenia przyłączeniowego stwarza możliwość zainstalowania u odbiorcy przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego, jeśli odbiorca co najmniej dwukrotnie w ciągu kolejnych 12 miesięcy nie uregulował w terminie należności związanych z dostarczaniem energii elektrycznej.

Podobną regulację zawiera również przepis § 34 ust. 1 pkt 1 obecnie obowiązującego *rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 25 września 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci*

oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. Nr 85, poz. 957).

Od decyzji powyższej odbiorca wniósł odwołanie, które zostało przekazane do Sądu Antymonopolowego.

3. W podobny sposób zostały rozstrzygnięte dwa spory dotyczące nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej w wyniku stwierdzenia jej nielegalnego poboru. W obydwu przypadkach Prezes URE uznał, że wstrzymanie dostaw energii elektrycznej przez przedsiębiorstwo energetyczne **było uzasadnione**. W pierwszej sprawie fakt nielegalnego poboru został udokumentowany protokołem kontroli specjalnej oraz – przeprowadzoną na wniosek Wnioskodawczyni – ekspertyzą mechanoskopijną licznika poboru energii elektrycznej. Obydwa dokumenty potwierdzały dokonanie zmian w układzie pomiarowo-rozliczeniowym, umożliwiających zafalszowanie pomiaru, co stosownie do § 39 ust. 1 pkt 3, obowiązującego w czasie dokonywania kontroli, rozporządzenia przyłączeniowego, stanowiło przesłankę wstrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne dostaw energii elektrycznej. W niniejszej sprawie na uwagę zasługują zarzuty Wnioskodawczyni, która w trakcie postępowania podnosiła, że nie wiąże ją z przedsiębiorstwem energetycznym pisemna umowa o dostawę energii elektrycznej. W związku z powyższym wstrzymanie dostaw należy rozpatrywać wyłącznie w kontekście przepisów Kodeksu cywilnego. Zdaniem Wnioskodawczyni, Kodeks cywilny nie dawał podstaw do wstrzymania dostaw tej energii. Na podstawie zgromadzonego w sprawie materiału dowodowego ustalono, że dostawy energii elektrycznej w niniejszej sprawie odbywały się na podstawie umowy zawartej z mężem Wnioskodawczyni, sporządzonej zgodnie z obowiązującymi w tym czasie przepisami prawa. W świetle ustalonych faktów oraz mając na uwadze, że powszechnie przyjętym jest zwyczaj zawierania umowy sprzedaży energii elektrycznej z jedną z osób wspólnie zamieszkujących dom jednorodzinny (i prowadzących wspólne gospodarstwo domowe) Prezes URE stwierdził, że brak jest podstaw do stwierdzenia, że Wnioskodawczynię nie wiążą zapisy ww. umowy oraz, że dostawa odbywa się bezumownie lub na podstawie innej umowy niż umowa sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w ustawie – Prawo energetyczne. W związku z powyższym Prezes URE uznał, że kwestię wstrzymania dostaw energii elektrycznej do przedmiotowej nieruchomości należało rozstrzygnąć na podstawie przepisów ustawy – Prawo energetyczne i przepisów wykonawczych do tej ustawy.

4. W kolejnej sprawie fakt nielegalnego poboru energii elektrycznej został również potwierdzony protokołem kontroli specjalnej (z załączonym schematem nielegalnego podłączenia) podpisanym przez odbiorcę, który nie zgłosił do niego żadnych uwag oraz zarejestrowanym na kasecie wideo przebiegiem kontroli. Na uwagę w niniejszej sprawie zasługują, poddane ocenie, uchybienia proceduralne, jakie miały miejsce w trakcie przeprowadzania kontroli.

Upoważnienia do przeprowadzenia kontroli, choć podpisane przez Dyrektora przedsiębiorstwa energetycznego nie były zgodne ze wzorem zamieszczonym w załączniku do obowiązującego w dacie przeprowadzania kontroli roz-

porządzenia Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne oraz wzorów protokołu kontroli i upoważnień do przeprowadzenia kontroli (Dz. U. Nr 107, poz. 672). Wydając decyzję Prezes URE uznał, że uchybienia te nie podważają jednak prawdziwości ustaleń poczynionych w trakcie kontroli, gdyż zebrany w sprawie obszerny materiał dowodowy jednoznacznie wskazuje na wystąpienie nielegalnego poboru energii elektrycznej.

5. Warto również zwrócić uwagę na jeszcze jedną decyzję Prezesa URE stwierdzającą, że wstrzymanie dostaw energii elektrycznej nie było nieuzasadnione, z uwagi na stan faktyczny odbiegający od wyżej opisanych.

W omawianej sprawie energia elektryczna była dostarczana na działkę lotniskową na podstawie umowy zawartej z jednym ze współwłaścicieli. Drugi współwłaściciel nigdy nie był odbiorcą energii elektrycznej w rozumieniu przepisów ustawy – Prawo energetyczne. Schemat instalacji odbiorczej, stanowiący załącznik do warunków przyłączenia, przewidywał wykonanie instalacji odbiorczej do barakowozu, bez stałych fundamentów. Z chwilą wybudowania na przedmiotowej działce domku lotniskowego–bliźniaka zmieniły się warunki techniczne zasilania. Współwłaściciel, będący odbiorcą energii elektrycznej, wystąpił do przedsiębiorstwa energetycznego o wydanie „nowych” warunków technicznych zasilania, dla części budynku, którą zajmował. Po ich spełnieniu i przedstawieniu wymaganych przez przedsiębiorstwo energetyczne dokumentów, m.in. protokołu skuteczności przeciwporażeniowej, zawarł umowę o dostarczanie energii elektrycznej. W dniu zawarcia umowy przedsiębiorstwo energetyczne zainstalowało „nowy” licznik energii elektrycznej dla potrzeb tego odbiorcy i zdemontowało, na jego wniosek, dotychczasowy licznik. Tym samym uniemożliwiono drugiemu współwłaścicielowi pobór energii elektrycznej. Drugi współwłaściciel, występujący w sporze jako Wnioskodawca, po wykonaniu instalacji odbiorczej, bez porozumienia z przedsiębiorstwem energetycznym, wystąpił z wnioskiem o zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej. Bezsportny w sprawie był fakt, że instalacja wewnętrzna w części budynku, którą użytkował, nie była sprawdzona i przyłączona do sieci. Przedsiębiorstwo energetyczne poinformowało Wnioskodawcę, że zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej musi być poprzedzone złożeniem wniosku o wydanie warunków technicznych przyłączenia i będzie możliwe po realizacji czynności w nich określonych. Przedsiębiorstwo energetyczne wydało Wnioskodawcy, na jego wniosek, warunki techniczne identyczne jak drugiemu współwłaścicielowi. Jednakże z uwagi na fakt, że Wnioskodawca nie spełnił ww. warunków technicznych, a także nie przedstawił dokumentów potwierdzających, iż wewnętrzna instalacja zasilająca i odbiorcza części budynku, z której korzystał, została wykonana zgodnie z obowiązującymi przepisami techniczno–budowlanymi, umowa sprzedaży nie została zawarta. Rozstrzygając niniejszy spór Prezes URE uznał, że zgodnie z art. 5 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne dostarczanie paliw lub energii elektrycznej odbywa się na podstawie umowy. Przedsiębiorstwo energetyczne ma obowiązek dostarczania energii

elektrycznej, jeżeli spełnione są po stronie Wnioskodawcy, warunki przyłączenia do sieci i odbioru (art. 7 ust. 1 tej ustawy). Odbiorca natomiast, stosownie do § 22 pkt 1 rozporządzenia przyłączeniowego, jest zobowiązany do pobierania energii elektrycznej zgodnie z obowiązującymi przepisami i warunkami umowy oraz do utrzymania wewnętrznej instalacji zasilającej i odbiorczej w stanie technicznym zgodnym z wymaganiami, określonymi w przepisach odrębnych (§ 22 pkt 2 tego rozporządzenia). W omawianej sprawie, Prezes URE podzielił stanowisko przedsiębiorstwa energetycznego, że w celu przyłączenia nowowbudowanego budynku lotniskowego do sieci oraz zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej niezbędne było wydanie warunków technicznych, odrębnie dla każdej z części budynku zajmowanych przez współwłaścicieli.

Wnioskodawca nie spełnił warunków technicznych oraz nie przedstawił dokumentów potwierdzających fakt, że instalacja odbiorcza została wykonana zgodnie z obowiązującymi przepisami i nie stanowi zagrożenia dla życia, zdrowia lub środowiska. Mając powyższe na uwadze Prezes URE uznał, że nie zostały dopełnione czynności przewidziane w przepisach prawa, niezbędne do zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej. Tym samym na przedsiębiorstwie energetycznym nie ciążył obowiązek dostarczania energii elektrycznej. Decyzja nie jest prawomocna, ponieważ strona skorzystała z przysługującego jej prawa wniesienia odwołania.

Odmowa przyłączenia do sieci

W przedstawionej poniżej sprawie, rozstrzygając spór pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym, a odbiorcą zakwalifikowanym do II grupy przyłączeniowej, należało ustalić, czy na przedsiębiorstwie energetycznym ciąży obowiązek przyłączenia Wnioskodawcy do sieci elektroenergetycznej, określony w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. W niniejszej sprawie Wnioskodawca zamierzał importować energię elektryczną z zagranicy, co zostało ujawnione już w postępowaniu o udzielenie promesy koncesji. Odmowa przez przedsiębiorstwo energetyczne zawarcia ww. umowy oparta była na negatywnym stanowisku Ministra Gospodarki, zgodnie z którym działania mające na celu import energii elektrycznej niezgodne są z polityką energetyczną Państwa. Ponadto wskazano, że określony w art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, obowiązek świadczenia usług przesyłowych (tzw. zasada TPA) dotyczy tylko energii wytwarzanej w kraju. Powyższy pogląd, w trakcie postępowania, zostało zweryfikowany. Na uwagę zasługuje jednak fakt, iż pierwotne stanowisko Ministra Gospodarki było wynikiem globalnej oceny sytuacji energetycznej w kraju, zaś w rozstrzygnięciu niniejszego sporu ograniczyć się należało do oceny sytuacji na rynku lokalnym, na którym zamierzał prowadzić swoją działalność Wnioskodawca, zgodnie z uzyskanymi promesami koncesji.

W ocenie Prezesa URE, działalność Wnioskodawcy mogłaby przyczynić się do rozwoju konkurencji na tym terenie, poprzez umożliwienie odbiorcom zakupu energii elektrycznej od innego przedsiębiorstwa energetycznego. Orzekając zawarcie umowy o przyłączenie do sieci Prezes URE stwierdził, że przyłączenie inwestycji Wnioskodawcy

do sieci przedsiębiorstwa energetycznego, nie jest jednoznaczne z nałożeniem obowiązku zawarcia pomiędzy stronami umowy o świadczenie usług przesyłowych. Ocena możliwości zawarcia pomiędzy stronami umowy o świadczenie usług przesyłowych będzie podlegać przepisowi art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, z uwzględnieniem ograniczeń zawartych w tym przepisie w zakresie dotyczącym wytwarzania energii w kraju.

Ustalanie warunków świadczenia usług przesyłowych

Z końcem 2000 roku Prezes URE wydał pierwsze decyzje rozstrzygające spory dotyczące ustalenia warunków świadczenia usług przesyłowych.

Stroną dwu prowadzonych przed Prezesem URE postępowań był odbiorca, którego obiekty położone są na terenie całego kraju, przyłączone do sieci różnych przedsiębiorstw energetycznych. Odbiorca ten zawarł z jednym z przedsiębiorstw energetycznych umowę sprzedaży energii elektrycznej do poszczególnych obiektów. Określona w powyższej umowie wielkość rocznych zakupów – ponad 40 GWh, zdaniem odbiorcy, uprawniała go do korzystania z usług przesyłowych, w myśl § 3 ust. 1 pkt 3 rozporządzenia *Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz. U. Nr 107, poz. 671)*. Odbiorca zwrócił się do dwóch przedsiębiorstw energetycznych z wnioskiem o zawarcie stosownych umów o świadczenie usług przesyłowych. Przedsiębiorstwa natomiast uznały, że zgodnie z § 5 powołanego wyżej rozporządzenia o uprawnieniu odbiorcy do korzystania z usług przesyłowych decyduje wielkość rocznych zakupów energii elektrycznej określonych **we wniosku** o zawarcie takiej umowy. Ta wielkość zaś jest znacznie mniejsza niż 40 GWh.

Prowadzone przez strony, równoległe do postępowania przed Prezesem URE, negocjacje, doprowadziły, w jednym przypadku do zawarcia przez strony umowy sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usług przesyłowych. Wobec powyższego Prezes URE wydał decyzję umarzającą postępowanie administracyjne.

Rozstrzygając drugi z omawianych sporów Prezes URE podzielił pogląd przedsiębiorstwa energetycznego. Jakkolwiek ilość energii elektrycznej zakupionej przez odbiorcę na podstawie umowy sprzedaży przekraczała próg określony w § 3 ust. 1 pkt 3 ww. rozporządzenia, jednakże energia ta miała być dostarczana do poszczególnych obiektów odbiorcy za pomocą sieci różnych przedsiębiorstw energetycznych, na podstawie umów o świadczenie usług przesyłowych pomiędzy odbiorcą a poszczególnymi przedsiębiorstwami energetycznymi.

Prezes URE uznał, że obowiązek świadczenia usług przesyłowych ze strony takiego przedsiębiorstwa dotyczy tylko ilości energii, która ma być przesłana jego sieciami. Podstawą dokonywanej przez dane przedsiębiorstwo energetyczne oceny, czy odbiorca ma prawo do korzystania z tych usług, powinny być dane zamieszczone we wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług przesyłowych skierowanym do tegoż przedsiębiorstwa.

W przedmiotowej sprawie określona w powyższym wniosku ilość energii uprawniała odbiorcę, w myśl § 3 ust. 1 pkt 5 cyt. wyżej rozporządzenia, do korzystania z usług przesyłowych z dniem 1 stycznia 2004 r.

Prezes URE uznał zatem, że na przedsiębiorstwie energetycznym nie ciąży obowiązek zawarcia z odbiorcą umowy o świadczenie usług przesyłowych.

Omówione wyżej decyzje nie są prawomocne.



Alicja Tutak



Renata Trypens

Autorki są pracownikami Biura Prawnego URE

Od redakcji

W związku z licznymi pytaniami w sprawie książki „Regulacja Energetyki w Polsce” Agnieszki Dobroczyńskiej, Leszka Juchniewicza i Bogusława Zaleskiego prosimy kontaktować się z Wydawnictwem Adam Marszałek w Toruniu, tel. (056) 660 81 60, 623 22 38, e-mail: info@marszalek.com.pl.

REALIZACJA WARUNKÓW KONCESYJNYCH

Minał kolejny, już drugi pełny rok prowadzenia działalności koncesjonowanej przez przedsiębiorstwa energetyczne. Początek nowego roku kalendarzowego jest zawsze tym okresem, kiedy dokonuje się ocen i podsumowań, a także sporządza sprawozdania, pokazujące efekty działalności osiągnięte w roku, który upłynął.

Na przedsiębiorstwa energetyczne, którym Prezes Urzędu Regulacji Energetyki udzielił koncesji, na podstawie przepisów ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 z późn. zm.), zostały nałożone obowiązki informacyjne, bezpośrednio związane z prowadzoną, na podstawie koncesji, działalnością energetyczną.

Część przedsiębiorstw została zobowiązana do składania rocznych **sprawozdań** z wykonania warunków ustalonych w koncesjach, w terminie do 15 kwietnia roku następnego, zaś na część koncesjonariuszy, prowadzących działalność w zakresie obrotu paliwami ciekłymi, nałożony został jedynie obowiązek przesłania w terminie do 31 marca roku następnego, **informacji** o przychodach osiągniętych w roku poprzednim z działalności objętej koncesją.

Rok 2000 pokazał, że nie wszyscy koncesjonariusze wywiązali się z nałożonych zapisami koncesji obowiązków sprawozdawczych. Sprawozdań i informacji nie złożyło około 20% koncesjonariuszy, ale ponieważ dla wielu przedsiębiorstw okres prowadzenia działalności objętej koncesją był krótki, Urząd ograniczył się do przypomnienia o konieczności wypełnienia tego warunku koncesji, poprzez pisemne wezwania do składania sprawozdań. Dla ułatwienia koncesjonariuszom wywiązania się z tego obowiązku, Departament Koncesji URE opracował wzór sprawozdania, który został opublikowany (zarówno w Biuletynie Nr 2/2000 URE, jak i na stronach internetowych) na początku 2000 roku, a więc w terminie umożliwiającym wykorzystanie go do sporządzenia sprawozdania z wykonania warunków koncesyjnych w 1999 roku. Głównym celem opracowania wzoru sprawozdania była pomoc w przygotowaniu zwięzłego opisu prowadzonej działalności objętej koncesją, z uwzględnieniem szczegółowych zagadnień, specyficznych dla każdego rodzaju koncesji. Wprowadzenie wzoru sprawozdania pozwoliło również na ujednolicenie jego formy oraz zawartych w nim informacji, co w konsekwencji ułatwia dokonywanie oceny nadsyłanych sprawozdań, daje możliwość porównywania i analizowania zawartych w nich informacji.

Wzór sprawozdania z wykonania warunków koncesji w roku 2000, jest w zasadzie taki sam jak w roku poprzednim, gdyż został skorygowany w minimalnym zakresie, tylko w części dotyczącej „ciepła”, o informacje dotyczące sporządzania planów rozwoju oraz przestrzegania norm ochrony środowiska.

Utrzymana zostaje zasada, że koncesjonariusz wypełnia i przesyła do Urzędu tylko tę część tabeli, która dotyczy posiadanych koncesji. W rubrykach tabel należy podawać zwięzłe odpowiedzi (tak/nie, data, termin itp.). Wszelkie dodatkowe informacje i wyjaśnienia należy podać w formie opisowej, jako załącznik, z zaznaczeniem numeru pytania.

Przesyłane sprawozdania powinny być podpisane przez **osoby upoważnione** do reprezentowania przedsiębiorstwa energetycznego. W przypadku zmian reprezentacji, należy dołączyć kopię aktualnego odpisu z właściwego rejestru lub zaświadczenia o wpisie do ewidencji.

W odróżnieniu do roku ubiegłego, przedsiębiorstwa posiadające koncesje na działalność energetyczną w zakresie **ciepła**, powinny składać sprawozdania z wykonania warunków tych koncesji we **właściwym oddziale terenowym URE**. Zasada ta dotyczy również tych przedsiębiorstw, które oprócz koncesji z zakresu ciepła, posiadają również inne rodzaje koncesji np. z zakresu energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciekłych. Przedsiębiorstwa te powinny sporządzić jedno sprawozdanie, opisujące wszystkie rodzaje posiadanych koncesji i przesłać je do właściwego oddziału terenowego URE, który przekaże do Departamentu Koncesji URE, w ramach we-

wewnętrznej współpracy, tę część sprawozdania, która nie dotyczy ciepła.

Pojawiały się pytania, kiedy koncesjonariusz powinien sporządzić i przesłać do Urzędu pierwsze sprawozdanie? Czy wówczas, kiedy będzie prowadził działalność koncesjonowaną przez pełny rok, czy również wówczas, kiedy uzyskał koncesję np. w ostatnim kwartale roku, który upłynął? Wydaje się słuszne przyjęcie zasady, że obowiązek sprawozdawczy zapisany w koncesji, powstaje z chwilą jej uzyskania, a więc dotyczy wszystkich koncesjonariuszy, którzy otrzymali koncesję w roku poprzednim, bez względu na długość okresu, w którym prowadzili działalność koncesjonowaną. Sprawozdania tych koncesjonariuszy, którzy prowadzili działalność koncesjonowaną przez stosunkowo krótki okres (np. 1 lub 2 m-cie) w roku sprawozdawczym, będą miały głównie wartość ewidencyjną, gdyż należy założyć, że na realizację warunków ustalonych w koncesji oraz na przedstawienie efektów, każdy z koncesjonariuszy ma zapisany w koncesji, odpowiednio długi termin. Ewentualne zwolnienie części koncesjonariuszy, którzy prowadzili działalność koncesjonowaną krócej niż jeden pełny rok, wiązałoby się z trudnościami ustalenia górnej granicy okresu prowadzenia działalności koncesjonowanej w roku sprawozdawczym, zwalniającej z obowiązku złożenia sprawozdania do 15 kwietnia roku następnego (np. nie dłużej niż 1 m-c, kwartał itd.).

Prawie trzyletni okres obowiązywania koncesji na działalność energetyczną, jest czasem wystarczającym na wypracowanie właściwych relacji pomiędzy koncesjonariuszami a Urzędem Regulacji Energetyki. Oczywiście jest, że w początkowym okresie funkcjonowania nowych regulacji prawnych w zakresie działalności energetycznej, podmioty objęte przepisami ustawy – Prawo energetyczne mogły mieć pewne problemy z ich stosowaniem i wdrażaniem. Jednakże działania podejmowane przez Urząd, w tym systematyczne publikacje w Biuletynie URE, liczna korespondencja wyjaśniająca oraz bieżące konsultacje prowadzone przez pracowników Urzędu, wychodziły naprzeciw potrzebom przedsiębiorstw energetycznych i miały na celu ułatwienie dostosowania się do nowych rygorów prawnych. Podobne zadanie ma spełniać opracowany wzór sprawozdania, a omówienie kwestii obowiązków sprawozdawczych przedsiębiorstw koncesjonowanych ma na celu przypomnienie, że realizacja warunku koncesji o złożeniu w terminie do 15 kwietnia roku następnego sprawozdania z wykonania wszystkich warunków koncesyjnych w roku poprzednim, jest tak samo ważna jak realizacja, każdego innego warunku. Dlatego też, wszystkie przedsiębiorstwa koncesjonowane, które nie złożą terminowo sprawozdań lub informacji, wymaganych na podstawie zapisów koncesji, mogą się liczyć z konsekwencjami wynikającymi z nie przestrzegania obowiązków wynikających z koncesji, w postaci kar pieniężnych, na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne.

Podobnie jak w roku ubiegłym, wzór sprawozdania z wykonania warunków koncesyjnych w roku 2000, jest dostępny w formie elektronicznej na stronie internetowej URE; adres:

www.ure.gov.pl/ure/koncesja/sprawozdanie.html

Przypominając o obowiązku terminowej realizacji warunków koncesyjnych w zakresie sprawozdawczości i składania informacji, na stronie 2 wkładki przedstawiam aktualnie obowiązujący wzór sprawozdania. W przypadku wystąpienia wątpliwości lub pytań związanych z jego wypełnieniem, wszyscy zainteresowani mogą korzystać z pomocy pracowników Departamentu Koncesji lub właściwych terenowo oddziałów URE.

Elżbieta Niebisz
Dyrektor Departamentu Koncesji URE

SPRAWOZDANIE KONCESJONARIUSZA ZA 2000 ROK.

I. KONCESJONARIUSZ – INFORMACJE OGÓLNE

- Uwaga:**
1. W kolumnie „Dane:” należy wpisać aktualne informacje (wg stanu na dzień wypełniania tabeli).
 2. W kolumnie „zmiana” należy zaznaczyć rubrykę literą „X”, jeżeli nastąpiła zmiana informacji w danym wierszu w porównaniu z dniem udzielenia koncesjonariuszowi **pierwszej** koncesji.
 3. W rubrykach „koncesja” należy wpisać literę „X” jeżeli przedsiębiorstwo **kiedykolwiek** posiadało koncesję danego typu. W rubryce „przychody” należy podać przychody uzyskane z działalności objętej daną koncesją w roku 2000. Dotyczy to również koncesji, które w 2000 r. zostały cofnięte, uchylone oraz tych, których wygaśnięcie zostało stwierdzone decyzją Prezesa URE.

Lp.			Dane (aktualne)				zmiana
1.	Nazwa przedsiębiorstwa energetycznego						
2.	Forma prawna						
3.	Siedziba (miasto lub gmina, ew., miejscowość i gmina oraz województwo)						
4.	Adres, telefon						
5.	REGON						
6.	Posiadane koncesje i uzyskane przychody z poszczególnych rodzajów działalności koncesjonowanej osiągnięte w 2000 r.		wytwarzanie	magazynowanie	przesyłanie i dystrybucja	obróć	
	ciepło	koncesja					
		przychody tys. zł					
	energia elektryczna	koncesja					
		przychody tys. zł					
	paliwa gazowe	koncesja					
		przychody tys. zł					
	paliwa ciekłe	koncesja					
		przychody tys. zł					

II. CIEPŁO

II.1 wytwarzanie ciepła		
numer koncesji	data udzielenia	data upływu ważności
<p>II.1.1 Czy w koncesji był zawarty warunek poprawy sprawności wytwarzania ciepła lub warunek sporządzenia programu ograniczenia zużycia paliw? Jeżeli tak, to poniżej należy podać w jakim terminie miał być zrealizowany oraz czy został wykonany i w jakim terminie. W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego wykonania.</p>		
<p>II.1.2 Czy w koncesji był zawarty warunek sporządzenia programu działań w celu zmniejszenia obciążenia środowiska? Jeżeli tak, to poniżej należy podać w jakim terminie miał być zrealizowany oraz czy został wykonany. W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego wykonania.</p>		
<p>II.1.3 Czy koncesjonariusz był w 2000 r. ukarany z tytułu niedotrzymania norm określonych przepisami ochrony środowiska? Jeżeli tak, to w załączniku należy podać szczegóły (powód ukarania, wysokość kary, czy została zapłacona).</p>		

II.1.4 Czy działalność była prowadzona zgodnie z pozostałymi warunkami zawartymi w koncesji oraz innymi przepisami?

Jeżeli nie, to w załączniku proszę podać przyczyny.

II.2 przesyłanie i dystrybucja ciepła

<i>numer koncesji</i>	<i>data udzielenia</i>	<i>data upływu ważności</i>

II.2.1 Czy w koncesji był zawarty warunek obniżenia ubytków wody sieciowej w posiadanych sieciach?

Jeżeli tak, to poniżej należy podać w jakim terminie miał być zrealizowany oraz czy został wykonany. W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego wykonania.

II.2.2 Czy w koncesji był zawarty warunek poprawy sprawności przesyłania ciepła lub obniżenia strat przesyłanych ciepła?

Jeżeli tak, to poniżej należy podać w jakim terminie miał być zrealizowany oraz czy został wykonany. W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego wykonania.

II.2.3 Czy sprzedaż ciepła odbywa się na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych na przyłączach do instalacji centralnego ogrzewania w obiektach poszczególnych odbiorców?

Jeżeli nie, to w załączniku należy podać całkowitą liczbę odbiorców, liczbę odbiorców nieopomiarowanych, przewidywany termin opomiarowania oraz opisać stosowany system rozliczeń.

II.2.4 Czy w koncesji był zawarty warunek zainstalowania układów automatycznej regulacji we wszystkich własnych węzłach?

Jeżeli tak, to poniżej należy podać w jakim terminie miał być zrealizowany oraz czy został wykonany. Jeżeli nie, to w załączniku należy podać całkowitą liczbę węzłów, liczbę węzłów nie wyposażonych w układy auto-regulacji, przewidywany termin realizacji warunku.

II.2.5 Czy warunek dostosowania umów do przepisów ustawy – Prawo energetyczne, przepisów wykonawczych oraz warunków koncesji został wykonany?

W przypadku opóźnienia należy w załączniku podać całkowitą liczbę umów, liczbę umów niedostosowanych oraz krótki komentarz.

II.2.6. Czy został sporządzony plan rozwoju zgodnie z art. 16 ust. 1-5 ustawy – Prawo energetyczne?

W załączniku należy przedstawić informację dotyczącą sporządzenia planu rozwoju zgodnie z art. 16 ustawy – Prawo energetyczne w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła (zadanie nałożone ustawą z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne).

II.2.7 Czy działalność była prowadzona zgodnie z pozostałymi warunkami zawartymi w koncesji oraz innymi przepisami?

Jeżeli nie, to w załączniku należy podać przyczyny.

II.3 obrót ciepłem

<i>numer koncesji</i>	<i>data udzielenia</i>	<i>data upływu ważności</i>

II.3.1 Czy warunek dostosowania umów do przepisów ustawy – Prawo energetyczne, przepisów wykonawczych oraz warunków koncesji został wykonany?

W przypadku opóźnienia należy w załączniku podać całkowitą liczbę umów, liczbę umów niedostosowanych oraz krótki komentarz.

II.3.2 Czy działalność była prowadzona zgodnie z pozostałymi warunkami zawartymi w koncesji oraz innymi przepisami?

Jeżeli nie, to w załączniku proszę podać przyczyny.

II.4 inne

Inne informacje istotne ze względu na prowadzenie działalności koncesjonowanej w zakresie ciepła.
(w załączniku)

III. ENERGIA ELEKTRYCZNA

III.1 wytwarzanie energii elektrycznej

<i>numer koncesji</i>	<i>data udzielenia</i>	<i>data upływu ważności</i>

III.1.1 Czy w koncesji był zawarty warunek poprawy sprawności wytwarzania energii elektrycznej?

Jeżeli tak, to poniżej należy podać w jakim terminie miał być zrealizowany oraz czy został wykonany. W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego wykonania.

III.1.2 Czy w koncesji był zawarty warunek sporządzenia programu działań w celu zmniejszenia obciążenia środowiska?

Jeżeli tak, to poniżej należy podać w jakim terminie miał być zrealizowany oraz czy został wykonany. W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego wykonania.

III.1.3 Czy działalność była prowadzona zgodnie z pozostałymi warunkami zawartymi w koncesji oraz innymi przepisami?

Jeżeli nie, to w załączniku proszę podać przyczyny.

III.2 przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

<i>numer koncesji</i>	<i>data udzielenia</i>	<i>data upływu ważności</i>

III.2.1. Czy w koncesji był zawarty warunek poprawy sprawności przesyłania energii elektrycznej lub obniżenia strat sieciowych?

Jeżeli tak, to poniżej należy podać w jakim terminie miał być zrealizowany oraz czy został wykonany?

W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego realizacji.

III.2.2. Czy został sporządzony plan rozwoju zgodnie z art. 16 ust. 1 i 2 ustawy Prawo energetyczne?

W załączniku należy przedstawić uwagi dotyczące realizacji warunku sporządzenia planu rozwoju zgodnie z art. 16 ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne w zakresie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej.

III.2.3 Czy warunek dostosowania umów do przepisów ustawy – Prawo energetyczne, przepisów wykonawczych oraz warunków koncesji został wykonany?

W przypadku opóźnienia należy w załączniku podać całkowitą liczbę umów, liczbę umów niedostosowanych oraz krótki komentarz.

III.2.4 Czy zostały opracowane zasady realizacji umów zawartych na lokalnym rynku energii elektrycznej?

W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego wykonania.

III.2.5 Czy działalność była prowadzona zgodnie z pozostałymi warunkami zawartymi w koncesji oraz innymi przepisami?

Jeżeli nie, to w załączniku proszę podać przyczyny.

III.3 obrót energią elektryczną

<i>numer koncesji</i>	<i>data udzielenia</i>	<i>data upływu ważności</i>

III.3.1 Czy warunek dostosowania umów do przepisów ustawy – Prawo energetyczne, przepisów wykonawczych oraz warunków koncesji został wykonany?

W przypadku opóźnienia należy w załączniku podać całkowitą liczbę umów, liczbę umów niedostosowanych oraz krótki komentarz.

III.3.2 Czy działalność była prowadzona zgodnie z pozostałymi warunkami zawartymi w koncesji oraz innymi przepisami?

Jeżeli nie, to w załączniku proszę podać przyczyny.

III.4 inne

Inne informacje istotne ze względu na prowadzenie działalności koncesjonowanej w zakresie energii elektrycznej. (w załączniku)

IV. PALIWA CIEKŁE

IV.1 wytwarzanie paliw ciekłych		
<i>numer koncesji</i>	<i>data udzielenia</i>	<i>data upływu ważności</i>
<p>IV.1.1. Czy w koncesji był zawarty warunek sporządzenia i przedstawienia Prezesowi URE programu własnych działań zmierzających do zakończenia w 2001 r. eksploatacji jednopłaszczowych zbiorników na paliwa ciekłe, zainstalowanych w bazie będącej własnością lub dzierżawioną przez koncesjonariusza? Jeżeli tak, to poniżej należy podać w jakim terminie miał być wykonany oraz czy został zrealizowany? W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego realizacji.</p>		
<p>IV.1.2. Czy działalność była prowadzona zgodnie z pozostałymi warunkami zawartymi w koncesji oraz innymi przepisami? Jeżeli nie, to w załączniku proszę podać przyczyny.</p>		
IV.2 magazynowanie paliw ciekłych		
<i>numer koncesji</i>	<i>data udzielenia</i>	<i>data upływu ważności</i>
<p>IV.2.1 Czy w koncesji był zawarty warunek sporządzenia i przedstawienia Prezesowi URE dokumentacji modernizacji bazy paliw? Jeżeli tak, to poniżej należy podać: 1. w jakim terminie miał być wykonany, 2. czy obejmował przygotowanie programu własnych działań zmierzających do zakończenia eksploatacji i likwidacji zbiorników na paliwa ciekłe zbudowanych przed 1 stycznia 1983 r., 3. czy został zrealizowany? W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego realizacji.</p>		
<p>IV.2.2 Czy w koncesji zawarty był warunek sporządzenia i przedstawienia Prezesowi URE programu własnych działań zmierzających do zakończenia eksploatacji jednopłaszczowych zbiorników na paliwa ciekłe, zainstalowanych w bazie należącej do koncesjonariusza lub dzierżawionej przez koncesjonariusza? Jeżeli tak, to poniżej należy podać w jakim terminie miał być wykonany oraz czy został zrealizowany? W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego realizacji.</p>		
<p>IV.2.3 Czy warunek dostosowania umów do przepisów ustawy – Prawo energetyczne, przepisów wykonawczych oraz warunków koncesji został wykonany? W przypadku opóźnienia należy w załączniku podać całkowitą liczbę umów, liczbę umów niedostosowanych oraz krótki komentarz.</p>		
<p>IV.2.4 Czy działalność była prowadzona zgodnie z pozostałymi warunkami zawartymi w koncesji oraz innymi przepisami? Jeżeli nie, to w załączniku proszę podać przyczyny.</p>		
IV.3 przesyłanie i dystrybucja paliw ciekłych		
<i>numer koncesji</i>	<i>data udzielenia</i>	<i>data upływu ważności</i>
<p>IV.3.1 Czy działalność była prowadzona zgodnie z warunkami zawartymi w koncesji oraz innymi przepisami? Jeżeli nie, to w załączniku proszę podać przyczyny.</p>		
IV.4 obrót paliwami ciekłymi		
<i>numer koncesji</i>	<i>data udzielenia</i>	<i>data upływu ważności</i>
<p>IV.4.1 Czy w koncesji był zawarty warunek sporządzenia i przedstawienia Prezesowi URE dokumentacji modernizacji bazy paliw? Jeżeli tak, to poniżej należy podać: 1. w jakim terminie miał być wykonany, 2. czy obejmował przygotowanie programu własnych działań zmierzających do zakończenia eksploatacji i likwidacji zbiorników na paliwa ciekłe zbudowa-</p>		

nych przed 1 stycznia 1983 r., 3. czy został zrealizowany?

W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego realizacji.

IV.4.2 Czy działalność była prowadzona zgodnie z warunkami zawartymi w koncesji oraz innymi przepisami?

Jeżeli nie, to w załączniku proszę podać przyczyny.

IV.5 inne

Inne informacje istotne ze względu na prowadzenie działalności koncesjonowanej w zakresie paliw ciekłych. (w załączniku)

V. PALIWA GAZOWE

V.1 wytwarzanie paliw gazowych

<i>numer koncesji</i>	<i>data udzielenia</i>	<i>data upływu ważności</i>

V.1.1 Czy w koncesji był zawarty warunek obligujący koncesjonariusza do sporządzenia programu własnych działań zmierzających do ograniczenia obciążenia środowiska, które w okresie 2 lat od dnia udzielenia koncesji doprowadzą do znacznego zmniejszenia ilości zanieczyszczeń wprowadzanych do powietrza, środowiska wodnego oraz do ograniczenia ilości składowanych odpadów?

Jeżeli tak, to poniżej należy podać w jakim terminie miał być wykonany oraz czy został zrealizowany?

W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego realizacji.

V.1.2 Czy działalność była prowadzona zgodnie z pozostałymi warunkami zawartymi w koncesji oraz innymi przepisami?

Jeżeli nie, to w załączniku proszę podać przyczyny.

V.2 przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

<i>numer koncesji</i>	<i>data udzielenia</i>	<i>data upływu ważności</i>

V.2.1 Czy w koncesji zawarty był warunek obligujący koncesjonariusza do opracowania i uzgodnienia z Prezesem URE projektu planu, o którym mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne?

Jeżeli tak, to poniżej należy podać w jakim terminie miał być wykonany oraz czy został zrealizowany?

W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego realizacji.

V.2.2 Czy działalność była prowadzona zgodnie z pozostałymi warunkami zawartymi w koncesji oraz innymi przepisami?

Jeżeli nie, to w załączniku proszę podać przyczyny.

V.3 obrót paliwami gazowymi

<i>numer koncesji</i>	<i>data udzielenia</i>	<i>data upływu ważności</i>

V.3.1 Czy działalność była prowadzona zgodnie z warunkami zawartymi w koncesji oraz innymi przepisami?

Jeżeli nie, to w załączniku proszę podać przyczyny.

V.4 inne

Inne informacje istotne ze względu na prowadzenie działalności koncesjonowanej w zakresie paliw gazowych. (w załączniku)

Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE (stan na 15.02.2001 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Podwyżka w %
Wrocław	Zakład Usług Technicznych Sp. z o.o. w Stroniu Śląskim	23,00
Poznań	Zakład Energetyki Ciepłej w Strzelnie	6,60
	Zakłady Chemiczne „Organika – Zachem” w Bydgoszczy	- 16,06
	Fabryka Cukru w Tucznie S.A.	1,50
	Elektrociepłownia Toruń S.A.	3,70
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Nowym Tomyślu	4,79
	Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. w Pniewach	2,30
	„Tempeks” Przedsiębiorstwo Usługowo–Wdrożeniowe B. Żurawski w Poznaniu	6,70
Gdańsk	Przedsiębiorstwo Budownictwa Elektroenergetycznego „Elbud Poznań” S.A.	- 5,20
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. we Wrześni	6,30
	Dalkia Sopot Sp. z o.o. w Sopocie	0,00
Kraków	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Oświęcimiu	7,00
Katowice	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Dąbrowie Górniczej	9,82

Odmowy zatwierdzenia taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE (stan na 15.02.2001 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Data odmowy
Warszawa	Elektrociepłownie Warszawskie S.A.	29.09.2000 r.
	Cofathec Polska Sp. z o.o. w Warszawie	3.11.2000 r.
	Dalkia Termika S.A. w Warszawie	17.11.2000 r.
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa w Warszawie	22.11.2000 r.
Wrocław	Kuźnia Jawor S.A. w Jaworze	8.11.1999 r.
	Zakłady Papiernicze S.A. w Krapkowicach	6.01.2000 r.
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. w Wałbrzychu	3.07.2000 r.
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Szklarskiej Porębie	11.08.2000 r.
	Dolnośląski Zakład Termoenergetyczny S.A. w Wałbrzychu (odmowa zmiany taryfy)	4.01.2001 r.
	„HARPEN POLSKA” Sp. z o.o. we Wrocławiu	4.01.2001 r.
Gdańsk	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Kamiennej Górze	10.01.2001 r.
	Elektrociepłownia Elbląg Sp. z o.o. w Elblągu	30.06.2000 r.
Kraków	GIGATERM INVESTMENT Sp. z o.o. w Gdyni	24.11.2000 r.
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Stalowej Woli	26.01.2001 r.
Szczecin	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Stargardzie Szczecińskim (odmowa przedłużenia obowiązywania taryfy)	19.06.2000 r.
	Zakład Techniki i Inżynierii Komunalnej „Energotech-2” Sp. z o.o. w Świnoujściu (odmowa przedłużenia obowiązywania taryfy)	2.01.2001 r.
Lublin	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe ATEX Sp. z o.o. w Zamościu	11.06.1999 r.
	Miasto Hrubieszów – Zakład Energetyki Ciepłej (odmowa zmiany taryfy)	16.10.2000 r.

Od redakcji:

W Biuletynie URE nr 1/2001 w zestawieniu „Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE” omyłkowo zamieszczona została Elektrociepłownia „Gorzów” S.A. w Gorzowie Wlkp., za co serdecznie przepraszamy wszystkich zainteresowanych.

Zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej (stan na 15.02.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	International Paper – KLUCZE S.A.	22.12.2000 r.
2	Fabryka Maszyn „Glinik” S.A.	22.12.2000 r.
3	Zakład Utrzymania Ruchu Sp. z o.o.	22.12.2000 r.
4	Zakłady Górniczo-Hutnicze „Bolesław” PP	22.12.2000 r.
5	Petro Carbo Chem S.A.	22.12.2000 r.
6	Zakłady Chemiczne „POLICE” S.A.	3.01.2001 r.
7	Fabryka Łożysk Toczących – KRAŚNIK S.A.	3.01.2001 r.
8	Stocznia Marynarki Wojennej PP	9.01.2001 r.
9	„Tractebel Polska” Sp. z o.o.	12.01.2001 r.
10	„Energy Management and Conservation Agency” S.A.	12.01.2001 r.
11	„Triton Holding” Sp. z o.o.	17.01.2001 r.
12	Zakłady Urządzeń Chemicznych i Armatury Przemysłowej „Chemar” S.A.	17.01.2001 r.
13	Miejskie Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji w m. st. Warszawa „MPWiK” PP	17.01.2001 r.
14	Zakłady Azotowe w Tarnowie – Mościcach S.A.	26.01.2001 r.
15	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „ADM” S.C.	2.02.2001 r.
16	Zakłady Metalurgiczne „TRZEBINIA” w upadłości	2.02.2001 r.
17	Huta Aluminium „Konin” S.A.	14.02.2001 r.

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla energii elektrycznej (stan na 15.02.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakład Energetyczny Jelenia Góra S.A.	18.12.2000 r.
2	Będziński Zakład Elektroenergetyczny S.A.	18.12.2000 r.
3	Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny S.A.	18.12.2000 r.
4	Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego S.A.	18.12.2000 r.
5	Zespół Zbiorników Wodnych Czorsztyn – Niedzica – Sromowce Wyżne S.A.	12.01.2001 r.
6	Zakład Energetyczny Warszawa – Teren S.A.	16.01.2001 r.
7	Zakład Energetyczny Łódź – Teren S.A.	16.01.2001 r.
8	Energetyka Szczecińska S.A.	16.01.2001 r.
9	Zakład Energetyczny Wałbrzych S.A.	16.01.2001 r.
10	Zakład Energetyczny Legnica S.A.	16.01.2001 r.
11	Zakład Energetyczny Wrocław S.A.	26.01.2001 r.
12	Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A.	8.02.2001 r.
13	Elektrownia Opole S.A.	8.02.2001 r.
14	E.ON Polska Sp. z o.o.	14.02.2001 r.
15	Wojkowicki Zakład Energetyczny „WOJZEC” Sp. z o.o.	14.02.2001 r.
16	Beskidzka Energetyka S.A.	14.02.2001 r.
17	Zakład Energetyczny Jelenia Góra S.A.	14.02.2001 r.
18	Zielonogórskie Zakłady Energetyczne S.A.	14.02.2001 r.
19	Będziński Zakład Elektroenergetyczny S.A.	14.02.2001 r.
20	Zakład Energetyczny Wałbrzych S.A.	14.02.2001 r.
21	Zakład Energetyczny Kraków S.A.	14.02.2001 r.
22	Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego S.A.	14.02.2001 r.
23	Energetyka Poznańska S.A.	14.02.2001 r.
24	Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny S.A.	14.02.2001 r.
25	Zakład Energetyczny Warszawa-Teren S.A.	14.02.2001 r.
26	Zakład Energetyczny Płock S.A.	14.02.2001 r.

27	Zakład Energetyczny Słupsk S.A.	14.02.2001 r.
28	Zakład Energetyczny Łódź-Teren S.A.	14.02.2001 r.
29	Zakład Energetyczny Białystok S.A.	14.02.2001 r.
30	Zakład Energetyczny Legnica S.A.	14.02.2001 r.
31	Rzeszowski Zakład Energetyczny S.A.	14.02.2001 r.
32	Lubelskie Zakłady Energetyczne S.A.	14.02.2001 r.
33	Zamojska Korporacja Energetyczna S.A.	14.02.2001 r.
34	Elbląskie Zakłady Energetyczne S.A.	14.02.2001 r.

**Ustalenie wysokości współczynnika korekcyjnego X
w taryfie dla energii elektrycznej
(stan na 15.02.2001 r.)**

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Elektrownia Turów S.A.	2.02.2001 r.

**Odmowy zwolnienia z obowiązku przedłożenia taryfy
dla energii elektrycznej do zatwierdzenia
(stan na 15.02.2001 r.)**

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Elektrim – Volt S.A.	26.01.2001 r.
2	Zakład Energetyczny Słupsk S.A.	26.01.2001 r.
3	Elektrownia „Bełchatów” S.A.	26.01.2001 r.

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE Z URZĘDU (stan na 15.02.2001 r.)

Wcc – wytwarzanie ciepła

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Tarnobrzaska Spółdzielnia Mieszkaniowa	39–400 Tarnobrzeg, ul. Wyspiańskiego 3
2	Firma „WAFRO” Sp. z o.o.	36–200 Brzozów, ul. Bielawskiego 1
3	Zakład Usług Komunalnych Sp. z o.o.	21–200 Parczew, ul. Piwonia 73
4	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „HONELL-SERVIS” Sp. z o.o.	31–401 Kraków, Al. 29-go Listopada 32 D
5	„BTB Polska” Sp. z o.o.	30–034 Kraków, Plac Axentowicza 6
6	„Gminny Zakład Komunalny” Sp. z o.o.	38–610 Polańczyk, ul. Leśna 1
7	„Energomedia Łabędy” Sp. z o.o.	44–109 Gliwice, ul. Metalowców 6
8	Zarząd Morskiego Portu Gdynia S.A.	81–337 Gdynia, ul. Rotterdamska 9
9	Adam Sychowski – Zakład Ogólnobudowlany „Hydro-Fach”	84–239 Bolszewo, ul. Bukowa 27
10	Nowe Miasto Lubawskie – Miejski Zakład Komunalny	13–300 Nowe Miasto Lubawskie, ul. Działyńskich 8 a
11	Gmina Moryń – Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Moryniu	74–503 Moryń, ul. Wąska 2 a
12	Jerzy Prokopowicz, Mariusz Kraciuk – Przedsiębiorstwo Usługowe „EKO-TERM” S.C.	66–415 Kłodawa, ul. Kościelna 2

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Spółdzielnia Mieszkaniowa w Gorzycach (<i>patrz: OCC/1</i>)	39–432 Gorzyce, Plac Mieszczarskiego 5

Legenda:

Occ – obrót ciepłem

Occ – obrót ciepłem

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Spółdzielnia Mieszkaniowa w Gorzycach (<i>patrz: PCC/1</i>)	39–432 Gorzyce, Plac Mieszczarskiego 5

Legenda:

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Zakład Energetyczny Wrocław S.A.	53–314 Wrocław 15, ul. Powstańców Śląskich 20, skr. poczt. 2023
2	Elektrociepłownia Zduńska Wola Sp. z o.o.	98–220 Zduńska Wola, ul. Murarska 21
3	Zespół Ciepłowni Przemysłowych „CARBO-ENERGIA” Sp. z o.o.	41–700 Ruda Śląska, ul. Szyb Walenty 32
4	Koszalińskie Elektrownie Wodne Sp. z o.o.	75–221 Koszalin, ul. Morska 10
5	„OPEC-Grudziądz” Sp. z o.o.	86–300 Grudziądz, ul. Budowlanych 7
6	„Energetyka Boruta” Sp. z o.o.	95–100 Zgierz, ul. A. Struga 30
7	Zakład Energetyczny Bydgoszcz S.A.	85–950 Bydgoszcz, ul. dr. Warmińskiego 8
8	Odlewnia Żeliwa „Śrem” S.A.	63–100 Śrem, ul. Staszica 1

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Polskie Koleje Państwowe S.A. (patrz: OEE/1)	00-928 Warszawa, ul. Chałubińskiego 4

Legenda:

Oee – obrót energią elektryczną

Oee – obrót energią elektryczną

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Polskie Koleje Państwowe S.A. (patrz: PEE/1)	00-928 Warszawa, ul. Chałubińskiego 4

Legenda:

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Witold Ziółkowski	34-120 Andrychów, ul. Szewska 13
2	Stanisława Bielańska, Józef Paff – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „PAFEX” S.C.	34-745 Spytkowice 3
3	Marek Pietrzak, Henryk Wierzbicki – P.P.U. „MARHEN” S.C.	81-843 Sopot, ul. Armii Krajowej 48/3
4	Kazimierz Tomasz Szczerbiński – Firma Produkcyjno-Uslugowo-Handlowa „HEKTOM” S.C.	16-400 Suwałki, ul. Korczaka 8 /48
5	Stefan Minkus, Leszek Minkus, Urszula Minkus – „MINKUS TANK” Firma Handlowo-Uslugowa S.C.	43-187 Orzesze-Zawisć, ul. Centralna 1-7
6	Marek Wiligórski, Ewa Wiligórska – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „MARWIL”	17-300 Siemiatycze, ul. Kilińskiego 151
7	Henryka Wanda Kasprzyk – EKO-BUD Przedsiębiorstwo Wielobranżowe	30-133 Kraków, ul. Lea 210
8	Stanisław Kopiejka, Krystyna Kopiejka, Michał Kopiejka – Stacja Benzynowa „LIPOWIEC” S.C.	32-551 Babice, Wygiezłów 174
9	„POLPETRO” Sp. z o.o.	27-530 Ożarów, Osiedle Wzgórze 91
10	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Starachowicach	27-200 Starachowice, ul. Wiosenna 5
11	Lidia Zadora, Jan Zadora, Marek Zadora, Ewa Zadora – „ZADOIL” S.C.	34-220 Maków Podhalański, Białka
12	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „LuGaMa” Sp. z o.o.	83-404 Nowa Karczma
13	Krzysztof Chrzanowski, Andrzej Guenther – S.C. „AKA”	45-573 Opole, Al. Przyjaźni 2 a
14	Henryk Łyczewski – Stacja Paliw – Miąskowo	64-212 Siedlec, Żodyń, ul. Spacerowa 27
15	Jan Jurkiewicz – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „JANPOL”	87-100 Toruń, ul. Krucza 2
16	Kinga Borek, Grzegorz Borek, Tomasz Borek – „PALBOR – SERVICE” S.C.	07-200 Wyszaków, ul. I Armii Wojska Polskiego 105
17	Edward Kamiński, Helena Kamińska – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „HEDWAR”	05-091 Ząbki, ul. Bukowa 9
18	Franciszek Baran – „ELEFANT” Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe Import-Export	36-030 Białowa, Białowa Dolna 296
19	Tadeusz Grzymkowski, Wiesław Grela – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe S.C.	19-300 Elk, ul. Matejki 7
20	Jan Rosiak, Krzysztof Rosiak, Artur Rosiak – „ROS-INSTAL” Firma Uslugowo-Handlowa S.C.	96-500 Sochaczew, ul. Trojanowska 31
21	Joanna Sitek, Tomasz Wojciech Sitek, Marzenna Kuchta, Waldemar Zenon Kuchta	06-114 Dzierżenin, Gzowo
22	Andrzej Mruk, Mariusz Mruk – Przedsiębiorstwo Transporto- wo-Uslugowo-Handlowe „TRANS-ARM-EX” S.C.	26-803 Promna, Broniszew
23	Radomszczańska Spółdzielnia Usług Rolniczych	97-500 Radomsko, ul. Wyszyńskiego 142
24	Anna Surma-Langier, Zofia Langier – „PTL Langier” S.C.	42-262 Poczesna, Nowa Wieś, ul. Kopalniana 17
25	„Firma MONT-BUD” Sp. z o.o.	88-340 Trzemeszno, ul. Folska 6
26	Spółdzielnia Kółek Rolniczych	34-745 Spytkowice
27	Przedsiębiorstwo Transportowo-Sprzętowe „Transbud-Wrocław” Sp. z o.o.	50-541 Wrocław, Al. Armii Krajowej 53
28	Andrzej Piątek – Firma Handel-Uslugi Stacja Paliw	32-590 Libiąż, ul. Oświęcimska

29	Piotr Niciejewski, Maria Niciejewska, Lidia Niciejewska, Waldemar Michał Niciejewski – Stacja Paliw – Niciejewscy S.C.	89–600 Chojnice, Korolewo 3
30	Andrzej Jurk, Danuta Jurek, Jolanta Rybczyk–Chojnacka – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „GAMA” S.C.	67–200 Głogów, Al. Kazimierza Wielkiego 6
31	Spółdzielnia Pracy Transportowo–Motoryzacyjna „Przewóz”	34–100 Wadowice, ul. Wałowa 9
32	Zakład Handlowo–Usługowy „AUTO–STYL” Zielonogórskich Zakładów Energetycznych S.A. Sp. z o.o.	65–775 Zielona Góra, ul. Zacisze 15
33	Adam Chwedoruk – „BENZ–OL II” Przedsiębiorstwo Handlowe	08–110 Siedlce, Strzała 173 A
34	Krzysztof Kolodziejczyk – Firma Handlowo–Usługowa „KRIS”	32–720 Nowy Wiśnicz, Kobyle 8
35	Dębickie Zakłady Komunalne „DEZAKO” Sp. z o.o.	39–200 Dębica, ul. Rzeszowska 14
36	Lucjan Karwowski, Robert Jacek Karwowski, Dariusz Karwowski – Stacja Paliw „SILWER” S.C.	19–200 Grajewo, ul. Piłsudskiego 55
37	Andrzej Ściślewski – Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „BATEX”	99–340 Krośniewice, ul. Ogrodowa 18
38	Marianna Rowicka – Przedsiębiorstwo Handlowe „Benz–Oil”	05–310 Kaluszyn, ul. Warszawska 2
39	Bogdan Domagała, Danuta Domagała – Firma Handlowo–Usługowa Stacja Paliw	55–020 Żórawina, ul. Osiedleńcza 3 a
40	Henryk Borkowski, Ireneusz Tymirski – Przedsiębiorstwo Usługowo–Handlowe „TYMBOR” S.C.	07–415 Olszewo – Borki, Grabowo 28 a
41	Zbigniew Godlewski – „Stacja Paliw”	19–500 Gołdap, ul. Warszawska 11
42	Maria Czarniecka, Zygmunt Czarniecki, Paweł Czarniecki – Stacja Paliw Płynnych Maria Czarniecka i Spółka	37–500 Jarosław, Szówsko–Cegielnia
43	„EKO–PAL” Sp. z o.o.	05–500 Piaseczno, Julianów, ul. Julianowska 86a/59
44	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej S.A.	08–110 Siedlce, ul. Partyzantów 14
45	Edward Lutyński – Stacja Paliw Art. Spożywczo–Przemysłowe	16–411 Szypliszki, Słobódka 48
46	Kazimierz Zaremba, Wanda Stachowicz – „SZER” W. Stachowicz i K. Zaremba Handel Produktami Naftowymi i Akcesoriami Samochodowymi	42–609 Tarnowskie Góry, ul. Pułaskiego
47	Maciej Koźbial, Andrzej Adamczyk, Jan Potoczny – S.C. „SZWAGIER”	34–210 Zembrzyce, Tarnawa Dolna
48	Piotr Edward Kozłowski – „Sieć Stacji PETROCHEMIA PŁOCKA S.A. – EMPIS”	62–700 Turek, ul. Konińska 1
49	Przedsiębiorstwo Robót Komunikacyjnych w Krakowie S.A.	30–048 Kraków, ul. Czapińskiego 3
50	Zbigniew Jagodzik, Anna Mocek – Stacja Paliw Płynnych MO & JA S.C. A. Mocek, Z. Jagodzik	64–100 Leszno, Strzyżewice, ul. Balonowa 35
51	Szczecińskie Zakłady Zbożowo–Młynarskie „PZZ” S.A.	70–965 Szczecin, skr. poczt. nr 1
52	Jan Zieliński, Barbara Zielińska, Mirosław Anaczkowski, Krzysztof Filarski, Maria Filarska – Sieć Stacji Polskiego Koncernu Naftowego S.A. „ZAF” Stacja Paliw S.C.	13–306 Kurzętnik, ul. Sienkiewicza 4
53	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Garwolinie S.A.	08–400 Garwolin, Al. Legionów 48
54	KOLIBER Sp. z o.o.	24–170 Kurów, Płonki
55	Mieczysław Mirosław Zajac, Mieczysław Mirosław Bańbczyk – Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „EFA” S.C.	84–349 Garczegorze 60
56	Wojciech Górecki – Przedsiębiorstwo Handlowo Usługowe	02–200 Sierpc, ul. Płocka 48 a
57	Ryszard Długosz – RD PETROSERWIS	31–960 Kraków, Osiedle Górali 15/10
58	Andrzej Nasilowski – Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe Stacja Paliw „ANNA”	08–125 Suchożebry, ul. Siedlecka 7
59	Stanisław Bzymek, Kazimierz Sławek, Jerzy Perchel – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „SKAJ”	27–200 Starachowice, ul. Kanałowa 1
60	„FUNAM” Sp. z o.o.	52–407 Wrocław, ul. Mokronoska 2
61	„TANK” Sp. z o.o.	57–300 Kłodzko, ul. Traugutta 9
62	Mirosław Brodowski – Stacja Paliw	96–500 Sochaczew, Kąty 43 b
63	Władysław Stefaniak – Stacja Paliw	87–820 Kowal, Przydatki Gołaszewskie
64	Sławomir Wójcik, Stanisław Frankowski, Jerzy Wójcik – „BENZ–PAL”	97–216 Czerniewice, Chociw 12
65	Przedsiębiorstwo Produkcyjno–Usługowo–Handlowe „STAWEX” S.C.	08–480 Maciejowice, ul. Lubelska 1
66	Krzysztof Kwiatkowski	68–120 Iłowa, ul. Traugutta 34
67	Bronisław Kołosowski, Norbert Nowacki – P.P.H.U. „HONESTIA” S.C.	97–430 Dłutów, ul. Pabianicka 41
68	Andrzej Ligara – F.H.U. „LIGARA”	33–300 Nowy Sącz, ul. Lwowska 140
69	Marek Stasiak, Grażyna Stasiak – P.P.H.U. „MARIMPEX”	95–070 Rąbień, ul. Okrężna 3/5
70	Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „LUKU” Sp. z o.o.	05–091 Ząbki, ul. Wigury 3
71	Aurelia Kuran–Puszkarska – „AUREX” Import–Export	05–090 Sękocin Nowy, Al. Krakowska 52
72	Marian Markielowski, Janusz Chmielarz – Stacja Paliw „Galon” S.C.	34–130 Kałwaria Zebrzydowska, ul. Jagiellońska 60 d
73	Lech Paweł Winklas, Aleksander Pilecki – „Oktan” S.C.	81–212 Gdynia, ul. Hutnicza 1

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE NA WNIOSEK (stan na 15.02.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	41-700 Ruda Śląska, ul. Zabrzeńska 24	Opc
2	„Shell Produkty Polska” Sp. z o.o.	02-103 Warszawa, ul. Hankiewicza 2	Wpc
3	„BOL-THERM” Sp. z o.o.	32-332 Bukowno, ul. Kolejowa 37	Ppg, Opg
4	Technologie Gazowe Piecobiogaz Sp. z o.o.	62-081 Wysogotowo k/Poznań, ul. Skórzewska 35	Ppg, Opg
5	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „OMEGA” Sp. z o.o.	70-642 Szczecin, ul. Bulwar Beniowskiego 5	Wpc, Mpc
6	Józef Kościelniak, Stanisław Ziobro – Firma Handlowo-Usługowa „PIELGRZYM” S.C.	34-745 Spytkowice 767	Opc
7	Michał Maksymik, Józef Barna, Janusz Brożko, Jerzy Emilianów, Dariusz Emilianów – Przedsiębiorstwo Usługowo-Produkcyjno-Handlowe Import-Export „BARTONAFT” S.C.	11-200 Bartoszyce, ul. Kętrzyńska 58	Opc
8	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „TECHMET-METALZBYT” S.A.	42-200 Częstochowa, ul. Bór 164	Opc
9	„EKONAFT” Sp. z o.o.	59-700 Bolesławiec, ul. Kościuszki	Opc
10	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Świdwinie	78-300 Świdwin, ul. Bolesława Chrobrego 24	Opc
11	„Energetyka Ciepła” Sp. z o.o.	78-230 Karlino, ul. T. Pełki 6	Wcc, Pcc
12	Tarnobrzaska Spółdzielnia Mieszkaniowa	39-400 Tarnobrzeg, ul. Wyspiańskiego 3	Pcc
13	„MEDIA-REM” Sp. z o.o.	59-225 Chojnow, ul. Okrzei 5	Wcc, Pcc
14	Firma „WAFRO”	36-200 Brzozów, ul. Bielawskiego 1	Pcc
15	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	12-221 Ruciane Nida, ul. Kwiatowa 6 A	Occ
16	Zakład Usług Komunalnych Sp. z o.o.	21-200 Parczew, ul. Piwonia 73	Pcc
17	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „HONELL-SERVIS” Sp. z o.o.	31-401 Kraków, Al. 29-go Listopada 32 D	Pcc
18	Tadeusz Dymowski – P.P.H.U. „TAXPOL” Tadeusz Dymowski	62-510 Konin, ul. Poznańska 64 A	Opc
19	Samodzielny Wojewódzki Szpital dla Nerwów i Psychicznie Chorych im. Ks. Biskupa Józefa Nathana	48-140 Branice, ul. Szpitalna 18	Wcc, Pcc
20	Zygmunt Sobieralski – ELKOM-GAZ	46-320 Praszka, Przedmość, ul. Główna 7 a	Opc
21	Maria Rosa, Andrzej Rosa – Firma Handlowa „RAM” S.C.	32-800 Brzesko, ul. Kościuszki 48	Opc
22	„WARBI” Sprzedaż Paliw Sp. z o.o.	66-400 Gorzów Wielkopolski, ul. Malorolnych-Cicha 1	Opc
23	Grzegorz Kwiatkowski – Firma Handlowo-Usługowa „KWIATKOWSKI”	95-035 Ozorków, ul. Podleśna 20	Opc
24	Tomasz Torgowski – Zakład Usługowo-Transportowy „WAPNOTRANS”	88-100 Inowrocław, ul. Dworcowa 31	Opc
25	„ALMECO” Sp. z o.o.	00-132 Warszawa, ul. Grzybowska 5	Opc
26	„DUO” S.A.	71-700 Szczecin, ul. Ludowa 7/8	Wpc
27	STATOIL LUBRICANTS Sp. z o.o.	31-231 Kraków, ul. Bociana 6	Opc
28	„Południowy Koncern Energetyczny” S.A.	43-603 Jaworzno, ul. Promienna 51	Wcc, Pcc, Wee, Pee
29	Mazowiecka Fabryka Drożdży „Józefów” Sp. z o.o.	05-860 Płochocin, Józefów, ul. Fabryczna 1	Pee, Oee
30	Energomedia „Łabędy” Sp. z o.o.	44-109 Gliwice, ul. Metalowców 6	Pcc
31	Irena Puławska, Bogdan Budny, Roman Puławski, Jan Gwaj – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „OPAL” S.C.	17-200 Hajnówka, ul. Górna 19	Opc
32	Elżbieta Jaworka, Aleksander Jaworski – Zakład Handlowo-Usługowo-Produkcyjny „ELJOR” S.C.	87-620 Kikół, ul. Rypińska 11	Opc

KONCESJE

Koncesje na wniosek

33	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „Wilan” Sp. z o.o.	00-961 Warszawa, ul. Fort Woła 22	Opc
34	„TECH-LEX” Sp. z o.o.	54-133 Wrocław, ul. Lotnicza 148	Opc
35	Leszek Kupajski, Zbigniew Adam Turzański – „PETROL-EKO” S.C.	65-705 Zielona Góra, ul. Naftowa 2	Opc
36	Andrzej Nowak – Stacja Paliw „MAZURKI”	08-405 Gończyce	Opc
37	„POL-MIEDŹ TRANS” Sp. z o.o.	59-301 Lubin, ul. Marii Skłodowskiej-Curie	Mpc
38	„Polish Energy Partners” S.A.	02-952 Warszawa, ul. Wiertnicza 169	Pcc, Wee
39	RCEkoenergia Sp. z o.o.	43-502 Czechowice-Dziedzice, ul. Łukasiewicza 2	Wcc, Pcc, Wee, Pee, Oee, Ppg, Opg
40	Andrzej Szajda – Zakład Instalatorstwa Sanitarnego i Ogrzewania	46-200 Kluczbork, ul. Podwałe 4	Ppg, Opg
41	„PRODUCTNAF” Sp. z o.o.	46-100 Namysłów, ul. Drzewieckiego 1	Mpc, Opc
42	„INA” Sp. z o.o.	25-312 Kielce, ul. Warszawska 34	Opc
43	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe STAN-SOLO	99-300 Kutno, ul. Zamoyskiego 8	Opc
44	„MED.-OIL” Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Dekabrystów 33	Opc
45	„COVER GB” – Przedsiębiorstwo Usług Specjalistycznych	09-402 Płock, ul. Filtrowa 15	Opc
46	Marek Pajor – „OLE-PAR” Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe	91-341 Łódź, ul. Brukowa 90	Opc
47	Spółdzielnia Transportu Wiejskiego	33-300 Nowy Sącz, ul. Wiśniowieckiego 125	Opc
48	Andrzej Brzeziński – „ABC Handel”	07-214 Pniewo 98 A	Opc
49	Bernard Gawkowski – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „GABER”	05-074 Halinów, ul. Powstania Styczniowego 30	Opc
50	„CETANOL” Sp. z o.o.	85-950 Bydgoszcz, ul. Ks. Konarskiego 11/1	Opc
51	„RBS ZARZĄDZANIE I INWESTYCJE” Sp. z o.o.	40-013 Katowice, ul. Staromiejska 4	Opc
52	Przed. Wielobranżowe „SURMAT” Sp. z o.o.	40-155 Katowice, ul. Konduktorska 14	Opc
53	Huta „Batory” S.A.	41-506 Chorzów, ul. Dyrekcyjna 6	Wcc, Pcc
54	Zarząd Morskiego Portu Gdynia S.A.	81-337 Gdynia, ul. Rotterdamska 9	Pcc, Occ
55	Przedsiębiorstwo Usług Remontowych „Szombierki” Sp. z o.o.	41-907 Bytom, ul. Zabrzeńska 7	Pcc
56	Gmina Tuchów	33-170 Tuchów, ul. Rynek 1	Wcc, Pcc
57	Teresa Przybyszewska, Zbigniew Przybyszewski, Marianna Lewandowska, Ryszard Lewandowski, Barbara Górka – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „MERICO” S.C.	05-650 Chynów	Opc
58	„INTERSALE” Sp. z o.o.	40-159 Katowice, ul. Jesionowa 9	Opc
59	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Uslugowe „ESJA” Sp. z o.o.	52-355 Bielany Wrocławskie, ul. Tyniecka 1	Opc
60	Handlowo-Uslugowa Spółdzielnia Pracy	99-200 Poddębice, Bałdrzychów	Opc
61	„IGNAC-POL” S.C. Produkcyjno-Handlowa	95-100 Zgierz, ul. Pawlikowskiej-Jasnorzewskiej 13	Opc
62	„PROMOTOR INVESTMENT” Sp. z o.o.	30-363 Kraków, ul. Rydlówka 5	Opc
63	Tomasz Marliński, Izabela Szostek – Hurtownia „ROTO” S.C.	97-300 Piotrków Trybunalski, ul. Przemysłowa 48	Opc
64	„ESPPOL” Sp. z o.o.	01-167 Warszawa, ul. Zawiszy 10	Opc
65	„ERZET” Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Berka Joselewicza 1	Opc
66	Gertruda Lucyna Sarnik – Stacja Paliw Wróblew	98-285 Wróblew	Opc
67	Jerzy Prokopowicz, Mariusz Kraciuk – Przedsiębiorstwo Usługowe „EKO-TERM” S.C.	66-415 Kłodawa, ul. Kościelna 2	Pcc
68	Wolbromska Spółdzielnia Mieszkaniowa	32-340 Wolbrom, Osiedle Łokietka	Occ
69	Gmina Moryń – Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Moryniu	74-503 Moryń, ul. Wąska 2 a	Pcc
70	Firma Oponiarska DĘBICA S.A.	39-200 Dębica, ul. 1 Maja 1	Pee, Oee
71	Zakład Transportowo-Uslugowo-Handlowy S.C.	64-000 Kościan, Sierakowo, ul. Długa 41	Opc

72	Jerzy Wodzyński, Bożena Wodzyńska, Andrzej Wodzyński, Zbigniew Wodzyński, Marian Litka – Artykuły Motoryzacyjne „MOTOZBYT” S.C. Hurt–Detal	87–810 Włocławek, ul. Słowackiego 2	Opc
73	„CZ–POL” Sp. z o.o.	05–250 Radzymin, ul. Konopnickiej 16 A	Opc
74	Wiesław Gołębiowski, Barbara Gołębiowska – „INTER–HOUSE” S.C.	01–493 Warszawa, ul. Andyjska 26	Opc
75	Przedsiębiorstwo Produkcyjno–Usługowo–Handlowe „ROLBUD” Adam Trzmielewski, Jerzy Dąbrowski Spółka jawna	21–200 Parczew, ul. 11–go Listopada 82	Opc
76	„INKASSO REFORM” Sp. z o.o.	59–220 Legnica, ul. Rataja 28	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
- Opc – obrót paliwami ciekłymi
- Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych
- Opg – obrót paliwami gazowymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE ZŁOŻYŁY WNIOSKI KONCESYJNE (stan na 15.02.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	PPKS w Głubczycach	48-100 Głubczyce, ul. Kollątaja 5
2	PETROOKTAN Sp. z o.o.	21-040 Świdnik, ul. Kusocińskiego 4
3	FHUTIS „MERC-TRANS” Janusz Piotr Kasprzak	82-100 Nowy Dwór Gdański, ul. Wiejska 1
4	HEGMAR S.C.	86-130 Laskowice Pomorskie, ul. Oska 20
5	UNIPAL S.C.	22-400 Zamość, ul. Lubelska 40
6	P.H.U. GAZ MOT	64-920 Piła, ul. Gładyszewo 114
7	ABI Sp. z o.o.	80-121 Gdańsk, ul. Łostowicka 4
8	F.P.U.H. Piotr Krynicki	33-335 Nawojowa 410
9	Stacja Paliw	27-640 Klimontów, ul. Słoneczna 1
10	Stacja Paliw „EWA”	05-462 Warszawa, ul. Duchnow 116 B
11	PKS w Radomiu	26-600 Radom, ul. 1905 roku 47
12	P.U. PINIOR „EURO-FAVORIT”	44-365 Wodzisław Śląski, ul. M. Dąbrowskiej 7
13	„ENTECH” Sp. z o.o.	91-222 Łódź, ul. Szczecińska 48/58
14	P.P.U. ELJOT S.C.	87-100 Toruń, ul. Szosa Chełmińska 160E/1
15	EKOMEL Przedsiębiorstwo Inżynierii Środowiska i Melioracji S.A.	99-200 Poddębice, ul. Targowa 16/18
16	Ciech Sp. z o.o. LPG	06-400 Ciechanów, ul. Mleczarska 5
17	Przedsiębiorstwo „OLMAX”	47-400 Racibórz, ul. Drewniana 13
18	PAKKS S.C. P. Michałowski, W. Pawlonka	50-950 Wrocław 2, ul. Powstańców Śl. 95
19	P.P.H.U. KOZAKIEWICZ	26-600 Radom, ul. Kielecka 155
20	P.U.H. EKO-TECHNIK Jerzy Szerszenowicz	11-500 Giżycko, ul. Królowej Jadwigi 5/11
21	P.W. GROKOM Sp. z o.o.	62-065 Grodzisk Wielkopolski, ul. 27 Stycznia 5
22	Przedsiębiorstwo Budowlane Produkcyjno-Handlowe Sprzedaż Paliw Płynnych i Akcesorii Samochodowych Krystyna i Czesław Rackiewicz	66-460 Witnica, ul. Gorzowska 50
23	KARBONIA PL Sp. z o.o.	44-200 Rybnik, ul. Kolejowa 26
24	BALTEX TRADING COMPANY Sp. z o.o.	80-557 Gdańsk, ul. Narwicka 17
25	AGROTEX P.H.U. Sp. z o.o.	25-022 Kielce, ul. Chodkiewicza 33
26	PRBM Leon Sembratowicz Henryk Szydlik	69-200 Sulęcín, ul. Wojska Polskiego 10
27	P.P.H. „EJ Janusz Zamojtuk”	19-122 Jasionówka, ul. Korycińska 36
28	F.U.H. EXPORT IMPORT Tomasz Łazarewicz	42-200 Częstochowa, ul. Piłsudskiego 17
29	Zakład Usługowo-Produkcyjno-Handlowy „TERMA” Antoni Wysocki	64-730 Wieleń, ul. Dworcowa 9/49
30	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe S.C. „ŻAK”	57-300 Kłodzko, ul. Zajęcza 4
31	„BOJARZ-TANK” S.C. Stacja Paliw	34-106 Mucharz, ul. Jaszczurowa
32	Stacja Paliw „Z & T Sylwestrak”	62-590 Golina
33	„MARPOL” Przedsiębiorstwo Budowlano-Handlowe Ryszard Okuniewski Stacja Paliw - Patronacka Rafinerii Gdańsk	18-401 Łomża, ul. Nowogrodzka 274
34	„PETRO-TRANS” S.C.	47-232 Kędzierzyn Koźle, Al. Jana Pawła II 41 A
35	Firma „MIROKO” S.C. H. Mirowski - Wł. Mirowski	41-204 Sosnowiec, ul. 27 Stycznia 8
36	P.H.P.U. „M & P” B. Pietrzak, G. Pietrzak	42-200 Częstochowa, ul. Łużycka 18
37	Handel Paliwami i Olejami Silnikowymi „STIVJAN” S.C. S. Michałka & J. Mróz	41-404 Mysłowice, ul. Fabryczna 15
38	VOLF	00-231 Warszawa, ul. Stara 7B/3
39	Sprzedaż Paliw i Akcesoriów Samochodowych	32-108 Łątkowice koł. 78
40	DAR-GAZ Dariusz Hildebrański	62-200 Gniezno, ul. Roosevelta 98/1
41	„BAW” S.C. Stacja Paliw Piotr Wójtowicz	41-800 Zabrze, ul. Pawliczka 11
42	Auto Port Renice S.C.	74-300 Mysłibórz
43	„Car-Max” Maciej Koźbial	34-100 Wadowice, ul. Łazowska 49
44	Franciszek Misiuna Stacja Paliw „PAL-BENZ”	54-519 Wrocław, ul. Jerzmanowska 19
45	PETRO-BUD-GAZ Władysław Wasiliuk	80-827 Lublin, ul. Tulipanowa 72

46	EKO-OIL Sp. z o.o.	41-103 Siemianowice Œlaskie, ul. Wyzwolenia 14
47	Elektrownie Wodne Sp. z o.o.	86-010 Koronowo, ul. SamociąŹek
48	Stacja Paliw Białka Tatrzańska Sp. z o.o.	34-530 Bukowina Tatrzańska, ul. KoŹciuszki 36
49	SAVA EURO TRADE Sp. z o.o.	43-300 Bielsko Biała, ul. Cieszyńska 43
50	Firma Handlowa ALIMOT Alicja Łopata	34-231 Juszczyń, Kojszówka
51	Stacja Paliw Płynnych B Z Zbigniew Bednarz	42-470 Siewierz, ul. Bdzińska 60
52	Dystrybucja Gazu Propan-Butan Marian Dzwonnik	86-014 Sicienko, Wierzchucinek
53	„JERZY” S.C. Jerzy Mandrak i S-ka	44-180 Toszek, ul. Gliwicka 4
54	P.P.H.U. KATMAR S.C.	95-044 LeŹmierz, ul. Sierpów 1 a
55	P.H.U. Andrzej Goch	22-680 Lubycza Królewska, ul. Sobieskiego 14
56	BranŹowy Związek Zawodowy Pracowników Rafinerii „Trzebinia” S.A.	32-540 Trzebinia, ul. Fabryczna 22
57	Stacja Paliw Zdzisław Sylwestrzak	62-710 Władysławów, ul. Mariantów
58	Z.U.H. GRAB S.C. K. Woldański, E. A. Olender	14-106 Szydłach, Grabin
59	Przedsiębiorstwo „OCHMANN” Eryk Ochmann	63-700 Krotoszyń, ul. Rolnicza 3
60	Firma Handlowa MPBP Eugeniusz Poręba	32-200 Miechów, ul. Raclawicka 24
61	P.H.U. Lidia Kozioł „BIK”	63-940 Bojanowo-Gołaszyn
62	P.P.U.H. „Awdiko” S.C.	05-300 Mińsk Mazowiecki, ul. Batorego 30
63	„OPAŁ TANK” Przedsiębiorstwo Usługowo Handlowe S.C. Irena Nojszewska, Grzegorz Nojszewski, Dariusz Paweł Nojszewski	05-420 Józefów, ul. Krótka 7
64	Przedsiębiorstwo Handlowe FENIKS S.C.	33-300 Nowy Sącz, ul. WiŹniowieckiego 116
65	S.C. TATRA - TRANSGÓR	57-401 Nowa Ruda, ul. Sokola 6
66	EKOMAT S.C. Stacja Paliw	96-514 Rybno, ul. Jasieniec 8
67	P.U.H. SEYDAK Leokadia Seydak	89-410 Więcbork, ul. Jaszukińskiego 1
68	„KAROLINKA” S.C. Karina GrzeŹ-Noga, Zofia Luleczko	44-300 Wodzisław Œlaski, ul. Słowackiego 1
69	Stacja Paliw Zdzisław Marciniak	59-500 Złotoryja, ul. Legnicka 31
70	F.O.B. Jolanta Bąsik	41-807 Zabrze, ul. Pyskowicka 11
71	Stacja Paliw „AUTO” Bogdan Grzesiuk, Jacek Szewczyk	66-100 Sulechów, ul. Nowy Świat 16
72	S.C. „ISKIERKA”	19-100 Mońki, ul. Białostocka 85 A
73	P.P.K.S. w DzierŹonowie	68-100 DzierŹonów, ul. Kilińskiego 47
74	Huta „MAŁAPANEW” S.A.	46-040 Ozimek, ul. Kolejowa 1
75	Stacja Paliw T. Œ. Walkiewicz	37-204 Tyńcza, Gorzyce
76	„PETROL” S.C. Magdalena i Arkadiusz Połomscy	64-121 Kąkolewo, ul. Leszczyńska
77	„ALIANS” Sp. z o.o.	71-481 Szczecin, ul. Zdrojowa 4
78	Stacja Paliw WARKAŁY S.C.	10-683 Olsztyn, ul. Kanta 38/1
79	Józef i Piotr Gawłowski S.C.	43-400 Cieszyn, ul. Mostowa 4
80	Biuro Usług Turystycznych „AGA-TUR”	59-220 Legnica, ul. Rynek 18
81	POLTERM Sp. z o.o.	04-339 Warszawa, ul. Barwiczna 15
82	P.P.H.U. ROLDEB S.C. Zb. Swarczewski, L. Ziółek	66-540 Stare Kurowo
83	P.U.H. Genowefa Siuda	89-410 Więcbork, ul. Mickiewicza 12
84	Stacje Paliw „PETROL-TAKO”	22-600 Tomaszów Lubelski, ul. Jezierna
85	Przemyska Spółdzielnia Mieszkaniowa	87-700 Przemyśl, ul. Wyb. Ojca Św. Jana Pawła II 70
86	Zakład Komunikacji Miejskiej	14-100 Ostróda, ul. Grunwaldzka 49
87	Przedsiębiorstwo WielobranŹowe DAN-POL Wiesław Daniłowicz	78-320 Polczyn-Zdrój, ul. Koszalińska 12
88	Zespół Elektrowni Wodnych Dychów S.A.	66-626 Dychów
89	Dystrybucja Gazu i Paliw „DORGAZ” D. i J. Warzyńscy	18-210 Szepietowo, ul. Sienkiewicza 46
90	Przedsiębiorstwo Budowlano-Handlowe Z. Niziński	07-200 Wyszków, ul. Serocka 11 a
91	KIK-POL K. Pytka	96-200 Rawa Mazowiecka - Œcieki
92	BP Express Sp. z o.o.	31-358 Kraków, ul. Jasnogórska 1
93	Petro-Oil Małopolskie Centrum Sprzedaży Sp. z o.o.	33-230 Szczucin, ul. J. Piłsudskiego 54
94	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.	00-537 Warszawa, ul. Krucza 6/14
95	BIO-ENERGIA ESP Sp. z o.o.	81-212 Gdynia, ul. Hutnicza 3

96	Stacja Paliw Usług Transportowych Pelagia Łada	18-400 Łomża, ul. Piaskowa 31
97	Stacja Paliw Antoni Muŝnicki	11-400 Kętrzyn, ul. Bydgoska 40
98	LEMAR S.C. Firma Handlowo-Usługowa	32-100 Nowe Brzesko, ul. Polna 35, Hebdów 169
99	Stacja Paliw „SŁAW-POL” Dąbrzański Sławomir	58-100 Świdnica, ul. Niecała/Głowackiego
100	PKS w Kroŝnie S.A.	38-400 Krosno, ul. Tysiąclecia 14
101	PKS Bydgoszcz	85-097 Bydgoszcz, ul. Jagiellońska 58
102	P.P.H.U. Hanna Możdzonek	05-300 Mińsk Mazowiecki
103	PKS Sp. z o.o. Kamienna Góra	58-400 Kamienna Góra, ul. Towarowa 43
104	Przedsiębiorstwo Handlowo – Transportowe „BESPOL” Sp. z o.o.	86-320 Łasin, ul. Młyńska 78
105	„OKTAN” Sp. z o.o.	84-220 Strzebielino Morskie, ul. Wejherowska 2 a
106	ROLIMEX Przedsiębiorstwo Techniczno Handlowe	25-116 Kielce, ul. Ściegiennego 264 c
107	Spółdzielnia Mleczarska „DEMI”	56-200 Góra, ul. Poznańska 18
108	Spółdzielnia Pracy Transportowo-Motoryzacyjna im. 1 Maja	33-310 Nowy Sącz, ul. Bolerowskiego 27
109	Hans Staack Polska Sp. z o.o.	61-005 Poznań, ul. Główna 6
110	Spółdzielnia Mieszkaniowa w Jarosławiu	37-500 Jarosław, ul. Poniatowskiego 45
111	„EXO-PAL” Sp. z o.o.	48-300 Nysa, ul. Raclawicka 10
112	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Stalowej Woli	37-450 Stalowa Wola, ul. Ofiar Katynia 30
113	„M.A.S. Wybrzeże” L. Szarmach	80-254 Gdańsk, ul. Partyzantów 74
114	Stacja Paliw S.C. Kokot Paweł, Kokot Rafał, Kokot Agata	43-200 Pszczyna, ul. Wodzisławska 1
115	Stacja Paliw Damięty Jan Mierzejewski	07-440 Goworowo
116	Zakład Energetyki Ciepłej w Opocznie Sp. z o.o.	26-300 Opoczno, ul. Przemysłowa 5 c
117	P.P.H.U. GRAL Sp. z o.o.	41-100 Siemianowice Śląskie, ul. Świerczewskiego 63
118	Firma Handlowo-Transportowa Paliw Płynnych Stanisław Tomaszewski	44-217 Rybnik, ul. Wandy 15/19
119	Stacja Paliw J. J. Glinka	08-400 Ciechanów, ul. Gruduska 94
120	PKS S.A	68-200 Żary, ul. Okrzei 31-33
121	BUMET Ślusarstwo Produkcyjno-Usługowe Stacja Paliw	36-220 Jasienica Ros 215
122	RC Paliwa Sp. z o.o.	43-502 Czechowice-Dziedzice, ul. Łukasiewicza 2
123	„Pro-Naft” Sp. z o.o.	47-220 Kędzierzyn Koźle, ul. Łukasiewicza 22
124	PKS Tarnów	33-100 Tarnów, ul. Braci Saków 5
125	Henryk Frąckiewicz Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „Frąckiewicz” Stacja Paliw	66-620 Gubin, ul. Kaliska 25
126	Przedsiębiorstwo Robót Inżynieryjnych ENERGOPOL-LUBLIN S.A.	20-325 Lublin, ul. Droga Męczenników Majdanka 60/62
127	CHEMIPETROL Sp. z o.o.	38-200 Jasło, ul. 3-go Maja 101 a
128	Jerzy Stasik	34-482 Lipnica Mała, ul. Lipnica Mała 120 A
129	Przedsiębiorstwo PLUS	10-282 Olsztyn, ul. Poprzeczna 13 a
130	Stacja Paliw J. Witowski, R. Krakowiak	26-500 Szydłowiec, ul. Barak 1 a
131	Jan Mikrut Stacja Paliw	38-713 Lutowiska, ul. Smolnik
132	Zakład Usług Komunalnych	87-880 Brześć Kujawski, Al. Wł. Łokietka 1
133	P.P.K.S. w Kluczborku	46-203 Kluczbork, ul. Byczyńska 120
134	POLNAFT Sp. z o.o.	83-110 Tczew, ul. 30 Stycznia 40
135	P.P.H.U. „HAL-KO” S.C. H. Marcinkowska, M. Korzeniowska	95-040 Koluszki, ul. Towarowa 1 a
136	Polish Energy Trading Company Sp. z o.o.	00-113 Warszawa, ul. Emilii Plater 53
137	Zakład Usług Komunalnych	72-410 Golczewo, ul. Zwycięstwa 25
138	P.P.H.U. „TERMOBUD” Jan Bojarski	57-430 Jugów, ul. Pniaki 2
139	Spółdzielnia Mieszkaniowa w Gorzycach	39-432 Gorzyce k/Sandomierza
140	TOM EKO CARS Tomasz Pawlik	31-630 Kraków, Osiedle Komendantów 9/55
141	P.U.H. „Benzbud” Tyszko Andrzej	22-400 Zamość, ul. Listopadowa 32
142	P.W. „STO JEZIOR 2”	21-010 Łęczna, Al. Jana Pawła II 93
143	ORLEN Transport Kędzierzyn Koźle Sp. z o.o.	47-205 Kędzierzyn Koźle, ul. Portowa 9
144	PETRO S.A.	65-021 Zielona Góra, Al. Zjednoczenia 102
145	Przedsiębiorstwo „PETROPAL” Sp. z o.o.	44-213 Rybnik, ul. Robotnicza 2

146	P.U.H. „EKOPAL”	42-235 Lelów, ul. Żarecka 28 a
147	„DREW-OIL” Sp. z o.o.	80-448 Gdańsk, ul. Krzemienieckiej 9 a
148	P.P.H.U. „ASAK” S.C. Aleksy Szymański, Andrzej Krasoń Stacja Paliw w Słotwinach	97-140 Koluszki, Słotwiny
149	Firma Handlowo Transportowa Paliw Płynnych Stanisław Tomaszewski	41-506 Chorzów, ul. Długa 69
150	Elektrownia Skawina S.A.	32-050 Skawina, ul. Piłsudskiego 10
151	APEX LAND Marek i Małgorzata Adamczyk	11-014 Ramsowo, ul. Kromerowo
152	PKS Gorzów Wielkopolski Sp. z o.o.	66-400 Gorzów Wielkopolski, ul. Podmiejska 20
153	„ARTMITTEL” S.C. Mariusz Białas, Jerzy Białas	40-833 Katowice, ul. Obroki 130
154	PETRIM S.A.	06-500 Mława, ul. Polna 48
155	Stacja Paliw „ONMEL” Lech Stasiak	06-561 Stupsk, ul. Wola Szydłowska
156	Stacja Paliw „DERMAX” Mirosław Derlatka	06-517 Nosarzewo Borowe
157	Stacja Paliw M. Derlatka, W. Biegański	09-110 Sochocin, ul. Żeromskiego 13
158	PZM OZDG Sp. z o.o.	10-801 Olsztyn, ul. Sielska 5
159	„KAROR” S.C. Mirosław Szubartowski i Spółka	85-871 Bydgoszcz, ul. Smoleńska 154
160	„ATUT” P.W. Sp. z o.o.	62-067 Rakoniewice, ul. Starowolsztyńska 4 B
161	P.H.U. „JUWO” S.C. J. Gochnio, W. Omelańczuk	08-200 Łasice, ul. Siedlecka 30
162	Agencja Usług Specjalistycznych i Asekuracji „PARTNER” Sp. z o.o.	40-284 Katowice, ul. Paderewskiego 65
163	Firma Produkcyjno-Handlowo-Usługowa „OBG” Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. 1 Maja 3/7
164	Stacja Paliw „AA & AA”	33-100 Tarnów, ul. Nowodąbrowska 288
165	AMPLUS P.W. S.C. Zakład Pracy Chronionej	42-200 Częstochowa, ul. Bór 164
166	Stacja Benzynowa PRZYKONA S.C.	62-731 Przykona, ul. Turkowska 5
167	P.P.U. KRAKBRUK S.A.	31-826 Kraków, Osiedle Złotej Jesieni 6
168	Stacja Paliw „EM-KA” Józef Musiak, Jerzy Kasprzyk	32-420 Gdów, ul. Bilczyce 184
169	Stacja Paliw „KARO” Tomasz Karolak	83-000 Pruszcz Gdański, ul. Przy Torze 1
170	DANKOSS S.C. Stacja Paliw D. J. W. Kossakowscy	18-200 Wysokie Mazowieckie, ul. Brzóska-Gromki 18
171	ZBM „ARKADA” S.C. M.T. Kwizziński & J.G. Sawiczy	84-300 Łębork, ul. B. Krzywoustego 15 A
172	MAC-BENZ Stacja Paliw S.C. Zenon i Maciej Kłaczekiewicz	64-500 Szamotuły, ul. Cienista 2
173	P.P.U.H. EKO-ENERGIA Sp. z o.o.	30-969 Kraków, ul. Ujastek
174	Stacja Paliw „GAPO” Grażyna Pomes	83-000 Pruszcz Gdański, ul. Obrońców Westerplatte 30
175	P.H.U. „LEAR” Teresa Kostrzewska	78-300 Świdwin, ul. Kołobrzaska 9
176	„REMSYSTEM” Sp. z o.o.	43-602 Jaworzno, ul. Wapniówka 2
177	Polski Związek Motorowy, Okręgowy Zespół Działalności Gospodarczej Sp. z o.o.	40-014 Katowice, ul. Mariacka 6
178	Stacja Paliw S.C. Z. Henclik & K. Żolnowski	86-306 Grudziądz 8, ul. Klódka
179	P.W. Tadeusz Wasiluk „SARNAKI”	08-220 Sarnaki, ul. 3 Maja 26
180	„NOVA CO” Sp. z o.o.	50-559 Wrocław, ul. Świeradowska 35
181	„SPRA-POL” F.H.U. Jerzy Henryk Sprawski	61-255 Poznań, Osiedle Tysiąclecia 11/9
182	P.P.H.U. „MAT” S.C. Adam i Mirosław Topyła	21-100 Lubartów, ul. Klonowa 26 a
183	STO JEZIOR Kazimierz Lech	21-010 Łączna, Al. Jana Pawła II 93
184	„BARO” Sp. z o.o.	11-600 Węgorzewo, ul. B. Chrobrego 2
185	Przedsiębiorstwo Produkcji Handlu i Usług MERKURY Sp. z o.o.	48-340 Głucholazy, ul. Spółdzielcza 10A/3
186	P.W. Weronika i Zdzisław Bitowscy	59-700 Bolesławiec, ul. Kościuszki 36
187	Ekport Import Piotr Flisiński i S-ka S.C. P.H.U.	43-300 Bielsko Biała, ul. Kpt. H. Boryczki 8/12
188	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „ERG” Sp. z o.o.	78-400 Szczecinek, ul. Słowiańska (JAR)
189	„OMEGA Bis” S.C. Janusz Opoczyński & Adam Opoczyński	42-772 Powonków, Gwoździany, ul. Topolowa 3
190	Business S.C. H. T. Marcinkowsy	95-060 Brzeziny, ul. Paprotnia 11 a
191	F.U.H. S.C. Adam Matusiak, Zbigniew Kołaczek i S-ka	50-440 Wrocław, ul. Kościuszki 135
192	FEMA S.C. Stacja Paliw w Domaniewicach	99-434 Domaniewice
193	F.H.U. „PETRO-SERWIS” M. Chrabąszcz	33-230 Szczucin, ul. Piłsudskiego 54

KONCESJE

Wnioski koncesyjne

194	Stacja Paliw „TRZEBOL” S.C. Stanisław Chodacki, Paweł Kucharczyk	32-051 Wielkie Drogi 224
195	„PROPANE&BUTANE West Company” Sp. z o.o.	03-171 Warszawa, ul. Kołacińska 11 a
196	CRC Polska Sp. z o.o.	50-051 Wrocław, Plac Teatralny 8
197	Spółdzielnia Kólek Rolniczych w Rokietnicy	62-090 Rokietnica
198	Sprzedaż Paliw i Akcesoriów Samochodowych	32-108 Łętkowice Kol. 78
199	Przedsiębiorstwo Eksploatacji Ulic i Mostów Sp. z o.o.	15-680 Białystok, ul. Produkcyjna 102
200	PHENIX Sp. z o.o.	02-601 Warszawa, ul. Raclawicka 8/51
201	MBA Zbigniew Ptak	32-540 Trzebinia, ul. Górna 28
202	„TANK” S.C.	97-300 Piotrków Trybunalski, ul. Roosevelta 39
203	PPKS w Ostrowcu Świętokrzyskim	27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Żabia 40
204	„Major-Trans” Wiesława Major	43-600 Jaworzno, ul. Miodowa 18
205	S.C. „Chadula – Chadula”	42-500 Będzin, ul. Krasickiego 5
206	Pomorskie Centrum Dystrybucji Gazu Sp. z o.o.	81-156 Gdynia, ul. Janka Wiśniewskiego 27
207	Stacja Paliw „KOWALCZYK – PETROL” inż. Halina Kowalczyk	43-450 Ustroń, ul. Katowicka 7
208	Elektrownie Wodne S.C.	87-800 Włocławek, ul. Plocka 171
209	Centrum Paliw i Rozpuszczalników Sp. z o.o.	62-300 Września, ul. Słomowo
210	F.H.U. „HALINEX” Halina Michalec	27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Kilińskiego 57
211	Firma Handlowa STAG S.C.	43-200 Pszczyna, ul. Bielska 50
212	PAJERO Sp. z o.o.	21-512 Zalenie, ul. Kolonia Horbów
213	Stacja Paliw Płynnych „ALF” Iwona Bednarz	42-295 Koziegłowy, ul. Warszawska 42
214	P.H.U. „KOSTA” Dariusz Kosecki	03-768 Warszawa, ul. Siedlecka 45/10
215	P.H.U. PETRO-KOMPLEKS S.C. M.B.R. Klęczar i R. Łazarz	32-651 Nowa Wieś, ul. Oświęcimska 87
216	P.H.U. AUTO-KOMPLEKS Ryszard Czochara	33-380 Krynica, ul. Kraszewskiego 181
217	Gminna Spółdzielnia „Samopomoc Chłopska”	62-860 Opatówek, ul. Kaliska 13
218	Podkarpackie Centrum Spawalnictwa Gaz-POL Sp. z o.o.	35-082 Rzeszów, ul. Wetlińska 3 a
219	PPKS	26-900 Kozienice, ul. Warszawska 59
220	PKN Orlen S.A. Stacja Patronacka Władysław Biel	33-389 Jazowsko 205
221	PRONAFT Sp. z o.o.	80-176 Gdańsk-Kiełpiniek, ul. Szczęśliwa 56
222	P.W. PROMIX Ryszard Pawłowicz	56-416 Twardogóra, ul. Mickiewicza 47
223	P.P.H.U. „DOMBUD” Sp. z o.o.	21-500 Biała Podlaska, ul. Brzeska 174
224	P.H.U. „ADAM-OIL” Adam Wróbel	63-100 Śrem, ul. Ogrodowa 31/8
225	DREX Sp. z o.o. P.P.H.U.	43-200 Pszczyna, ul. Kopernika 26/20
226	P.P.H.U. KASTOR Władysław Soból	26-200 Radom, ul. Potokowa 3 a
227	Porty Lotnicze „Mazury-Szczytno” Sp. z o.o.	12-100 Szczytno, ul. Wielbarska 5
228	„OKTAN” S.C.	46-020 Czarnowasy, ul. Armii Ludowej 51
229	K & B Sp. z o.o.	43-600 Jaworzno, ul. Olszewskiego 23
230	PEC Sp. z o.o.	59-930 Pieńsk, ul. Kościuszki 4
231	P.H.U. „EDAR” Zygmunt Rachuba	62-550 Wilczyn, ul. Wilczogóra 155 B
232	Safari S.C. Stacje Paliw H. W. J. Chrzanowscy	20-064 Lublin, ul. Północna 30
233	P.H.U.P. Mirosław Gomuła	08-430 Żalechów, ul. Kalinów 3
234	SNG Polska Sp. z o.o.	00-478 Warszawa, Al. Ujazdowskie 6 A
235	„WIMEX” Sp. z o.o.	47-300 Krapkowice, ul. Prudnicka 14
236	PPKS	42-300 Myszków, ul. Krasickiego 116
237	SUPER KRAK S.A.	31-231 Kraków, ul. Bociana 6
238	P.H.U. „JAN” Jan Kozłowski	26-800 Białobrzegi, ul. Kościelna 95
239	Spółdzielnia Mieszkaniowa „PÓŁNOC” w Bezledach	11-222 Bezledy
240	Przedsiębiorstwo Handlu Chemikaliami „CHEMIA”	00-950 Warszawa, ul. Foksal 18

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM COFNIĘTO KONCESJE

(stan na 15.02.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności
1	Przedsiębiorstwo Produkcyjne „POLKON” S.A.	64–980 Trzcianka, ul. Kopernika 32	18.12.2000	Wcc, Pcc
2	ABB Zakłady Wytwórcze Aparatury Wysokiego Napięcia Zwar S.A.	04–713 Warszawa, ul. Żegańska 1	20.12.2000	Wcc, Pcc
3	„WAGON” S.A.	63–400 Ostrów Wilk., ul. Wrocławska 93	20.12.2000	Wcc
4	Zakład Tworzyw i Farb w Złotym Stoku Sp. z o.o.	57–250 Złoty Stok, ul. Rynek 1	20.12.2000	Wcc, Pcc
5	Przedsiębiorstwo Przemysłu Energetycznego „Węgloterm” Sp. z o.o.	80–336 Gdańsk, ul. Bobrowa 12	21.12.2000	Wcc, Pcc
6	Dolnośląskie Zakłady Wyrobów Papierniczych „DOLPAKART” S.A.	59–225 Chojnów, ul. Okrzei 6	4.01.2001	Wcc, Pcc
7	„Aparator–Service” Sp. z o.o.	40–203 Katowice, Al. Roździeńskiego 188	6.01.2001	Pcc, Oee
8	Fabryka Aksamitu i Dekoracji „Pluszownia” Sp. z o.o.	62–800 Kalisz, ul. Szopena 23	6.01.2001	Wcc, Pcc
9	R. Sołtysiak – Energetyka Ciepła Zakład Eksploatacji Ciepłownictwa	64–700 Czarnków, Osiedle Parkowe 19/6	7.01.2001	Wcc, Pcc, Occ
10	Gmina Pelplin – Zakład Usług Komunalnych	83–130 Pelplin, ul. Starogardzka 12	7.01.2001	Pcc, Occ
11	Miasto Łańcut – Miejski Zakład Energetyki Ciepłej	37–100 Łańcut, ul. Piłsudskiego 9	8.01.2001	Pcc, Occ
12	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „Górka” Sp. z o.o.	32–540 Trzebinia, ul. 22-go Lipca 58/60	8.01.2001	Wcc, Pcc
13	„ADEXTRA” S.A.	05–500 Piaseczno, ul. Kineskopowa 1	8.01.2001	Wcc, Pcc
14	Miejski Zakład Usług Komunalnych Sp. z o.o.	99–210 Uniejów, ul. Polna 37	8.01.2001	Pcc
15	NSB S.A.	70–661 Szczecin, ul. Gdańska 16	10.01.2001	Occ
16	Spółdzielnia Mieszkaniowa „Zacisze”	43–450 Ustroń, ul. Wantuły 47	16.01.2001	Occ

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Oee – obrót energią elektryczną

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ZMIENIONO WARUNKI KONCESJI

(stan na 15.02.2001 r.)

LP	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Numer decyzji	Zakres zmiany
1	„TRANSAFT” Sp. z o.o.	27-600 Sandomierz, ul. Krukowska 4	24.11.2000	OPC/801A/9783/U/1/2/2000/PS	ZPIZD *
2	POL-OIL-COMPANY Sp. z o.o.	05-152 Czosnów, Pieńków	28.11.2000	OPC/52A/3239/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
3	PROGAS EUROGAZ PODLESIE Sp. z o.o.	08-200 Łosice, ul. Białostocka 37 a	28.11.2000	OPC/365A/2982/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
4	Hurtownia Paliw Hurt Detał „RENTER” Renata Małkus	08-300 Sokółów Podlaski, ul. Węgrowska 2 b	28.11.2000	OPC/427A/3117/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
5	Stacja Sprzedaży Paliw „ANIRAM” Aneta Tomczyk	09-472 Słupno, Cekanowo	28.11.2000	OPC/795A/4072/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
6	SAGA – TRANS Sp. z o.o.	16-100 Sokółka, ul. Buchwałowo 2	28.11.2000	OPC/420A/3069/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
7	Stacja Paliw PETROL S.C.	23-412 Łukowa	28.11.2000	OPC/374A/9422/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
8	EURO-GAZ S.C.	26-052 Sitkówka – Nowiny, Zgórsko 31 A	28.11.2000	OPC/630A/2975/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
9	KAMA-GAZ S.C.	38-400 Krosno, ul. Mazurkiewiczów 4	28.11.2000	OPC/1086A/997/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
10	Eurogaz – Dębica Sp. z o.o.	39-200 Dębica, ul. Metalowców 27	28.11.2000	OPC/280A/3090/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
11	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej S.A.	39-200 Dębica, ul. Rzeszowska 133	28.11.2000	OPC/475A/3724/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
12	P.H.U.P. LEMIR S.C.	41-300 Dąbrowa Górnicza, ul. Przemysłowa 1	28.11.2000	OPC/84A/3918/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
13	STARTER – AKU S.C.	42-200 Częstochowa, ul. Bór 66 c	28.11.2000	OPC/553A/4488/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
14	P.U.H. PLACZYŃSKI	42-200 Częstochowa, ul. Warmińczyka 58/60	28.11.2000	OPC/313A/3323/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
15	J. Korsak – P.P.H.U. „WROPOL”	55-333 Lutynia k/Wrocławia, ul. Warmińczyka 3	28.11.2000	OPC/572A/9509/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
16	BGW Przedsiębiorstwo Wielobranżowe	60-960 Poznań, ul. Syrenia 9	28.11.2000	OPC/229A/3039/U/3/2000/EG	ZPIZD
17	„APEXIM AB” P.W.	61-120 Poznań, ul. Warszawska 39/41	28.11.2000	OPC/75B/3584/U/3/2000/EG	ZPIZD
18	J. i G. Operacz – Zakład Produkcyjno – Handlowy „ABM”	62-560 Skulsk, ul. Konińska 41	28.11.2000	OPC/886A/9883/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
19	P.H.U. „ROMEX” Wiesław Roman	62-585 Sławsk, ul. Osieca 41 B	28.11.2000	OPC/1063A/9861/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
20	„EurOil” S.C.	63-300 Pleszew, ul. Komunalnych 1	28.11.2000	OPC/98A/2971/U/3/2000/EG	ZPIZD
21	„RAIFFPOL” Sp. z o.o.	76-200 Słupsk, Al. 3 Maja 44	28.11.2000	OPC/1106A/1020/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
22	„SCAWIN” Dariusz Skrzyński	76-200 Słupsk, ul. Romera 2/81	28.11.2000	OPC/424A/3095/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
23	Stanisław Mikolajków	82-550 Prabuty, ul. Malborska 6	28.11.2000	OPC/709A/9393/U/3/2000/EG	ZPIZD
24	„OKTAN” P.P.H.U. S.C.	90-340 Łódź, ul. Tylna 7	28.11.2000	OPC/752A/4426/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
25	I. Głiszczyński i A. Pytel – „GP” Firma Handlowo–Usługowa S.C.	92-318 Łódź, ul. Piłsudskiego 135	28.11.2000	OPC/769A/9691/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
26	CENTROGAS Sp. z o.o.	90-457 Łódź, ul. Piotrowska 273	28.11.2000	OPC/544A/3026/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD

27	G. Rudkowska – „ECO RUD” Firma Handlowa	91–342 Łódź, ul. Swojska 4	28.11.2000	OPC/751A/785/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
28	P.H.U. Stacja Paliw i Gastronomii Andrzej Pawlak	92–703 Łódź, ul. Natolin 30 A	28.11.2000	OPC/796A/9669/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
29	P.T.U. „TRANS-EC” Sp. z o.o.	93–485 Łódź, ul. Zamorska 19	28.11.2000	OPC/997A/833/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
30	„TYMWOD” Stefan Tymiński	96–500 Sochaczew, ul. Gwardyjska 10	28.11.2000	OPC/798A/9799/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
31	EKO S.C.	99–400 Łowicz, ul. Książacka 5	28.11.2000	OPC/703A/9722/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
32	Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „DA–MO” S.C. W. Dalkowska, J. K. Modzelewski	99–400 Łowicz, ul. Małyszycze 2d/2e	28.11.2000	OPC/325A/3320/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
33	Elektrociepłownia Lublin – Wrotków Sp. z o.o.	20–484 Lublin, ul. Inżynierska 4	29.11.2000	WEE/3A/2/P/1/2/2000/MS	zmiana terminu
34	Z. Kożuszek – P.H.U. „ETANEX”	37–450 Stalowa Wola, ul. Energetyków 5	29.11.2000	OPC/455A/3931/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
35	Zakład Usługowo Handlowy „NAFTOHURT” Jerzy Sasiński	62–610 Sompolno, ul. ZWM 7	29.11.2000	OPC/688A/9539/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
36	OKTAN S.C.	73–110 Stargard Szczeciński, ul. Pierwszej Brygady 35	29.11.2000	OPC/539A/9418/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
37	Zakład Transportu Usług i Handlu „EKOOPAL” S.C.	83–200 Starogard Gdański, ul. Krasickiego 1	29.11.2000	OPC/328A/9403/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
38	Franciszek Stenka	83–200 Starogard Gdański, ul. Zbławska 89	29.11.2000	OPC/682A/9744/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
39	Firma Handlowo – Usługowa „MAC–NOVA” Józef Nowakowski	86–050 Sołec Kujawski, ul. Kujawska 52	29.11.2000	OPC/666A/3206/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
40	Małgorzata Wojtczuk „GAZ tank w”	05–816 Michalowice, ul. Mickiewicza 17 A	30.11.2000	OPC/345A/2948/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
41	PROFIT – J.B.M. Sp. z o.o.	05–816 Michalowice, ul. Regularska 22 A	30.11.2000	OPC/248A/3255/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
42	P.H.U.P. TRANS–PAL Włodzimierz Głazewski	06–213 Gąsowo	30.11.2000	OPC/763A/9807/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
43	HERMES S.C.	09–141 Michalinek k/Płońsk	30.11.2000	OPC/1101A/1005/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
44	PETROCENTRUM Sp. z o.o.	09–411 Płock, ul. Zglenickiego 44	30.11.2000	OPC/5A/3215/U/3/2000/EG	ZPIZD
45	Z.P.H. Usługi Transportowe Andrzej Żaba	09–530 Gąbin, ul. Nowy Rynek 5	30.11.2000	OPC/753A/9841/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
46	P.H.P. ROMAL Romuald Nadziejko	14–335 Dobrocin	30.11.2000	OPC/267A/4947/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
47	PTSB TRANSBUD–ELK Sp. z o.o.	19–300 Elk, ul. Łukasiewicza 1	30.11.2000	OPC/59A/3487/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
48	Paśim Kazimierz i Pączek Henryk Stacja Paliw S.C.	21–300 Radzyń Podlaski, ul. Warszawska 131	30.11.2000	OPC/871A/651/U/3/2000/EG	ZPIZD
49	„EKO” Sp. z o.o.	26–085 Miedziana Góra, Ćmińsk Kościelny 48	30.11.2000	OPC/900A/528/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
50	P.P. EKSA S.C.	35–105 Pieszów, ul. Boya–Żeleńskiego 18	30.11.2000	OPC/378A/3363/U/3/2000/EG	ZPIZD
51	T. Turkot – Zakład Gazyfikacji Bezprzewodowej	39–300 Mielec, Al. Duchy Świątego 40/10	30.11.2000	OPC/993A/9680/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
52	FAMOUS P.H.U. S.C.	44–200 Rybnik, ul. Brzozowa 34	30.11.2000	OPC/153A/9137/U/3/2000/EG	ZPIZD
53	P.H.U. „GRELEN” S.C.	59–101 Polkowice, Stacja Paliw – Droga nr 3	30.11.2000	OPC/1184A/1184/U/3/2000/EG	ZPIZD
54	DEA Mineraloel Polska Sp. z o.o.	60–771 Poznań, ul. Konopnickiej 15	30.11.2000	OPC/30A/3948/U/3/2000/EG	ZPIZD
55	BATER Sp. z o.o.	62–023 Gądkki, Jarzyski, gm. Kórnik	30.11.2000	OPC/945B/67/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
56	Spółdzielnia Kółek Rolniczych	63–012 Dominowo, ul. Sportowa 10 a	30.11.2000	OPC/559A/474/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
57	P.H.U. KWIATKOWSKI	63–308 Gizalki, Plac 3 Maja 1	30.11.2000	OPC/563A/3708/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
58	P.H.U. RAF–OL Sp. z o.o.	80–319 Gdańsk, ul. Żeromskiego 1–2	30.11.2000	OPC/316A/3319/1/2/2000/ASA	ZPIZD

59	Firma Handlowo-Usługowa Wojciech Woźniak	80-766 Gdańsk, ul. Hebanowskiego 60	30.11.2000	OPC/893A/9879/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
60	P.P.U.H. WILAND Sp. z o.o.	81-008 Gdynia, ul. Południowa 17 A	30.11.2000	OPC/987A/36/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
61	Hurtownia Produktów Naftowych NAFTOL Sp. z o.o.	81-036 Gdynia, ul. Pucka 3	30.11.2000	OPC/222A/6354/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
62	ALKAN Sp. z o.o.	81-189 Gdynia, ul. Mickiewicza 17a/4	30.11.2000	OPC/111A/555/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
63	PETROLINVEST Sp. z o.o.	81-319 Gdynia, ul. Śląska 17	30.11.2000	OPC/77A/3226/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
64	Marek Kurzawski HP OKTAN	81-518 Gdynia, ul. Huzarska 6	30.11.2000	OPC/228A/4949/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
65	OBRÓT PALIWAMI S.C. M. Proniński i G. Szeląg	82-300 Elbląg, ul. Dębowa 4 c	30.11.2000	OPC/170A/9267/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
66	MADAN S.C.	82-316 Milejewo	30.11.2000	OPC/660A/9412/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
67	Stacja Paliw K. Dudziński	82-420 Ryjewo, ul. Tartaczna 1	30.11.2000	OPC/107A/3926/U/3/2000/EG	ZPIZD
68	Przedsiębiorstwo Handlu Produktami Naftowymi „PETROMAX” S.C.	84-400 Międzyzychód, ul. Dziecielin 9	30.11.2000	OPC/36A/3338/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
69	P.P.H. „MAG-PIER” S.C. P. Czelski, K. Hanke	95-200 Pabianice, ul. Piotra Skargi 46/52	30.11.2000	OPC/357A/3198/U/3/2000/EG	ZPIZD
70	GAL-GAZ S.C.	98-405 Galewice, ul. Zmyślona 11	30.11.2000	OPC/187A/3089/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
71	RAJNEX Sp. z o.o.	09-442 Rogozino k/Płock	4.12.2000	OPC/277A/9182/U/3/2000/EG	ZPIZD
72	Z. i H. Pruszczyński - S.C. „Pe-eS”	24-100 Puławy, ul. Północna 18	4.12.2000	OPC/52A/3073/U/3/2000/EG	ZPIZD
73	P.U.H. „PRO-GAZ” S.C.	34-200 Sucha Beskidzka, ul. Mickiewicza	4.12.2000	OPC/1030A/774/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
74	„VAMAX” P.H.U.	43-200 Pszczyna, ul. 3-go Maja 11	4.12.2000	OPC/298A/3587/U/3/2000/EG	ZPIZD
75	H. i E. Godoj - S.C. „EGO”	44-361 Syrnia, ul. Ogródowa 37 a	4.12.2000	OPC/625A/9638/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
76	P.P.H.U. PETROL - HAWEN S.C.	64-920 Piła, ul. Dąbrowskiego 8	4.12.2000	OPC/335A/3364/U/3/2000/EG	ZPIZD
77	Stanisław Karcz - Stacja Paliw	75-316 Koszalin, ul. Zwycięstwa 53/17	4.12.2000	OPC/654A/9336/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
78	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „AHR” S.C.	11-700 Mrągowo, ul. Lubelska 5 B	5.12.2000	OPC/1192A/479/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
79	P.H.U. „GP” S.C.	48-303 Nysa, ul. Zwycięstwa 2	5.12.2000	OPC/784A/9893/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
80	„DEKA” Sp. z o.o.	48-300 Nysa, ul. Wyspiańskiego 4	6.12.2000	OPC/510A/451/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
81	P.H.U. „PETRO-TANK” S.C.	63-461 Ociąg, ul. Fabianów 92	6.12.2000	OPC/924A/235/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
82	P.P.U. „PAL BUD”	09-100 Płońsk, Ilinek	7.12.2000	OPC/1009A/494/U/3/2000/EG	ZPIZD
83	Przedsiębiorstwo Gazyfikacji Beprzewodowej S.A.	09-400 Płock, ul. Długa 1	7.12.2000	OPC/1072A/3269/U/3/2000/EG	ZPIZD
84	FALCO S.C.	10-602 Olsztyn, ul. Pstrowskiego 28	7.12.2000	OPC/511A/3930/1/2/2000/AJP	ZPIZD
85	Przedsiębiorstwo Obrótu Paliwami „ORTUS” S.C.	16-400 Suwałki, ul. Kościuszki 72	7.12.2000	OPC/407B/3344/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
86	„PRONAR” Sp. z o.o.	17-210 Narzew, ul. Mickiewicza 101 A	7.12.2000	OPC/226B/3071/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
87	Stacja Paliw Łupianka Stara S.C.	18-103 Płonka Kościelna, ul. Łupianka Stara	7.12.2000	OPC/336A/3576/U/3/2000/EG	ZPIZD
88	„PETROPROFIT” Sp. z o.o.	21-025 Niemce k/Lublina	7.12.2000	OPC/126B/3228/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
89	EKONAF P.W.	26-600 Radom, ul Tartaczna 25	7.12.2000	OPC/1161A/1108/U/3/2000/EG	ZPIZD
90	P.H.U. „KARBOWNICZAK”	27-500 Opatów, ul. Jajłowes 82	7.12.2000	OPC/869A/9677/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
91	P.U.H. „SKAR” S.C.	27-500 Opatów, ul. Szeroka 2/24	7.12.2000	OPC/536A/5502/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
92	„BORON” inż. Józef Bororó Sp. z o.o.	32-300 Olkusz, ul. Króla K. Wielkiego 56	7.12.2000	OPC/1069A/101/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
93	„COMPLEX” Józef Cabala	32-300 Olkusz, ul. Zagaje 2	7.12.2000	OPC/347A/3022/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD

94	TANKPOL Sp. z o.o.	33-230 Szczecin, ul. Piłsudskiego 54	7.12.2000	OPC/710A/9438/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
95	P.H.U. „BAAG” S.C.	46-300 Olesno, ul. Częstochowska 1	7.12.2000	OPC/113A/3910/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
96	P.H.U. „TANK” Sp. z o.o.	48-300 Nysa, ul. Grodkowska 9	7.12.2000	OPC/779A/9501/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
97	P.P.H. Dorota Skrzypczak	61-695 Poznań, ul. Macieja Rataja 42	7.12.2000	OPC/258A/3353/U/3/2000/EG	ZPIZD
98	Stacja Paliw i Agencja Handlu i Usług	63-400 Ostrów Wielkopolski, ul. Krotoszyńska 179	7.12.2000	OPC/1146A/1067/U/3/2000/EG	ZPIZD
99	Przedsiębiorstwo Handlowe „AD-REM” Import-Eksport	70-382 Szczecin, ul. Jagiellońska 39 b	7.12.2000	OPC/971A/99/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
100	BGM PETROTRADE POLAND Sp. z o.o.	70-631 Szczecin, ul. Heyki 2	7.12.2000	OPC/119B/53/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
101	PORTA BALTIC SERVICE S.A.	71-423 Szczecin, ul. Piotra Skargi 19	7.12.2000	OPC/1040A/865/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
102	DUO S.A.	71-700 Szczecin, ul. Ludowa 7/8	7.12.2000	OPC/24B/3108/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
103	„ATUT” S.C.	78-125 Rymań, ul. Szkolna 7	7.12.2000	OPC/1162A/359/U/3/2000/EG	ZPIZD
104	Przedsiębiorstwo Handlu Chemikaliami „CHEMIA” S.A.	78-400 Szczecinek, ul. Łukasiewicza 1	7.12.2000	OPC/823A/9843/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
105	Zespół Elektrowni Wybrzeże S.A.	80-867 Gdańsk, ul. Swojska 9	7.12.2000	OEE/224A/1254/W/1/2/2000/AS	ZPIZD
106	Stanisław Kaczmarek i Mirosława Kaczmarek S.C.	89-100 Nakło n/Notecią, ul. Pólowiejska 2	7.12.2000	OPC/1176A/1058/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
107	P.P.H.U. AR-STAN S.C.	05-825 Grodzisk Mazowiecki, ul. Traugutta 40	8.12.2000	OPC/146A/3719/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
108	J. i B. Wierzbowsy - P.H.U. „SAP” Stacja Paliw S.C.	06-220 Szelków, Orzyc	8.12.2000	OPC/600A/9340/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
109	M. Wiśniewski - P.H.U. Import, Export, Usługi, Komis	12-100 Szczytno, Leśny Dwór 50	8.12.2000	OPC/172A/9277/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
110	P.H.U. Stacja Paliw DUET S.C.	14-200 Iława, ul. Lubawska 5	8.12.2000	OPC/65A/3427/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
111	PETROGAZ HRUBIESZÓW Sp. z o.o.	22-500 Hrubieszów, ul. Piłsudskiego 133	8.12.2000	OPC/330A/3086/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
112	OLPAK Sp. z o.o.	38-300 Gorlice, ul. Kościuszki 39	8.12.2000	OPC/736A/3927/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
113	ELGAS Elżbieta Wiśniewska	62-200 Gniezno, ul. Poznańska 104	8.12.2000	OPC/838A/21/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
114	PETROGAZ INOWROCLAW Sp. z o.o.	88-100 Inowrocław, ul. Pakoska 15	8.12.2000	OPC/167A/3085/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
115	P.H.U. CARO Krzysztof Osmolak	09-500 Gostynin, ul. Plocka 38	11.12.2000	OPC/286A/3289/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
116	P.H.U. „KONKRETY” W. Rychlicki	26-600 Radom, ul. Słowackiego 240	11.12.2000	OPC/214A/3192/U/3/2000/EG	ZPIZD
117	FIRMA H.P.U. Stanisław Cabala	33-386 Podegrodzie 358	11.12.2000	OPC/692A/9379/U/3/2000/EG	ZPIZD
118	P.P.H.U. „A i C PETROL” Sp. z o.o.	37-500 Rypin, ul. Dojazdowa 10	11.12.2000	OPC/257A/3357/U/3/2000/EG	ZPIZD
119	Hurt Paliw S.C. Z. Baran i H. Kozuch	42-480 Poręba, ul. L.W.P. 10/21	11.12.2000	OPC/1046A/806/U/3/2000/EG	ZPIZD
120	Jan Żurek - PETROTEAM Przedsiębiorstwo Obrotu Produktami Naftowymi, Chemicznymi, Przemysłowymi i Spożywczymi	44-152 Gliwice, ul. Astrów 2 a	11.12.2000	OPC/458A/3898/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
121	„TRANSGAZ” S.A.	44-251 Rybnik, ul. Klokocińska 51	11.12.2000	OPC/453B/3488/U/3/2000/EG	ZPIZD
122	„POZTEL” S.A.	60-161 Poznań, ul. Jawornicka 8	11.12.2000	OPC/486A/9331/U/3/2000/EG	ZPIZD
123	K. Antczak, G. Gronczewski, K. Łakomy P.P.U.H. „ŁAGROPAL” S.C.	64-000 Kościan, Osiedle Jagiellońskie 59/1	11.12.2000	OPC/998A/9614/U/3/2000/EG	ZPIZD
124	„FUROR” S.C. - J., I. Rmańscy	76-200 Słupsk, ul. Zygmunta Augusta 75/64	11.12.2000	OPC/387B/3078/U/1/2/2000/PS	ZPIZD

125	DIGGER Maszyny Budowlane Handel i Usługi Piotr Komorowski	82-400 Sztum, ul. Żeromskiego 9 a	11.12.2000	OPC/480A/353/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
126	M. i J. Knitter F.U.H. „MAJA”	83-400 Kościerzyna, ul. Piechowskiego 43 A	11.12.2000	OPC/556B/2870/U/3/2000/EG	ZPIZD
127	W. Rawski – „RAWSKI”	05-410 Józefów, ul. Graniczna 21 b	12.12.2000	OPC/545A/9585/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
128	T. Gornula – Z.P.H.U. „GOMULA”	05-420 Józefów, ul. Wyszyńskiego 118 A	12.12.2000	OPC/466A/3570/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
129	B. Dener – P.H.U. „MARBO” S.C.	19-314 Kalinowo, ul. Konopnickiej 30	12.12.2000	OPC/928A/9851/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
130	B. i Cz. Antosiewicz – „PETRO-TRANS” S.C.	37-500 Jarosław, ul. Nad Sanem	12.12.2000	OPC/522A/9453/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
131	J. i W. Szudy – „ENERGOPOL” S.C. Produkty Naftowe	38-200 Jastb, ul. 3-go Maja 60	12.12.2000	OPC/589A/3717/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
132	P. Borowski – Stacja Paliw Płynnych	64-030 Śmigiel, ul. Koszanowo 5	12.12.2000	OPC/750A/9705/U/1/2/2000/PS	ZPIZD
133	H. Jessa – Stacja Paliw „Jespol” Henryk Jessa	64-115 Świeciechowa, ul. Leszczyńska 36	12.12.2000	OPC/743A/9745/U/1/2/2000/ASA	ZPIZD
134	„Mirosława Gzella”	86-150 Osie, ul. Rynek 6	12.12.2000	OPC/1054A/974/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
135	M. i J. Koper – Z.P.H.U. „KOPER” S.C. Eksport Import Marek Koper, Jan Koper	99-400 Łowicz, ul. Piłasków 18	12.12.2000	OPC/483A/9198/U/1/2/2000/AJP	ZPIZD
136	Zakład Wodociągów, Kanalizacji i Ciepłownictwa Sp. z o.o.	64-761 Krzyż Wlkp., ul. Mickiewicza 58 a	14.12.2000	WCC/913A/2600/W/3/2000/MJ PCC/357B/2600/W/3/2000/MJ	ZPIZD
137	Zakład Usług Komunalnych Warka	05-660 Warka, ul. Farna 2	18.12.2000	PCC/731A/607/W/3/2000/BP WCC/702A/607/W/3/2000/BP	ZPIZD
138	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	11-500 Giżycko, ul. Białostocka 35	18.12.2000	WCC/394C/393/W/3/2000/MJ	ZPIZD
139	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej	32-500 Chrzanów, ul. Jordana 7	18.12.2000	WCC/233B/195/W/3/2000/BP PCC/247A/195/W/3/2000/BP OCC/77A/195/W/3/2000/BP	ZPIZD
140	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	76-150 Dąbrowa, ul. M. C. Skłodowskiej 47 A	18.12.2000	WCC/80A/502/W/3/2000/ZJ PCC/86A/502/W/3/2000/ZJ	ZPIZD
141	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	72-100 Goleniów, ul. Maszewska 18	3.01.2001	WCC/167A/342/W/3/2001/MJ	ZPIZD
142	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	21-300 Radzyń Podlaski, ul. Św. Brata Alberta Chmielowskiego 12	4.01.2001	WCC/195B/412/W/3/2001/MJ PCC/207A/412/W/3/2001/MJ	ZPIZD
143	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	96-200 Rawa Mazowiecka, ul. Słowackiego 70	5.01.2001	WCC/371B/385/W/3/2001/BP PCC/386B/385/W/3/2001/BP	ZPIZD
144	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „TERMAL” S.A.	59-300 Lublin, ul. Przemysłowa 2	10.01.2001	PCC/451A/208/W/3/2001/MJ	ZPIZD
145	Przedsiębiorstwo Usługowe Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	13-100 Niedzica, ul. Kolejowa 17	12.01.2001	WCC/104A/600/W/3/2001/RW	ZPIZD
146	Przedsiębiorstwo Usług Techniczno – Socjalnych Jelcz Laskowice	55-221 Jelcz-Laskowice, ul. Techników 12	12.01.2001	WCC/341B/567/W/3/2001/RW PCC/852A/567/W/3/2001/RW	ZPIZD
147	„Energetyka Ciepła – Kępno” Sp. z o.o.	63-600 Kępno, ul. Wiosny Ludów 12 a	12.01.2001	WCC/724C/188/W/3/2001/MJ	ZPIZD

148	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	78-600 Walcz, ul. Wojska Polskiego 54	12.01.2001	WCC/134B/347/W/3/2001/W PCC/141B/347/W/3/2001/RW	ZPIZD
149	Zabrzeńskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	41-800 Zabrze, ul. Goethego 3	16.01.2001	WCC/159B/198/W/3/2001/RW PCC/175A/198/W/3/2001/RW	ZPIZD
150	Konieczpolskie Zakłady Płyty Płisniowych S.A.	42-230 Koniecpol, ul. Kolejowa 3	16.01.2001	PCC/483A/717/W/3/2001/RW	ZPIZD
151	Zespół Elektrociepłowni Poznańskich S.A.	60-960 Poznań, ul. Gdańska 54	16.01.2001	WCC/194D/1270/W/3/2001/RW	ZPIZD
152	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „EMPEC” Sp. z o.o.	76-270 Ustka, ul. Marynarki Polskiej 40	16.01.2001	WCC/174B/266/W/3/2001/RW PCC/188A/266/W/3/2001/RW	ZPIZD
153	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	96-500 Sochaczew, Al. 600-lecia 90	16.01.2001	WCC/463C/341/W/3/2001/MJ PCC/485C/341/W/3/2001/MJ	ZPIZD
154	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	62-300 Września, ul. Witkowska 6	17.01.2001	WCC/555A/293/W/3/2001/EG	ZPIZD
155	Zakład Energetyki Ciepłej	63-900 Rawicz, ul. Winiary 4 b	17.01.2001	WCC/354A/230/W/3/2001/BP	ZPIZD
156	Nyska Energetyka Ciepła - Nysa Sp. z o.o.	48-300 Nysa, ul. Jagiellońska 10 a	18.01.2001	WCC/445C/66/W/3/2001/RW PCC/467A/66/W/3/2001/RW	ZPIZD
157	Gmina Syców - Zakład Gospodarki Komunalnej	56-500 Syców, ul. Świerzewskiego 8	18.01.2001	WCC/355A/536/W/3/2001/RW	ZPIZD
158	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	74-320 Barlinek, ul. Przemysłowa 7	18.01.2001	PCC/355A/220/W/3/2001/BP	ZPIZD
159	„OPEC GRUDZIĄDZ” Sp. z o.o.	86-300 Grudziądz, ul. Budowlanych 7	18.01.2001	WCC/172B/209/W/3/2001/RW	ZPIZD
160	Miasto Świdnica - Miejski Zakład Energetyki Ciepłej	58-105 Świdnica, ul. Pogodna 1	22.01.2001	PCC/565A/200/W/3/2001/RW	ZPIZD
161	AESCULAP CHIFA Sp. z o.o.	64-300 Nowy Tomyśl, ul. Tysiąclecia 14	22.01.2001	PCC/783A/744/W/3/2001/BP	ZPIZD
162	Zakład Usług Komunalnych Sp. z o.o.	83-140 Gniew, ul. Wiślana 6	22.01.2001	WCC/698A/1305/W/3/2001/BP PCC/727A/1305/W/3/2001/BP	ZPIZD
163	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	87-300 Brodnica, ul. 18 Stycznia 36 a	22.01.2001	WCC/295B/273/W/3/2001/BP	ZPIZD
164	Miasto Pabianice - Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej	95-200 Pabianice, ul. Warzywna 1/3	22.01.2001	WCC/641B/763/W/3/2001/RW	ZPIZD
165	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	16-400 Suwałki, ul. Przemysłowa 6 A	24.01.2001	WCC/523B/135/W/3/2001/EG PCC/551B/135/W/3/2001/EG	ZPIZD
166	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „TERMAL” S.A.	59-300 Lublin, ul. Przemysłowa 2	24.01.2001	WCC/431A/208/W/3/2001/MJ PCC/451B/208/W/3/2001/MJ	ZPIZD
167	Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A.	74-105 Nowe Czarnowo 76	25.01.2001	WCC/346B/1272/W/1/2/2001/AS	ZPIZD
168	Gmina Łobez - Zakład Energetyki Ciepłej	73-150 Łobez, ul. Magazynowa 17	26.01.2001	PCC/722B/2856/W/3/2001/EG WCC/696C/2856/W/3/2001/EG	ZPIZD
169	Miasto Wysokie Mazowieckie - Zakład Wodociągów, Kanalizacji i Energetyki Ciepłej	18-200 Wysokie Mazowieckie, ul. 1 Maja 6	29.01.2001	WCC/364B/624/W/3/2001/MJ PCC/376A/624/W/3/2001/MJ	ZPIZD
170	Pomorska Agencja Poszanowania Energii Sp. z o.o.	85-950 Bydgoszcz, ul. Konarskiego 1-3	30.01.2001	WCC/635B/2255/W/3/2001/MJ PCC/670B/2255/W/3/2001/MJ	ZPIZD

171	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej i Gospodarki Wodno – Ściekowej Sp. z o.o.	18–500 Kolno, ul. Witosa 4	31.01.2001	WCC/185A/675/W/3/2001/MJ PCC/197A/675/W/3/2001/MJ	ZPIZD
172	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	78–500 Drawsko Pomorskie, ul. Sobieskiego 8	31.01.2001	WCC/224C/517/W/3/2001/MJ PCC/236C/517/W/3/2001/MJ	zmiana nazwy i formy prawnej
173	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	75–111 Koszalin, ul. Łużycka 25 A	2.02.2001	WCC/261C/139/W/3/2001/EG PCC/273B/139/W/3/2001/EG	ZPIZD
174	Miasto Rejowiec Fabryczny – Ciepłownia Miejska	22–169 Rejowiec Fabryczny, ul. Lubelska 16	6.02.2001	WCC/860A/1481/W/3/2001/EG PCC/370A/1481/W/3/2001/EG	zmiana nazwy i numeru REGON
175	Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A.	59–220 Legnica, ul. Poznańska 48	7.02.2001	WCC/130B/157/W/3/2001/ZJ PCC/137C/157/W/3/2001/ZJ	ZPIZD
176	T. F. Cierkowski i M. Czechowski – Wspólne Przedsiębiorstwo „PROMEX” S.C.	83–000 Pruszcz Gdański, Łokietka 2	7.02.2001	WCC/69A/384/W/3/2000/RW PCC/76A/384/W/3/2000/RW	ZPIZD
177	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	99–300 Kutno, ul. Holenderska 4	7.02.2001	WCC/18B/241/W/3/2001/MJ PCC/17D/241/W/3/2001/MJ	ZPIZD

Legenda:

- Wcc – wytwarzanie ciepła
 - Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła
 - Occ – obrót ciepłem
 - Wee – wytwarzanie energii elektrycznej
 - Oee – obrót energią elektryczną
 - Opc – obrót paliwami ciekłymi
- * ZPIZD – zmiana przedmiotu i zakresu działalności

TARYFY DLA CIEPŁA „WCZORAJ” I „DZIŚ”

Jadwiga Bodych-Wasilewska

„Wczoraj”

Ostatnie dwa lata były okresem przelomowym dla przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą związaną z zaopatrzeniem w ciepło. Od dnia 1 stycznia 1999 r. Minister Finansów zaprzestął ustalania taryf w odniesieniu do ciepła oraz ustalania zakresu i wysokości opłat za nielegalny pobór ciepła. Na podstawie art. 47 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348, z późn. zm.) kompetencje do ustalania taryf dla ciepła zostały przekazane przedsiębiorstwom energetycznym, a kompetencje do zatwierdzania taryf ustalonych przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje zostały przekazane Prezesowi URE.

Zasady stanowienia cen dla ciepła uległy więc radykalnym zmianom. Ceny ciepła ustalane na podstawie maksymalnych wskaźników wzrostu cen ciepła wprowadzanych przez Ministra Finansów, musiały zostać zastąpione cenami i stawkami opłat skalkulowanymi przez przedsiębiorstwa energetyczne na podstawie kosztów uzasadnionych wg zasad określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 6 października 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach (Dz. U. Nr 132, poz. 867 i z 1999 r. Nr 30, poz. 291). Problemy z kalkulacją nowych cen i stawek opłat obliczanych na podstawie uzasadnionych kosztów poniesionych na prowadzenie działalności gospodarczej związanej z zaopatrzeniem w ciepło, brak właściwej ewidencji księgowej uwzględniającej podział kosztów na stałe i zmienne, a także na poszczególne rodzaje działalności energetycznej oraz w odniesieniu do poszczególnych grup odbiorców, powodowały, że niemal wszystkie przedsiębiorstwa miały większe lub mniejsze trudności z odpowiednim przygotowaniem wniosków o zatwierdzenie taryfy. Ponieważ tempo składania wniosków do URE w pierwszej połowie 1999 roku było niewielkie, wydawało się, że trudności te stanowiły zasadniczą przyczynę opóźnień opracowywania taryf przez przedsiębiorstwa koncesjonowane. Jak się okazało przyczyna tego stanu w niektórych przypadkach była zupełnie inna – wysoki poziom cen dotychczas stosowanych.

Na rynku ciepłowniczym funkcjonuje około 1000 przedsiębiorstw energetycznych prowadzących koncesjonowaną działalność gospodarczą związaną z zaopatrzeniem w ciepło. W 1999 r. tylko połowa podmiotów koncesjonowanych wystąpiła z wnioskiem o zatwierdzenie taryfy, a na koniec roku około 40% przedsiębiorstw ciepłowniczych posiadających koncesje miało zatwierdzone taryfy dla ciepła.

Roczny okres obowiązywania przepisów, to okres wystar-

czająco długi na pokonanie trudności z odpowiednim przygotowaniem taryf. Tymczasem sytuacja nie uległa istotnym zmianom w kolejnym roku. Łącznie w latach 1999 – 2000 zatwierdzono pierwsze taryfy dla około 60% przedsiębiorstw energetycznych prowadzących koncesjonowaną działalność gospodarczą związaną z zaopatrzeniem w ciepło.

Przeciętny wzrost cen i stawek opłat w zatwierdzonych pierwszych taryfach dla ciepła wynosił w roku 1999 około 10%, natomiast w roku 2000 około 12%. Należy wziąć pod uwagę, że wzrosty te odnoszą się do cen ciepła stosowanych w roku 1998 (w wielu przypadkach od dnia 1 kwietnia 1998 r.), co oznacza, że sytuacja ekonomiczna wielu przedsiębiorstw, które złożyły aplikację o zatwierdzenie pierwszej taryfy w roku 2000, nie wymuszała wcześniejszego podnoszenia cen, które były ustalone na tak wysokim poziomie, że zabezpieczał on pokrycie rosnących kosztów działalności.

Wśród zatwierdzonych w latach 1999 – 2000 pierwszych taryf dla ciepła wystąpiło ponad 6% przypadków tak wysokiego poziomu cen dotychczas stosowanych, iż opracowanie taryfy na podstawie kosztów uzasadnionych wymusiło ich obniżkę.

Należy sądzić, że w dalszym ciągu wystarczającą kondycję finansową wykazuje wiele tych przedsiębiorstw koncesjonowanych, które dotychczas nie wystąpiły z wnioskiem o zatwierdzenie taryfy. Podkreślenia jednak wymaga, że z taryfą dla ciepła nie zgłosiły się do URE przede wszystkim podmioty, dla których działalność energetyczna nie jest działalnością podstawową. Przedsiębiorstwa te, prowadząc marginalną działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło, nie są zainteresowane zmianą dotychczasowych cen dla ciepła, w szczególności gdy zaopatrują w ciepło podmioty wydzielone z ich struktur organizacyjnych, a zmiana cen ma nieznaczący wpływ na wynik ekonomiczny całej firmy.

Wzrost cen w kwietniu 1998 r. był zdaniem środowiska ciepłowniczego niedostateczny i niepokrywający kosztów funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą związaną z zaopatrzeniem w ciepło, co jak się okazało dotyczyło tylko ok. 10% podmiotów koncesjonowanych. Podmioty te udokumentowały straty na prowadzeniu działalności związanej z zaopatrzeniem w ciepło i uzyskały w latach 1999 – 2000 zatwierdzenie pierwszej taryfy ze wzrostem cen i stawek opłat wyższym niż o 15%, tj. maksymalnym dla pozostałych przedsiębiorstw.

W roku 2000 zatwierdzono drugie taryfy dla ciepła dla 220 przedsiębiorstw prowadzących koncesjonowaną działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło. Średni wzrost cen i stawek opłat w drugich taryfach nieznacznie przekroczył 7,5%.

Przeciętny wzrost cen i stawek opłat w zatwierdzonych

taryfach dla ciepła zarówno w roku 1999 (tylko pierwsze taryfy), jak i w roku 2000 (razem pierwsze i drugie taryfy), wyniósł około 10%. Jednak średnioroczny wzrost cen centralnego ogrzewania i ciepłej wody wg danych GUS wyniósł w roku 1999 tylko 5,5%, a w roku 2000 tylko 4,3%, co spowodowane było rozłożeniem w czasie terminów wprowadzenia w życie zatwierdzonych taryf. W obu latach był zatem realny spadek cen.

„Dziś”

Z dniem 25 listopada 2000 r., po prawie dwóch latach obowiązywania rozporządzenia taryfowego z dnia 6 października 1998 r., weszło w życie rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. Nr 96, poz. 1053).

Konieczność zmiany rozporządzenia taryfowego dla ciepła wynikała z:

- wyroku Trybunału Konstytucyjnego orzekającego, że art. 46 ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348, z późn. zm.) w zakresie, w jakim upoważniał Ministra Gospodarki do określania, w drodze rozporządzenia, zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, energią elektryczną i ciepłem, w tym zasad rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach był niezgodny z art. 92 ust. 1 i z art. 76 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej,
- postanowień ustawy z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 48, poz. 555), która weszła w życie z dniem 14 czerwca 2000 r.

W rozporządzeniu z dnia 12 października 2000 r. uwzględniono znaczną część przepisów rozporządzenia z dnia 6 października 1998 r., co ma duże znaczenie dla przedsiębiorstw energetycznych, które wdrażały je w życie poprzez opracowywanie taryf dla ciepła. Pozostała część przepisów uległa zmianom, często o istotnym znaczeniu zarówno dla przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą związaną z zaopatrzeniem w ciepło, jak i dla odbiorców ciepła.

Istotna zmiana dotyczy kalkulacji cen i stawek opłat. Dotychczas określone w taryfie dla ciepła ceny i stawki opłat musiały być skalkulowane przez przedsiębiorstwo energetyczne na podstawie uzasadnionych kosztów poniesionych w poprzednim roku obrotowym. Taka podstawa kalkulacji cen i stawek opłat była przedmiotem niezadowolona przedsiębiorstw energetycznych, jak i nie była racjonalna, szczególnie w sytuacji opracowania taryfy dla ciepła i jej zatwierdzenia pod koniec kolejnego roku obrotowego. Przepisy rozporządzenia z dnia 12 października 2000 r. wprowadziły zasadę ustalania cen i stawek opłat za ciepło na podstawie uzasadnionych: planowanych rocznych kosztów prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło i planowanych rocznych kosztów modernizacji i rozwoju oraz kosztów realizacji inwestycji z zakresu ochrony środowiska. Kalkulacja cen i stawek opłat na podstawie kosztów planowanych może budzić obawy odbiorców, że poziom opłat za ciepło będzie wyższy od poziomu wynikającego z cen i stawek opłat skalku-

lowanych na podstawie kosztów „historycznych”. Należy jednak podkreślić, że podstawą tej kalkulacji są wprawdzie planowane koszty eksploatacyjne i inwestycyjne, ale nie mogą być one dowolnie kształtowane przez przedsiębiorstwo. Nie wszystkie bowiem wydatki ponoszone, czy też planowane do poniesienia przez przedsiębiorstwo energetyczne mogą być uznane jako uzasadnione koszty stanowiące podstawę ustalenia cen i stawek opłat za usługi związane z zaopatrzeniem w ciepło. Przedsiębiorstwo musi więc wykazać, że planowane koszty są kosztami niezbędnymi do poniesienia, aby prowadzić działalność gospodarczą związaną z zaopatrzeniem w ciepło.

Na uwagę zasługuje, że ustawa z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne przyznała Prezesowi URE większe uprawnienia w zakresie dotyczącym zatwierdzenia taryf dla przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesje. Prezes URE ma prawo do weryfikacji kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwo energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach, a także do ustalania wysokości i okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej. Dotychczas przedsiębiorstwa samodzielnie ustalały wysokość współczynników korekcyjnych, a Prezes URE mógł je zatwierdzić lub odmówić zatwierdzenia (w takim przypadku odmowa dotyczyła całej taryfy), a obecnie zarówno o wysokości jak i o okresie obowiązywania współczynników korekcyjnych decyduje wyłącznie Prezes URE.

W obecnie obowiązującym rozporządzeniu taryfowym dla ciepła wprowadzono dwa rodzaje współczynników korekcyjnych: X_w mający wpływ na poziom cen i stawek opłat w pierwszym roku stosowania taryfy i X_r decydujący o poziomie cen i stawek opłat w kolejnych latach stosowania taryfy. Przy czym nastąpiła istotna zmiana sposobu regulacji cen i stawek opłat za ciepło. Wprowadzono konieczność obliczania przez przedsiębiorstwo ciepłownicze średnich wskaźnikowych cen ciepła, średnich wskaźnikowych stawek opłat za usługi przesyłowe i średnich wskaźnikowych stawek opłat za obsługę odbiorców (odpowiednio do rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej) dla pierwszego roku stosowania taryfy (C_{swt}) oraz dla roku kalendarzowego poprzedzającego pierwszy rok stosowania taryfy (C_{swp}), określając dopuszczalny wzrost średnich wskaźnikowych cen i stawek opłat dla pierwszego roku stosowania taryfy poprzez ograniczenie wynikające ze wzoru:

$$C_{swt} = C_{swp} [1 + (RPI - X_w) : 100]$$

gdzie:

RPI – średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy, określony w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski” [w %],

X_w – współczynnik korekcyjny, ustalany dla danego rodzaju działalności gospodarczej, prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne w zakresie zaopatrzenia w ciepło, określający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania tego przedsiębiorstwa oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej w pierwszym roku stosowania taryfy w stosunku do roku kalendarzowego poprzedzającego pierwszy rok stosowania taryfy [w %].

Natomiast w kolejnych latach stosowania taryfy – dotyczy tylko taryf obowiązujących w okresie nie krótszym niż dwa lata (dotychczas nie było takiego ograniczenia) – przedsiębiorstwo może nie częściej niż co 12 miesięcy dostosowywać poszczególne ceny i stawki opłat do zmieniających się warunków prowadzenia działalności gospodarczej. Przy czym i w tym przypadku obowiązują ograniczenia. Wzrost poszczególnych cen i stawek opłat z tego tytułu w kolejnym roku stosowania taryfy uzależniony jest zarówno od RPI – średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym, jak i od X_r – współczynnika korekcyjnego ustalonego analogicznie jak X_w , lecz dla kolejnego roku stosowania taryfy.

Inne ograniczenie poziomu cen i stawek opłat obowiązuje dla subsydiowanych grup taryfowych. Wzrost cen i stawek opłat dla subsydiowanych grup, w stosunku do ostatnio stosowanych cen i stawek opłat dla tych grup, nie może być wyższy o więcej niż o 1,25 średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym.

Kolejna zmiana zasad kształtowania cen i stawek opłat dotyczy zysku. Dotychczas przedsiębiorstwo ciepłownicze miało prawo powiększyć jednostkowe koszty, stanowiące podstawę do ustalania cen i stawek opłat, o ustaloną przez przedsiębiorstwo marżę zysku, a ta mogła wynosić nawet 10%. Obecne przepisy rozporządzenia taryfowego stanowią, że w cenach i stawkach opłat dopuszcza się uwzględnienie zysku, którego wysokość wynika z analizy nakładów na przedsięwzięcia inwestycyjne ujęte w planie inwestycyjnym przedsiębiorstwa, przy zapewnieniu ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen. Wprowadzenie nowych postanowień w tym zakresie nie są doskonałe i powodują polemikę, szczególnie z uwagi na brak odniesienia do kosztu kapitału własnego, ale dotychczasowe były sprzeczne z zasadami gospodarki rynkowej, ponieważ premiowały przedsiębiorstwa z najwyższymi kosztami jednostkowymi.

Z postanowień ustawy – Prawo energetyczne wynika, że taryfa dla ciepła powinna być ustalona przez przedsiębiorstwo energetyczne w sposób zapewniający pokrycie uzasadnionych kosztów działalności gospodarczej związanej z zaopatrzeniem w ciepło oraz ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen. Ta podstawowa zasada znalazła odzwierciedlenie w szczegółowych przepisach nowego rozporządzenia taryfowego dotyczących obliczania jednostkowych kosztów wytwa-

rzania ciepła. Wprowadzono w nich współczynnik redukcji kosztów stałych „a”, którego wartość zależy od stopnia wykorzystania zainstalowanej mocy cieplnej. Redukcja kosztów stałych w przypadku znaczących nadwyżek zainstalowanej mocy cieplnej w źródle, w stosunku do mocy cieplnej wykorzystanej, chroni interes odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem ceny ciepła i ceny za zamówioną moc cieplną.

Bezpośredni skutek dla odbiorcy ciepła wywołują przepisy rozporządzenia taryfowego określające nowe szczegółowe zasady obliczania jednostkowych kosztów oraz stawek opłat za usługi przesyłowe w sposób uwzględniający postanowienia ustawy z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne. Ustawa nowelizująca przesądziła, że udział opłat stałych za świadczenie usług przesyłowych w łącznych opłatach za te usługi dla danej grupy odbiorców ciepła nie może być większy niż 30%. Dotychczas, w przypadku świadczenia przez przedsiębiorstwo ciepłownicze usług przesyłowych, w rozliczeniach z odbiorcami była stosowana opłata za usługi przesyłowe, pobierana w 12 ratach miesięcznych, uzależniona od stawki opłat za usługi przesyłowe oraz mocy cieplnej zamówionej przez odbiorcę. Na wysokość tej opłaty nie miała więc wpływać ilość ciepła dostarczonego odbiorcy. Obecnie przedsiębiorstwo ciepłownicze jest obowiązane wyodrębnić w taryfie stawki opłat stałych za usługi przesyłowe i stawki opłat zmiennych za usługi przesyłowe. Opłata za usługi przesyłowe składa się z opłaty stałej, pobieranej w 12 ratach miesięcznych, uzależnionej od stawki opłaty stałej za usługi przesyłowe oraz mocy cieplnej zamówionej przez odbiorcę, oraz z opłaty zmiennej, pobieranej za każdy miesiąc, w którym dostarczono ciepło, uzależnionej od stawki opłaty zmiennej za usługi przesyłowe i ilości dostarczonego ciepła. Zmiana przepisów była spowodowana dążeniem do większego uzależnienia opłat za usługi związane z zaopatrzeniem w ciepło od ilości ciepła zużywanego przez odbiorcę.

Dotychczas dużo kontrowersji wzbudzały zasady rozliczania za ciepło w przypadku dostarczania ciepła do obiektów odbiorcy z grupowego węzła cieplnego zewnętrzną instalacją odbiorczą eksploatowaną przez przedsiębiorstwo energetyczne. Zmiana przepisów wskazuje, że w takim przypadku opłata za dostarczone ciepło w celu ogrzewania i opłata zmienna za usługi przesyłowe powinny być ustalone na podstawie odczytów wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych na przyłączach do instalacji centralnego ogrzewania w obiekcie odbiorcy.

Zarówno środowisko ciepłownicze, jak i odbiorcy ciepła powinni być zadowoleni z takich udoskonaleń postanowień rozporządzenia taryfowego, które upraszczają zarówno zasady kalkulacji cen i stawek, jak i zasady rozliczeń. Do nich zaliczyć można wprowadzenie dla małego źródła ciepła (dla którego zamówiona moc cieplna nie przekracza 1 MW), zasilającego bezpośrednio instalacje odbiorcze w obiekcie, w którym jest ono zlokalizowane oraz w sąsiednich obiektach, tylko dwóch stawek opłat

(stawka opłaty miesięcznej za zamówioną moc cieplną i stawka opłaty za ciepło) zamiast dotychczasowych pięciu cen i stawek opłat (cena ciepła, cena za zamówioną moc cieplną, cena nośnika ciepła, stawka opłat abonamentowych, stawka opłat za usługi przesyłowe). Ponadto, na mocy przepisów nowego rozporządzenia taryfowego, przedsiębiorstwo ciepłownicze ustala stawki opłat za przyłączenie do sieci bez podziału na stawki opłat za budowę przyłączy, stawki opłat za wykonanie przejścia przyłącza przez ścianę obiektu i stawki opłat za rozbudowę sieci ciepłowniczej.

Nie sposób przytoczyć wszystkich, dla jednych bardziej, a dla drugich mniej istotnych zmian wprowadzonych nowym rozporządzeniem taryfowym dla ciepła. Każda zmiana przepisów początkowo budzi wiele emocji, a później przychodzi refleksja, które pozwalają spojrzeć na zmiany z większym zrozumieniem. Przedsiębiorstwa ciepłownicze od trzech miesięcy występują o zatwierdzenie

taryf dla ciepła opracowanych na podstawie nowych przepisów. Wprawdzie zdarzają się przypadki, które wskazują na nieprawidłowe zrozumienie nowych zasad kalkulacji taryf, ale takie zdarzały się również poprzednio. Wymierny skutek nowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf dla ciepła będzie możliwy do oceny po dłuższym okresie doświadczeń.

(Wykaz kolejnych zatwierdzonych taryf opublikowano na stronie 7 wkładki)



Autorka jest doradcą Prezesa URE



Boja sygnalizacyjna z fotoogniwami na rzece Świna

NOWE ELEMENTY PROJEKTÓW PLANÓW ROZWOJU – PO NOWELIZACJI PRAWA ENERGETYCZNEGO

Jacek Lorek

1. Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne, uwagi ogólne

Jak już wielokrotnie wspomniano na łamach Biuletynu URE ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 roku – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 ze zm.), po upływie około trzech lat jej stosowania została podana kolejnej, dość istotnej nowelizacji. Dokonano tego ustawą z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 48, poz. 555). Bezpośrednim powodem nowelizacji był wyrok Trybunału Konstytucyjnego z dnia 26 października 1999 r. (Dz. U. Nr 91, poz. 1042). TK orzekł, że przepis art. 46 ustawy – Prawo energetyczne z dniem 1 lipca 2000 r. utraci moc w takim zakresie, w jakim upoważnia on Ministra Gospodarki do określania zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, energią elektryczną i ciepłem, w tym zasad rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach. Jednak poza dostosowaniem ustawy do orzeczenia TK w ramach nowelizacji zdecydowano się również na usunięcie niektórych wątpliwości wynikających z praktyki stosowania jej przepisów. Z punktu widzenia projektów planów rozwoju bardzo istotnymi zmianami są zmiany dotyczące art. 16 oraz art. 7 ust. 4 i 5 ustawy – Prawo energetyczne, które modyfikują zakres projektów planów rozwoju. Skreślono również delegację zobowiązującą Ministra Gospodarki do określenia, w drodze rozporządzenia, w odniesieniu do paliw gazowych i energii elektrycznej szczegółowych warunków planowania rozwoju i finansowania inwestycji. Mimo znacznego upływu czasu od wejścia w życie ww. nowelizacji (14 czerwca 2000 r.) nadal do URE napływa wiele pytań w kwestii projektów planów rozwoju. W niniejszym opracowaniu podjęto próbę przedstawienia ważniejszych modyfikacji w tej materii wynikających z ubiegłorocznej nowelizacji.

2. Zmiany ustawy – Prawo energetyczne związane z uzgadnianiem projektów planów rozwoju

2. 1. Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne rozstrzygnęła jeden z dotychczasowych dylematów związany z horyzontem czasowym projektów planów rozwoju uzgadnianych przez Prezesa URE. Zgodnie ze znowelizowanym art. 16 ust. 2 Prawa energetycznego, plan rozwoju sieciowego przedsiębiorstwa energetycznego sporządza się na okres nie krótszy niż 3 lata. Niemniej jednak w tej kwestii należy nawiązać również do specyficznych wymogów, jakie stawiane są przed tego rodzaju dokumentem w procesie regulacji. W szczególności – uzgadnianie projektów planów roz-

woju pozostaje w ścisłym związku z wydawaniem decyzji w sprawie zatwierdzania taryf; informacje pochodzące z projektów planów rozwoju dotyczące m.in. przewidywanych przychodów niezbędnych do realizacji planów, planowanego sposobu i harmonogramu finansowania inwestycji wykorzystywane są również w procesie zatwierdzania taryfy przedsiębiorstwa. Skutkiem powyższego, okresy na jakie będą opracowywane kolejne projekty planów rozwoju będą musiały być skorelowane z kolejnymi okresami regulacji – tj. okresami, o których mowa w: § 2 pkt 25 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 14 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. Nr 1, poz. 7) oraz § 2 pkt 14 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 20 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. Nr 1, poz. 8). Również następne projekty planu rozwoju, opracowane na kolejne okresy regulacji powinny być przedkładane do uzgodnienia wraz z wnioskami o zatwierdzenie nowych taryf. W przypadku wydłużania okresów regulacji do ponad 3 lat horyzont czasowy projektów planów rozwoju uzgadnianych przez Prezesa URE będzie odpowiednio dostosowany.

2. 2. W stanie prawnym obowiązującym przed nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne, sieciowe przedsiębiorstwa energetyczne opracowując dla obszaru swego działania plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię, miały obowiązek uwzględniać miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego gmin (MPZP). Ponieważ w praktyce okazało się, że niewielka część gmin posiada MPZP, nowela wprowadziła do ust. 1 art. 16 ustawy zapis zobowiązujący sieciowe przedsiębiorstwa energetyczne do uwzględniania również kierunków rozwoju gminy określonych w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy (art. 16 ust. 1 Prawa energetycznego).

Z powyższego wynika zatem, że obecnie projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię, ma zapewnić zgodność zamierzeń inwestycyjnych przedsiębiorstwa z kierunkami rozwoju gminy określonymi w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy a także miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego (o ile zostały opracowane). W praktyce uwzględnienie przez przedsiębiorstwo sieciowe w planach rozwoju aktów

planowania miejscowego gmin oznacza, że przedsiębiorstwo planuje rozbudowę lub modernizację sieci tam, gdzie mają powstać nowe inwestycje w budownictwie mieszkaniowym i przemysłowym.

Innym aktem planowania gminnego, który sieciowe przedsiębiorstwo energetyczne musi obecnie uwzględnić przy konstruowaniu planu rozwoju, są założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, uchwalone w trybie art. 19 Prawa energetycznego, przez poszczególne gminy z terenu działania przedsiębiorstwa. Wynika to z postanowień znowelizowanego art. 7 ust. 4 i 5 oraz art. 16 ust. 5 pkt 2 Prawa energetycznego.

Zgodnie z art. 7 ust. 4 ustawy przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła są obowiązane zapewniać realizację i finansowanie budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby podmiotów ubiegających się o przyłączenie, na warunkach określonych w przepisach, o których mowa w art. 9 i 46, oraz w założeniach, o których mowa w art. 19. Za przyłączenie do sieci przewidzianej w założeniach, o których mowa w art. 19, pobiera się opłatę określoną na podstawie ustalonych w taryfie stawek opłat. Natomiast ust. 5 tego przepisu stanowi, że stawki opłat za przyłączenie do sieci, o których mowa w ust. 4, kalkuluje się na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów ubiegających się o przyłączenie, określonych w planie rozwoju, o którym mowa w art. 16.

Art. 16 ust. 5 pkt 2 Prawa energetycznego zobowiązuje natomiast sieciowe przedsiębiorstwa energetyczne do zapewnienia spójności pomiędzy planami opracowanymi przez te przedsiębiorstwa a gminnymi założeniami do planów zaopatrzenia w energię oraz planami zaopatrzenia w energię.

W związku z postanowieniami art. 7 ust. 5 Prawa energetycznego, plan rozwoju musi przedstawiać nakłady inwestycyjne na budowę odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów ubiegających się o przyłączenie, w układzie takim by było możliwe skalkulowanie, na podstawie tych wielkości, stawek opłat za przyłączenie do sieci.

2. 3. Znowelizowany art. 16 Prawa energetycznego, w ust. 4 zawiera kierunkową wytyczną tworzenia planów rozwoju oraz kryterium wyboru przedsięwzięcia. W świetle postanowień tego przepisu plan rozwoju sieciowego przedsiębiorstwa energetycznego ma zapewniać jednocześnie:

a) minimalizację nakładów i kosztów,

Koncepcja planowania na zasadzie najmniejszych kosztów (ang. Least-Cost Planing – LCP) znana także jako zintegrowane planowanie zasobów (IRP) zakłada równorzędne traktowanie zasobów po stronie podaży i popytu, aby określić optymalny portfel źródeł zasilania, który przyniesie maksimum korzyści przedsiębiorstwu energetycznemu, jego odbiorcom i społeczeństwu¹⁾.

W odróżnieniu od tradycyjnych metod planowania, w IRP zakłada się równorzędne traktowanie zasobów ener-

tycznych po stronie podaży oraz popytu, co umożliwia określenie optymalnego portfela źródeł wytwarzania lub zakupów energii, który może zapewnić istotne korzyści przedsiębiorstwu energetycznemu jak i odbiorcom. Strona podażowa obejmuje wytwarzanie, przesył i dystrybucję energii elektrycznej. Strona popytowa uwzględnia programy sterowania popytem (ang. Demand Side Management – DSM), które modyfikują okresy i poziom zapotrzebowania u odbiorców końcowych na moc i energię elektryczną. Podstawowym celem zintegrowanego planowania zasobów energetycznych jest znalezienie takiej struktury opcji podażowych (źródeł wytwarzania energii, źródeł zaopatrzenia w energię) i opcji popytowych, która zapewniłaby pokrycie prognozowanego zapotrzebowania na energię, przy najniższych całkowitych kosztach, zachowaniu wymagań dotyczących niezawodności zasilania odbiorców finalnych oraz przy spełnieniu ekologicznych i paliwowych ograniczeń rozwojowych.

b) koszty nie mogą powodować w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat dla paliw gazowych i energii elektrycznej,

Plan finansowania inwestycji modernizacyjnych i rozwojowych musi być tak skonstruowany by zapewnić monotoniczność niezbędnych zmian przychodów – a w praktyce cen i stawek opłat w taryfach sieciowych przedsiębiorstw energetycznych. Nie mogą zatem występować sytuacje, w których na skutek finansowania potrzeb rozwojowych np. z kredytów, przedsiębiorstwo będzie proponować znaczny wzrost cen w okresie bezpośrednio po realizacji inwestycji.

c) zapewniać ciągłość, niezawodność i jakość dostaw, Powyższy warunek jest niezwykle istotny w przypadku elektroenergetyki, ze względu na specyfikę towaru jakim jest energia elektryczna – brak możliwości magazynowania; dla znacznej części zastosowań brak substytutu. W tych warunkach podstawą zapewnienia odpowiedniej ciągłości, niezawodności i jakości świadczonych usług dostarczania energii elektrycznej jest szczegółowa wiedza przedsiębiorstwa o odbiorcach tj. m.in. znajomość charakterystyk obciążeń i trendów dotyczących ewentualnych zmian tych wielkości.

2. 4. W ramach nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, jednoznacznie stwierdzono, że plan rozwoju ma określać harmonogram realizacji inwestycji (art. 16 ust. 3 pkt 6 Prawa energetycznego).

2. 5. Ponadto obowiązkiem sporządzania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania objęto również sieciowe przedsiębiorstwa ciepłownicze. Jednakże projekty planów w zakresie zaopatrzenia w ciepło nie podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE.

3. Plany rozwoju sieciowych przedsiębiorstw energetycznych a planowanie energetyczne w gminach w znowelizowanej ustawie – Prawo energetyczne

W świetle przepisów ustawy – Prawo energetyczne, kreatorem i koordynatorem polityki energetycznej na swo-

1) Por. F. Krawiec Planowanie rozwoju energetyki. Koncepcje i metody. Wyd. Wiedza i Życie S.A., Warszawa 1997 r.

im obszarze jest gmina. Do zadań własnych gminy należy bowiem planowanie i organizacja zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe (art. 18 ust. 1 Prawa energetycznego). Koordynację współpracy pomiędzy gminami zapewnia samorząd województwa (art. 17 ust. 1 w związku z art. 19 ust. 5 Prawa energetycznego).

Zarówno sieciowe przedsiębiorstwo energetyczne w zakresie sporządzania planów rozwoju (art. 16 ust. 1 Prawa energetycznego) jak i gmina w zakresie planowania i organizacji zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe (art. 18 ust. 2 Prawa energetycznego) mają obowiązek postępowania zgodnie z:

- 1) miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego,
- 2) ustaleniami zawartymi w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy (gmina ma również obowiązek uwzględniania polityki energetycznej państwa).

Plan rozwoju sieciowego przedsiębiorstwa energetycznego musi być spójny (art. 16 ust. 5 pkt 2 Prawa energetycznego) z gminnymi: założeniami do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe (art. 19 Prawa energetycznego) oraz planami zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe (art. 20 Prawa energetycznego).

Sieciowe przedsiębiorstwa energetyczne oraz właściwe gminy mają obowiązek współpracy i nieodpłatnej wymiany informacji w zakresie dotyczącym zamierzeń rozwojowych (art. 16 ust. 1 i 5 oraz art. 19 ust. 4 Prawa energetycznego).

Przepisy regulujące współpracę sieciowych przedsiębiorstw energetycznych, gmin oraz innych podmiotów w procesie planowania energetycznego zostały uszczegółowione w ramach nowelizacji Prawa energetycznego. W stanie prawnym obowiązującym do dnia 14 czerwca

2000 r., ustawa – Prawo energetyczne zobowiązywała jedynie sieciowe przedsiębiorstwa energetyczne do nieodpłatnego udostępniania zarządowi gminy planów rozwoju w zakresie dotyczącym terenu tej gminy oraz propozycji niezbędnych do opracowania projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe (art. 19 ust. 4 Prawa energetycznego). Omawiana nowelizacja nie zmieniła tego przepisu. Niemniej jednak obecnie (tzn. po nowelizacji) kwestia współpracy uregulowana jest również w art. 16 Prawa energetycznego. Przepis ust. 5 pkt 1 znowelizowanego art. 16 zobowiązuje sieciowe przedsiębiorstwa energetyczne do współpracy, przy sporządzaniu planów rozwoju, z przyłączonymi podmiotami oraz gminami na których obszarze przedsiębiorstwa te prowadzą działalność gospodarczą.

Powołany przepis określa również generalne zasady współpracy sieciowych przedsiębiorstw energetycznych z gminami i przyłączonymi podmiotami. Współpraca ta ma polegać w szczególności na przekazywaniu informacji o planowanych przedsięwzięciach w takim zakresie, w jakim przedsięwzięcia te będą miały wpływ na pracę urządzeń przyłączonych do sieci albo na zmianę warunków przyłączenia lub dostawy energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła.



Autor jest naczelnikiem w Departamencie Planów i Analiz URE

LUTOWE WARSZTATY REGULATORA

Agnieszka Głukowska-Sobol, Jacek Lorel

5 lutego 2001 r. odbyło się piąte seminarium z cyklu Warsztaty Regulatora, organizowane pod patronatem Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Tematyka piątego seminarium dotyczyła szeroko pojętego rynku gazu ziemnego. Poza pracownikami Urzędu Regulacji Energetyki w seminarium tym razem udział wzięli przedstawiciele firmy PricewaterhouseCoopers oraz Prezes Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. Andrzej Lipko

Omawiano kwestie dotyczące europejskiego rynku gazu ziemnego w kontekście organizacji rynków gazu w sześciu wybranych krajach, podstawowe elementy Dyrektywy gazowej Unii Europejskiej (Bob Turgoose, PricewaterhouseCoopers), przekształceń strukturalnych i własnościowych w PGNiG S.A. oraz funkcjonowania i strategii rozwoju tego przedsiębiorstwa (Prezes Andrzej Lipko). Wystąpieniom towarzyszyły pytania oraz dyskusja.

Europejski rynek gazu

W pierwszym wystąpieniu zaprezentowano krótką charakterystykę rynku gazu ziemnego w krajach europejskich.

W przypadku krajów Unii Europejskiej najważniejszymi dostawcami gazu ziemnego są: Holandia, Norwegia, Rosja i Algieria. Natomiast głównymi importerami są: Francja, Wielka Brytania, Włochy i Niemcy. Francja jest jedynym krajem, który kupuje gaz od wszystkich głównych eksporterów. W Europie Zachodniej są trzy główne gazociągi łączące cztery główne obszary złóż – Syberię, Morze Północne, Afrykę północną i Holandię z odbiorcami na kontynencie.

W każdym kraju członkowskim przesyłem gazu zajmują się krajowe przedsiębiorstwa przesyłowe, które z kolei odsprzedają gaz dużym odbiorcom końcowym lub lokalnym przedsiębiorstwom dystrybucyjnym. W praktyce w UE

nie mamy do czynienia z wspólnym rynkiem gazu, ale z 15 odrębnymi rynkami.

Specyfika rynków gazu wynikająca ze struktury tych rynków w poszczególnych krajach, źródeł pozyskania oraz uregulowań prawnych została przedstawiona na przykładzie sześciu krajów Europy: Czech, Francji, Hiszpanii, Niemiec, Polski, Węgier i Wielkiej Brytanii.

Do największych problemów na rynku gazu w krajach UE należą:

- oligopolistyczna struktura podaży: duży stopień koncentracji w produkcji,
- monopsonistyczna struktura popytu: duży stopień koncentracji po stronie zakupów, gdzie przedsiębiorstwa przesyłowe nie tylko przesyłają gaz, ale również kupują go,
- wysoki stopień różnych form zaangażowania rządów na wszystkich etapach systemu,
- bariery i ograniczenia utrudniające handel gazem,
- polityka regulacyjna wobec naturalnych monopolii, nie przystosowana do wymagań reżimu rynkowego,
- długoterminowe kontrakty o ograniczonej elastyczności i brak wtórnego rynku handlu kontraktami,
- wiązany charakter usług świadczonych końcowym odbiorcom,
- ograniczone możliwości dywersyfikacji ryzyka i asekuracji,
- ograniczona dostępność dostaw gazu ziemnego w wielu rejonach.

Najważniejsze, ciągle jeszcze istniejące różnice w organizacji przemysłu gazowego dotyczą przede wszystkim różnej struktury własności na wszystkich poziomach, różnych stopni koncentracji, różnych struktur rynków zarówno po stronie podaży jak i popytu i wreszcie różnych polityk regulacyjnych i priorytetów, zwłaszcza jeśli chodzi o konkurencję gazu z innymi paliwami.

Na rynkach tradycyjnych przemysły gazowe są, ogólnie rzecz biorąc, regulowane przez rząd. Na rynkach zliberalizowanych rzeczą zasadniczą jest utworzenie regulatora niezależnego od rządu, ale pozostającego w zgodzie z jego polityką. W Ameryce Północnej zwykle istnieją na poziomie federalnym i stanowym instytucje regulacyjne, których jurysdykcja obejmuje albo całość przemysłu energetycznego, albo całość sektora użyteczności publicznej. Wielka Brytania posiada osobnego regulatora wyłącznie dla przemysłu gazowego, kontynentalne kraje europejskie skłaniają się ku władzom antymonopolowym lub ministerstwom rządowym. Doświadczenia z regulacją w innych krajach sugerują konieczność wprowadzenia rozróżnienia między modelem angielsko-amerykańskim a modelem europejskim. W modelu angielsko-amerykańskim regulatorzy zmusili przemysł do zaakceptowania i wprowadzenia konkurencji oraz dostępu stron trzecich. Procesy te nie miałyby miejsca bez wyegzekwowania ich przez regulatora. Model ten wymaga agresywnej, pro-aktywnej regulacji oraz głębokiego przekonania, że w wyniku liberalizacji dostępu do infrastruktury pojawi się konkurencja. Dla kontrastu w modelu kontynentalno-europejskim nie ma ani spójnego systemu regulacji ani entuzjazmu rządu do promowania konkurencji (wyjątek stanowi rząd niemiecki).

Warto pamiętać, iż na liberalizację potrzeba czasu. Za-

równo w Ameryce Północnej jak i w Wielkiej Brytanii, tam gdzie liberalizacja postąpiła najdalej, potrzeba było od 5 do 10 lat zanim proces ten naprawdę się zaczął.

Polski sektor gazowniczy

- przekształcenia strukturalne i własnościowe

Kolejny wątek seminarium dotyczył przekształceń strukturalnych i własnościowych w Polskim Górnictwie Naftowym i Gazownictwie S.A. Problematyka ta została omówiona przez Prezesa PGNiG S.A. Andrzeja Lipko.

Bezpośrednim bodźcem do podjęcia bardziej radykalnej i systemowej restrukturyzacji PGNiG stało się postępowanie Urzędu Antymonopolowego (obecnie Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów) rozpoczęte na przełomie lat 1992 i 1993 i zakończone decyzją z dnia 12 marca 1993 r. W decyzji tej UA zalecił podział przedsiębiorstwa państwowego PGNiG. W I etapie miano wyodrębnić siedem zakładów (6 budowlano-montażowych oraz projektowy), w II – sześć zakładów geofizycznych oraz poszukiwawczych. Terminy te nie zostały przez PGNiG dotrzymane. Zarząd przedsiębiorstwa opracował natomiast „Program restrukturyzacji organizacyjnej PGNiG”. Ostateczna wersja programu, opracowana na bazie ww. dokumentu zaakceptowanego przez KERM, została przyjęta przez Radę Ministrów na posiedzeniu w dniu 2 kwietnia 1996 r. Przyjęty przez RM „Program restrukturyzacji organizacyjnej PGNiG” obejmował także wykonanie decyzji S.A. nakazujących wydzielenie jednostek organizacyjnych sfery poszukiwania gazu ziemnego i ropy naftowej oraz zaplecza technicznego.

Program zakładał restrukturyzację Przedsiębiorstwa w trzech etapach. I etap polegał na przekształceniu przedsiębiorstwa państwowego PGNiG w spółkę akcyjną, co nastąpiło w dniu 30 października 1996 r.

W II etapie wyodrębniono zakłady zaplecza technicznego i serwisowego przekształcając je w spółki prawa handlowego (objęło to ok. 13 500 pracowników). Zgodnie z decyzją UOKiK, PGNiG S.A. powinno w zawiązanych spółkach zmniejszyć swój udział poniżej 50%. Jednakże ze względu na niewielkie zainteresowanie inwestorów ze wewnątrznych Przedsiębiorstwo posiada w nich 100% udziałów. Wg prelegenta poważną przeszkodą w prywatyzacji są pakiety socjalne oraz nadmiar majątku. W wyniku realizacji działań II etapu wartość majątku finansowego PGNiG S.A. wzrosła z tego tytułu o ok. 600 mln. zł. Dwa pierwsze etapy zostały w znacznej mierze przeprowadzone do jesieni 1999 r.

Trzeci etap restrukturyzacji PGNiG zakładał zawiązanie podstawowych spółek: Polskie Gazownictwo (PG) S.A. oraz Polskie Górnictwo Naftowe (PGN) S.A. Po zrealizowaniu III etapu PGNiG S.A. miało wykonywać w stosunku do PG S.A. oraz PGN S.A. funkcje właścicielskie oraz posiadać pakiety akcji lub udziałów własnościowych innych spółek utworzonych na zorganizowanych częściach PGNiG (struktura holdingu).

W związku z faktem opóźniającego się procesu restrukturyzacji Przedsiębiorstwa oraz zmianą uwarunkowań sektora gazowniczego, w „Założeniach polityki ener-

tycznej Polski do 2020 r." przyjętych przez Radę Ministrów 22 lutego 2000 r., Rząd zobowiązał się do podjęcia w 2000 r. decyzji o modyfikacji programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A. z 1996 r.

Wykonując powyższe zobowiązanie Rada Ministrów w dniu 23 maja 2000 r. dokonała zmiany Programu przyjętego w roku 1996. Podstawowe założenia decyzji zmieniającej III etap „Programu restrukturyzacji...” dotyczą:

- wyodrębnienia z PGNiG S.A. w formie funkcjonalnych spółek prawa handlowego (początkowo ze 100% udziałem PGNiG S.A.):
 - spółki poszukiwawczo–produkcyjnej,
 - czterech makroregionalnych spółek dystrybucyjnych utworzonych drogą konsolidacji 23 oddziałów gazowniczych;
- pozostawienia Skarbowi Państwa akcji PGNiG S.A. działającego na bazie pozostałej części majątku oraz pozostałych praw i zobowiązań. PGNiG S.A. w szczególności prowadzić będzie działalność w zakresie zarządzania istniejącymi kontraktami na import gazu, przesyłu i magazynowania.

PGNiG S.A. działając na podstawie decyzji RM z dnia 23 maja 2000 r. oraz uchwały Walnego Zgromadzenia Akcjonariuszy (tj. Ministra Skarbu Państwa) utworzyło pięć spółek funkcjonalnych, z tego:

- jedną spółkę górniczą – Spółka „Górnictwo Naftowe” (SGN),
- cztery spółki dystrybucyjne: Mazowiecką Spółkę Gazownictwa (siedziba w Warszawie), Karpacką Spółkę Gazownictwa (siedziba w Tarnowie), Śląską Spółkę Gazownictwa (siedziba w Zabrze), Pomorsko–Wielkopolską Spółkę Gazownictwa (siedziba w Poznaniu).

Akty założycielskie powyższych spółek podpisano w dniu 22 grudnia 2000 r.; ich kapitały początkowe ustalono na poziomie 50 000 zł i pokryto w całości wkładem pieniężnym. Udziały w tych spółkach w całości objęło PGNiG S.A. W pierwszym kwartale br. planowane jest podwyższenie kapitałów zakładowych nowoutworzonych spółek i pokrycie ich w całości wkładem niepieniężnym w postaci składników majątkowych odpowiednich (wg właściwości miejscowej) oddziałów PGNiG S.A. Zakłada się, że składniki majątkowe, stanowiące aport do spółek obejmować będą pozycje aktywów i pasywów oddziału wnoszonych do poszczególnych spółek wg stanu na dzień wniesienia aportu, w tym w szczególności:

- składniki rzeczowego majątku trwałego niezbędne do prowadzenia działalności gospodarczej,
- udziały i akcje w sektorowych spółkach należących do PGNiG S.A.,
- składniki majątku obrotowego oraz zobowiązań związane z bieżącą działalnością oddziałów,
- salda rezerw, rozliczeń międzyokresowych kosztów oraz przychody przyszłych okresów, związane z bieżącą działalnością oddziałów.

Na bazie majątku pozostałego po faktycznym wniesieniu do spółek funkcjonalnych aportów, uformowana zostanie spółka przesyłowo–magazynowa, która będzie kontynuatorem działalności PGNiG S.A. Spółka ta prze-

mie wszystkie prawa i obowiązki powstałe przez wydzieleniem z niej spółek funkcjonalnych związane z nowym przedmiotem jej działalności. Zakłada się, że spółka przesyłowa nie będzie prywatyzowana przez co najmniej pięć lat od daty rejestracji spółek wyodrębnionych z obecnego PGNiG S.A. Po zakończeniu reorganizacji powstanie struktura holdingowa.

Funkcjonowanie i strategia PGNiG S.A.

W części poświęconej funkcjonowaniu i strategii rozwoju PGNiG S.A. przedstawiono zagadnienia związane z projekcją rozwoju rynku przedsiębiorstwa oraz jego planów taryfowych.

Prognozowany rozwój gospodarczy Polski oraz względy ekologiczne wymagają zmiany struktury zużycia energii pierwotnej i pociągają za sobą znaczny wzrost zapotrzebowania na gaz w gospodarce narodowej. W „Założeniach polityki energetycznej Polski do 2020 r.” przewiduje się wzrost zużycia gazu ziemnego w zależności od prognozowanego wariantu rozwoju kraju do poziomu 18,4–22 mld m³ w roku 2010 oraz 26–29,3 mld m³ roku 2020. Zaktualizowany program rozwoju gazyfikacji kraju opracowany przez PGNiG S.A. przewiduje zużycie gazu w wielkościach przedstawionych w Tablicy 1.

Tablica 1.

Wyszczególnienie	Lata			
	2000	2001	2002	2003
Sprzedaż	10,83	11,20	11,57	13,20
Rozchód	12,39	13,27	13,91	15,85

Czynnikami, które w ocenie PGNiG S.A. wpływają na prognozę zapotrzebowania są:

- trendy obowiązujące w gospodarce światowej,
- wymagania stawiane odnośnie ochrony środowiska,
- spowolnienie przez zagranicznych inwestorów strategicznych realizacji projektów energetycznych bazujących na paliwie gazowym,
- obserwowane trendy w strukturze zużycia gazu przez odbiorców przemysłowych,
- racjonalizacja wykorzystania źródeł energii,
- wzrost sprawności instalowanych odbiorników gazu.

Warunkiem koniecznym do zapewnienia realizacji zakładanych wielkości sprzedaży gazu jest rozbudowa systemu przesyłowego gazu oraz budowa nowych podziemnych magazynów gazu (PMG). Zadaniem PMG jest niwelowanie nierównomierności zużycia gazu, przy dość równomiernych dostawach zarówno ze złóż krajowych jak i z importu oraz zapewnienie zapasów gazu na odpowiednim poziomie. Przedsiębiorstwo widzi również możliwość wzrostu pozyskania gazu z wydobycia krajowego. Przewidywane nakłady inwestycyjne w zakresie przesyłania i magazynowania gazu ziemnego w latach 2000–2003 ocenia się na ok. 1,96 mld zł. Kluczowymi przedsięwzięciami w tym zakresie będą inwestycje związane z dywersyfikacją dostaw gazu (magistrala Lasów–Zgorzelec), rozbudową PMG (KPMG Mogilno, PMG Wierzchowice). W związku z restrukturyzacją i przekształceniami sektora gazowego

PLANY I ANALIZY

konieczne będzie także zmodyfikowanie systemów pomiarowo-rozliczeniowych.

PGNiG S.A. planuje również podjęcie działań marketingowych w celu pozyskiwania nowych odbiorców. W tym celu przedsiębiorstwo przeprowadziło analizę rynku gazu w Polsce. Zidentyfikowano poszczególne grupy odbiorców, do których będą następnie kierowane zróżnicowane działania marketingowe. Określono docelowe grupy odbiorców i na tej podstawie opracowano strukturę organizacyjną pionu marketingu w PGNiG S.A. W wyniku badań rynku Przedsiębiorstwa zauważono, że w przypadku gospodarstw domowych występuje niewielkie zużycie gazu ziemnego w stosunku do stopnia ich gazyfikacji – tylko 17% zgazyfikowanych gospodarstw domowych stosuje gaz na cele ogrzewania. Natomiast w przypadku klientów przemysłowych stwierdzono, po

stronie PGNiG S.A., słabe rozpoznanie ich potrzeb i rynków na jakich działają.



Agnieszka Głukowska-Sobol



Jacek Loret

*Autorzy są pracownikami
Departamentu Planów i Analiz URE*



Elektrownia „Opole” S.A.

ZASADA DOSTĘPU STRON TRZECICH DO SIECI ENERGETYCZNYCH

Iwona Figaszewska, Andrzej Jasienowicz, Zdzisław Muras

Podstawowym czynnikiem umożliwiającym powstanie silnych i efektywnych rynków konkurencyjnych w wytwarzaniu i obrocie energią elektryczną jest nałożenie na przedsiębiorstwa sieciowe obowiązku udostępnienia sieci dla innych podmiotów – tzw. dostęp stron trzecich, określany w skrócie TPA. Zasada ta w prawie polskim sformułowana została w art. 4 ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 z późn. zm.). Zgodnie z tym przepisem przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw lub energii mają obowiązek zapewnić wszystkim podmiotom świadczenie usług polegających na przesyłaniu energii lub paliw wydobywanych i wytwarzanych w kraju, z uwzględnieniem warunków technicznych i ekonomicznych, na warunkach uzgodnionych przez strony w drodze umowy. Świadczenie tych usług, nie może jednak obniżać niezawodności dostarczania oraz jakości paliw lub energii poniżej poziomu określonego odrębnymi przepisami, a także nie może powodować niekorzystnej zmiany cen oraz niekorzystnej zmiany zakresu dostarczania paliw lub energii do innych podmiotów przyłączonych do sieci.

W celu zapewnienia możliwości dostosowania układów pomiarowych do nowych warunków oraz ułatwienia monitorowania procesu wprowadzania i skutków jakie wywoła wdrożenie tej zasady, większość krajów, w tym także Polska, rozłożyło ten proces w czasie i wprowadzało sukcesywnie etapami, według kryterium wielkości zużywanego przez danego odbiorcę ilości energii elektrycznej. Na podstawie art. 65 ww. ustawy wydane zostało rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu użytkowania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz. U. Nr 107, poz. 671), zgodnie z którym prawo do korzystania z usług przesyłowych, nabyli odbiorcy dokonujący rocznych zakupów energii elektrycznej w wielkości nie mniejszej niż:

- 500 GWh – z dniem 30 września 1998 r.,
- 100 GWh – z dniem 1 stycznia 1999 r.,
- 40 GWh – z dniem 1 stycznia 2000 r.

Do dnia 28 października 2000 r. podstawowe zasady obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych oraz prowadzenia ruchu sieciowego i eksploatacji sieci prowadzone były na podstawie rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 21 października 1998 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, pokrywania kosztów przyłączenia, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. Nr 135, poz. 881 z późn. zm.).

Istotne w przedmiotowej sprawie uregulowania znajdu-

ją się obecnie w rozdz. 3 – 5 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 25 września 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. Nr 85, poz. 957).

Zgodnie z ww. rozporządzeniem ruch i eksploatację sieci:

- a) przesyłowej prowadzi Operator Systemu Przesyłowego (OSP),
- b) rozdzielczej prowadzi Operator Systemu Rozdzielczego (OSR).

Zadania OSP wykonuje w zasadzie tylko PSE S.A., zaś zadania OSR realizowane są przez poszczególne spółki dystrybucyjne.

Operator systemu przesyłowego i rozdzielczego jest zobowiązany do prowadzenia ruchu sieciowego i eksploatacji sieci. W związku z czym PSE S.A. celem zapewnienia harmonijnego współdziałania poszczególnych podmiotów, opracowały, na podstawie § 34 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 21 października 1998 r. (któremu obecnie odpowiada § 29 nowego rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 25 września 2000 r.), Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP), zatwierdzoną przez zarząd PSE S.A. w czerwcu 2000 r. Żadne ze wskazanych wyżej rozporządzeń, nie przewiduje konieczności uzgadniania IRiESP z operatorami sieci rozdzielczej. Taki obowiązek został natomiast nałożony na operatorów sieci rozdzielczej. Ponieważ instrukcja ruchu i eksploatacji sieci rozdzielczej powinna być zgodna z instrukcją ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej.

PSE S.A. 4 maja 1999 r. wprowadziły również do stosowania „Regulamin Rynku Bilansowego energii elektrycznej w Polsce”, który został zmieniony w dniu 26 czerwca 2000 r. i obecnie nosi nazwę „Regulamin Rynku Bilansującego energii elektrycznej 2000 w Polsce”. W odróżnieniu od Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, która wydana została w oparciu o przepisy ówczesnie obowiązującego rozporządzenia Ministra Gospodarki, Regulamin Rynku Bilansującego nie miał umocowania prawnego w obowiązujących przepisach.

Sprawa ta została jednak obecnie – chociaż pośrednio – już uregulowana. Zgodnie bowiem z art. 29 § 3 „nowego” rozporządzenia Ministra Gospodarki obowiązkiem operatora systemu przesyłowego jest określenie zasad bilansowania energii elektrycznej, jako części składowej IRiESP.

Zagadnienia dotyczące zasady TPA wywołują wielkie zainteresowanie, szczególnie wśród podmiotów uprawnio-

nych do korzystania z niej, dlatego też podjęto działania zmierzające do rozpoznania skali wdrażenia tej zasady w kraju.

Poniżej przedstawiono problemy związane z realizacją zasady TPA, które zostały scharakteryzowane na podstawie doświadczeń URE z I połowy 2000 r., zdobytych w trakcie działań, podejmowanych przez Prezesa URE, zmierzających do wyjaśnienia sporów powstałych pomiędzy różnymi przedsiębiorstwami (m.in. hutami, przedsiębiorstwami przemysłu gumowego, elektrowniami) a zakładami energetycznymi oraz PSE S.A., a także ankiet przeprowadzonych w II połowie 2000 r., wśród 33 spółek dystrybucyjnych i 138 odbiorców uprawnionych do korzystania z TPA.

Pozwoliło to ustalić najważniejsze powody, które zdaniem badanych utrudniają bądź uniemożliwiają korzystanie z usług przesyłowych polegających na przesyłaniu energii wytwarzanej w kraju.

Poniżej zostały przedstawione wnioski jakie można było wyciągnąć z przeprowadzonej analizy skarg i ankiet, wskazujące najważniejsze utrudnienia związane z praktycznym wdrożeniem tej zasady.

1. Problemy związane z realizacją zasady TPA, jakie zostały zidentyfikowane w trakcie działań zmierzających do wyjaśnienia powstałych sporów, miały charakter indywidualny i dotyczyły takich zagadnień jak:

- a. Ustalania Planów Koordynacyjnych Rocznych (PKR), Miesięcznych (PKM) i Dobowych (PKD). Problemy dotyczyły w tym przypadku obowiązku odpowiednio wcześniejszego zgłoszenia ilości energii elektrycznej do planów koordynacyjnych, co wynika bezpośrednio IRIESP,
- b. Obowiązku zakupu Minimalnych Ilości Energii (MIE) wynikający z kontraktów długoterminowych z PSE S.A. oraz konieczność uruchomienia Systemu Opłat Kompensacyjnych (SOK),
- c. Nieprecyzyjnego określenia w ww. rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 r. podmiotu uprawnionego do korzystania z TPA,
- d. Odmowy realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej,
- e. Odmowy realizacji umowy kupna energii elektrycznej z elektrowni wodnej.

2. W trakcie analizy ankiet uzyskano od spółek dystrybucyjnych informacje, z których wynika, że według stanu na dzień 15 września 2000 r., spośród 33 spółek dystrybucyjnych 9 (tj. 27,3%) miało zawarte umowy z odbiorcami o świadczenie usług przesyłowych, dotyczące przesyłania energii elektrycznej wytwarzanej w kraju. Spółki dystrybucyjne odnotowały istnienie 138 podmiotów uprawnionych do korzystania z usług przesyłowych, z czego 125 (tj. 90,57% ogólnej grupy uprawnionych) nie skorzystały z przysługującego im uprawnienia, a tylko 13 (tj. 9,42% ogólnej grupy badanych) zawarło stosowne umowy pozwalające na korzystanie z zasady TPA.

Z uprawnienia tego korzystają przede wszystkim niektóre kopalnie, huty, elektrownie, zakłady chemiczne i zakłady papiernicze. Nie skorzystały natomiast przedsiębiorstwa reprezentujące niemal wszystkie branże, przy czym

nie chodzi tu jedynie o odbiorcę rozproszonego jak PKP, ale także o rafinerie i stocznie, skończywszy na miejskich przedsiębiorstwach komunikacyjnych.

3. Analiza odpowiedzi uzyskanych od spółek dystrybucyjnych oraz odbiorców uprawnionych pozwoliła na identyfikację czterech podstawowych barier, które według nich są powodem ograniczeń we wdrożeniu zasady TPA. Należą do nich bariery natury: ekonomicznej, prawnej, technicznej oraz organizacyjnej. Na powstanie tych barier składają się czynniki zarówno subiektywne, jak i obiektywne.

Wśród czynników subiektywnych występujących po stronie spółek dystrybucyjnych na uwagę zasługuje np. odmowa przez spółkę zawarcia odrębnej umowy o świadczenie usług przesyłowych, swoista zmowa spółek mająca na celu piętrzenie trudności w uzyskaniu przez odbiorców uprawnionych dostępu do sieci.

Po stronie odbiorców uprawnionych jest to np. brak znajomości, a także niekiedy zainteresowania zasadą TPA, obawa przed skorzystaniem z nowych rozwiązań w sytuacji, gdy dotychczasowe sprawnie funkcjonują, brak odpowiedniego opomiarowania.

Nie bez znaczenia są także czynniki obiektywne wynikające z aktualnych uwarunkowań polskiej energetyki, takie jak np. istnienie kontraktów długoterminowych i konieczność ich wieloletniej obsługi, niejednoznaczność interpretacji przepisów prawnych definiujących odbiorców uprawnionych.

Poniżej przedstawiamy najważniejsze utrudnienia (bariery) związane z wdrażaniem zasady dostępu stron trzecich do sieci.

Lp.	BARIERY	PODMIOTY	
		Spółki Dystrybucyjne	Odbiorcy uprawnieni do korzystania z zasady TPA
1	2	3	4
1.	Ekonomiczna	57,6%	54,9%
2.	Prawna	36,4%	17,6%
3.	Techniczna	12,1%	12,1%
4.	Organizacyjna	39,4%	59,3%

Jak wynika z powyższego zestawienia, przy realizacji zasady TPA, spółki dystrybucyjne wskazywały przede wszystkim na trudności natury ekonomicznej, polegające na:

- niekorzystnej zmianie ceny w przypadku zawarcia przez uprawnionych odbiorców odrębnych umów sprzedaży energii elektrycznej oraz umów o świadczenie usług przesyłowych,
 - nie wyrażaniu zgody przez uprawnionego odbiorcę na przejęcie części Minimalnej Ilości Energii przypadającej na spółkę,
 - konieczności podniesienia opłat przesyłowych, w przypadku rozdzielenia umów, co może powodować nieopłacalność dla odbiorców korzystania z zasady TPA.
- Także istotne trudności związane z realizacją tej zasady, według spółek dystrybucyjnych tkwiły w obowiązujących przepisach prawa i sprowadzały się do:
- braku uregulowań prawnych dotyczących sytuacji gdy,

- wskutek niedotrzymania warunków umów bezpośrednich, energia elektryczna będzie musiała być kupiona z Rynku Bilansującego lub sprzedana na ten rynek,
- braku zgodności w zakresie prawa do korzystania z usług przesyłowych przez tzw. „odbiorców rozproszonych”, których roczne zakupy energii elektrycznej spełniają wprawdzie kryteria ilościowe (vide ww. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych), zaś przyłącza służące jako miejsca odbioru energii elektrycznej przez odbiorcę, znajdują się w wielu miejscach na terenie jednej spółki, a nawet zlokalizowane są na terenach wielu spółek. Spółki dystrybucyjne, w odróżnieniu od zainteresowanych „odbiorców rozproszonych”, uważają, iż ci odbiorcy nie mają prawa do korzystania z bezpośrednich usług przesyłowych,
 - braku uregulowań prawnych dotyczących partycypacji przez odbiorców, uprawnionych do korzystania z usług przesyłowych, w zakupie energii elektrycznej z tzw. generacji wymuszonej.

Na barierę natury technicznej spółki dystrybucyjne wskazywały w niewielkim stopniu, zaliczając do niej przede wszystkim:

- brak dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorcy do rozliczeń na rynku godzinowo-dobowym,
- obawy przed obniżeniem niezawodności dostaw energii elektrycznej.

Barierę organizacyjną wskazywane były w sposób bardzo ogólny. Za utrudnienia natury organizacyjnej spółki dystrybucyjne uznały:

- brak zainteresowania części odbiorców, którzy nabyli prawo do korzystania z usług przesyłowych,
- niechęć odbiorców do zawierania bezpośrednich umów wynikająca z braku wykwalifikowanej kadry w zakresie obrotu energią elektryczną.

Odpowiedzi uzyskane od spółek dystrybucyjnych pozwalają na wskazanie kilku najważniejszych zmian, które ich zdaniem, mogłyby usunąć ograniczenia we wdrażaniu zasady TPA, a mianowicie:

- likwidacja obowiązku zakupu Minimalnej Ilości Energii,
- zamieszczenie w przepisach precyzyjnej definicji tzw. „odbiorcy rozproszonego”, którego roczne zakupy energii elektrycznej spełniają kryteria ilościowe określone w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 r.,
- dostosowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorcy do rozliczeń na rynku godzinowo-dobowym, poprzez wprowadzenie ujednoliconych systemów zdalnego przesyłu wyników pomiaru energii elektrycznej do operatorów handlowo-technicznych.

Barierę ekonomiczną odbiorcy uprawnieni do korzystania z zasady TPA, upatrywali natomiast w:

- wątpliwych efektach ekonomicznych bezpośrednich umów albo niekorzystnych zmianach cen w przypadku zawarcia przez uprawnionych odbiorców odrębnych umów sprzedaży energii elektrycznej oraz umów o świadczenie usług przesyłowych,

- znacznym wzroście składnika stałego opłaty przesyłowej albo sumarycznym wzroście opłat przesyłowych skutkujący w efekcie spadkiem opłacalności umów bezpośrednich,
- odmowie ze strony spółek dystrybucyjnych zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych, uzasadnionej m.in. brakiem ekonomicznych warunków, stawek opłat w taryfie.

W znacznie mniejszym stopniu odbiorcy wskazywali na utrudnienia mające swoje podstawy w przepisach obowiązującego prawa, zaliczając do nich:

- brak, w momencie wypełniania ankiet, aktualnych przepisów wykonawczych, niepewność odbiorcy co do stabilności aktów prawnych dotyczących rynku energii elektrycznej, niedopracowane albo zbyt złożone procedury organizacyjno-prawne,
- stanowisko spółek dystrybucyjnych kwestionujące prawo „odbiorców rozproszonych” do zawierania bezpośrednich umów sprzedaży energii elektrycznej.

Do bariery technicznej zdaniem odbiorców uprawnionych można zaliczyć:

- ich obawy, iż umowy bezpośrednio mogą prowadzić m.in. do zmniejszenia pewności dostawy energii elektrycznej, obniżenia standardów jakościowych oraz wiązać się ze zwiększonym ryzykiem,
- odmowę ze strony spółki zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych, uzasadnianą m.in. brakiem technicznych warunków lub niemożnością utrzymania dotychczasowych technicznych warunków dostaw.

Na barierę natury organizacyjnej przy realizacji zasady TPA wskazała znaczna grupa odbiorców. Podobnie jednak, jak w przypadku spółek dystrybucyjnych, ich opinie są bardzo różnorodne i nie wskazują jednoznacznych utrudnień z tego wynikających. Do najważniejszych z nich zaliczono:

- brak zainteresowania wytwórców do zawierania bezpośrednich umów sprzedaży energii elektrycznej,
- nieznaną przyczynę przepisów lub błędną interpretację (przez odbiorców) aktów prawnych dotyczących zawierania bezpośrednich umów sprzedaży energii elektrycznej,
- brak zainteresowania odbiorców do zawierania bezpośrednich umów sprzedaży energii elektrycznej z powodu likwidacji zakładu, restrukturyzacji, przekształceń własnościowych itp.,
- obowiązywanie, w chwili przeprowadzania ankiety, umowy sprzedaży energii elektrycznej zawartej pomiędzy spółką dystrybucyjną a odbiorcą,
- niechęć odbiorców do zawierania bezpośrednich umów wynikająca z braku wykwalifikowanej kadry w zakresie obrotu energią elektryczną.

Zdaniem natomiast odbiorców, aby usunąć ograniczenia w korzystaniu z zasady TPA należy przede wszystkim:

- zlikwidować uciążliwości związane z kontraktami długoterminowymi,
- zmniejszyć relacje stawek opłat za usługi przesyłowe w stosunku do stawek opłat za energię elektryczną,

- wprowadzić jasne i stabilne przepisy prawa, dotyczące rynku energii elektrycznej.

Zarówno dostawcy, jak i odbiorcy upatrują ograniczenia w stosowaniu zasady TPA głównie w istnieniu barier natury ekonomicznej. Znaczącą barierę stanowią też przepisy prawa, jednak w tym przypadku występuje zdecydowana różnica w ilości wskazań każdego z tych podmiotów. Na istnienie tej bariery wskazały przede wszystkim spółki dystrybucyjne. Natomiast bariery techniczne nie są postrzegane przez ankietowanych, jako istotna przeszkoda w korzystaniu z bezpośredniego dostępu uprawnionych do sieci. Również bariery natury organizacyjnej, chociaż bardzo licznie wskazane, to jednak ze względu na ich

ogromne zróżnicowanie, stanowią w rzeczywistości niewielką przeszkodę w korzystaniu z zasady TPA. Rozproszenie wskazań uniemożliwia jednakże ustalenie głównych przyczyn organizacyjnych stanowiących bezpośrednie utrudnienie stosowania jej w praktyce.

Jak wynika z przedstawionego powyżej materiału, będącego jedynie fragmentem większego opracowania zespołu pracowników Departamentu, stopień realizacji zasady dostępu stron trzecich do usług przesyłowych w praktyce jest nieznaczny. Jest więc jeszcze wiele do zrobienia, aby zasada ta, słuszną w swym założeniu była wykorzystywana w znacznie większej mierze niż mamy z tym do czynienia obecnie.



Iwona Figaszewska
dyrektor

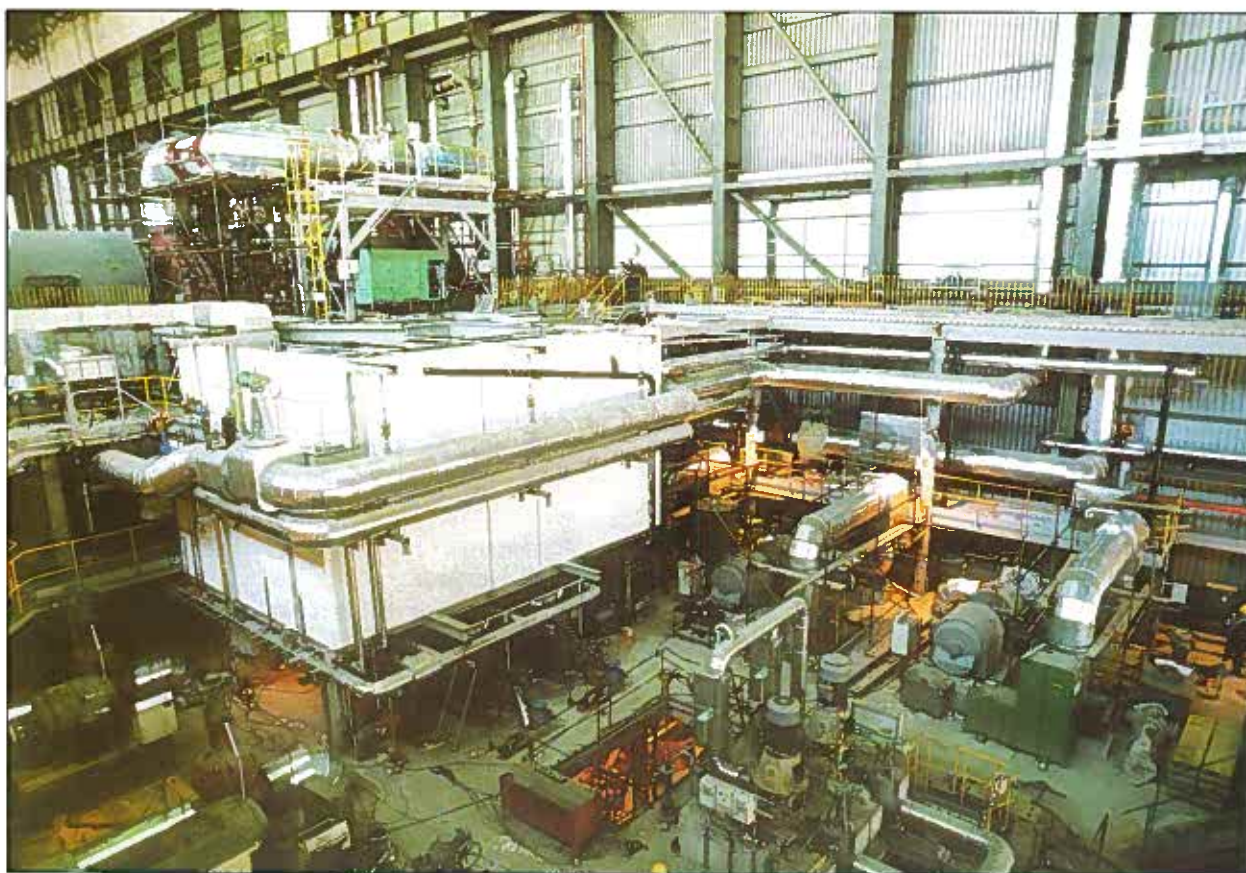


Andrzej Jasienowicz
główny specjalista



Zdzisław Muras
specjalista

Departament Nadzoru i Kontroli Jakości URE



Elektrociepłownia „Karolin”

WYTWARZANIE ENERGII W SKOJARZENIU

dr Andrzej W. Różycki, Roman Szramka

Wstęp

W Założeniach Polityki Energetycznej Polski do 2020 roku, przyjętych przez Radę Ministrów 22 lutego 2000 roku, we wstępie do rozdziału dotyczącego polityki racjonalizacji zawarto następującą diagnozę: „*Gospodarka polska lat dziewięćdziesiątych charakteryzuje się systematyczną poprawą wskaźników efektywności gospodarowania paliwami i energią. Podstawową tego przyczyną są zmiany struktury tworzenia wartości dodanej w gospodarce narodowej oraz znaczny, realny wzrost cen paliw i energii. Większość wykonanych ocen i analiz wskazuje, że dotychczasowa poprawa efektywności energetycznej związana była głównie z rezerwami prostymi likwidującymi marnotrawstwo energii. Nie obejmuje natomiast zaawansowanych rozwiązań wzorowanych na rozwiązaniach sprawdzonych w praktyce wysokorozwiniętych krajów Unii Europejskiej i OECD.*” Rząd uznał w tym dokumencie technologię skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej za szczególnie istotną i zobowiązał Ministra Gospodarki do podjęcia prac nad projektem ustawy określającej politykę Państwa w zakresie racjonalnego użytkowania energii, źródeł skojarzonych i odnawialnych. Do racjonalnego i efektywnego użytkowania paliw i energii odnoszą się także zapisy ustawy Prawo energetyczne. Art. 19 tej ustawy zobowiązuje zarządy gmin do uwzględniania w projekcie założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe oraz lokalnych możliwości skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Z kolei art. 23 tej samej ustawy, nakłada na Prezesa URE m. in. obowiązek publikowania informacji służących zwiększaniu efektywności użytkowania paliw i energii.

Wytwarzaniu energii elektrycznej w tradycyjnej elektrowni kondensacyjnej towarzyszy powstawanie znacznych ilości ciepła odpadowego, które jest odprowadzane do rzek, jezior lub do atmosfery. W związku z tym sprawność wytwarzania w takiej elektrowni jest niska i wynosi poniżej 40%. Najnowsze rozwiązania techniczne podnoszą tę sprawność o kilka procent, a zastosowanie bloków parowo-gazowych – nawet do 55%, jednak ilość traconego ciepła jest ciągle znaczna. Istotna poprawa sprawności następuje przy skojarzonym wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła. W elektrociepłowni powstające w procesie technologicznym ciepło zostaje zagospodarowane. Para wodna po częściowym rozprężeniu w turbinie parowej może być wykorzystywana bezpośrednio jako para technologiczna. Może służyć do podgrzewania wody w sieci zamkniętej centralnego ogrzewania budynków. Odzyskana para wodna może także podgrzewać wodę użytkową dostarczaną odbiorcom. Fakt, że para wodna nie jest kondensowana w skraplaczu, powoduje zmniejszenie strat ciepła, a tym samym podnosi sprawność elektrociepłowni w porównaniu z tradycyjną elektrownią kondensacyjną. Elek-

trociepłownie, pracujące w systemie skojarzonym (Combined Heat and Power – CHP), wytwarzają zatem energię elektryczną i ciepło w jednym procesie technologicznym, wykorzystującym te same urządzenia i to samo paliwo. W rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 14 grudnia 2000 roku (§ 15 ust. 2) wprowadzone zostało pojęcie pełnego skojarzenia: „Przez pełne skojarzenie, o którym mowa w ust. 1, rozumie się wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, ze sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną i ciepło łącznie co najmniej 65%, obliczoną jako średnioroczną w danym roku obowiązywania taryfy”. W sensie ekonomicznym skojarzona produkcja ciepła i energii elektrycznej jest przekształcaniem strumienia kosztów inwestycyjnych i operacyjnych na strumień przychodów ze sprzedaży obu tych nośników (J. Norwisz, Z. Kolenda). Celem kojarzenia tych procesów jest eliminacja niektórych przemian w ich przebiegu, a tym samym zmniejszenie zużycia: energii napędowej, strat termodynamicznych (egzergii), nakładów inwestycyjnych oraz emisji szkodliwych produktów odpadowych. Sprawność elektrociepłowni wykorzystujących węgiel kamienny dla produkcji energii elektrycznej wynosi ok. 30–40%, zaś sprawność całkowita wraz z wytwarzaniem ciepła ok. 70–80%. Łączna sprawność wytwarzania skojarzonego może przekroczyć nawet 90%. W ogólnym bilansie krajowej energetyki około 15% energii elektrycznej w końcu roku 1999, pochodziło ze źródeł skojarzonych (wg danych Agencji Rynku Energii). Obecnie pracuje wiele elektrociepłowni zbudowanych na zasadach skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Są to inwestycje zlokalizowane w dużych aglomeracjach i zaopatrują ludność w obydwu rodzaje energii. Duże elektrociepłownie nie są pozbawione wad. Wykorzystują one najczęściej paliwo stałe w postaci węgla kamiennego, którego stosowanie wpływa jednak niekorzystnie na stan środowiska naturalnego. Powoduje to konieczność podejmowania inwestycji z zakresu ochrony środowiska dla ograniczenia szkodliwych emisji i utylizacji odpadów powstających w procesie spalania. Wysokich nakładów, nie tylko na etapie inwestycyjnym, ale również w czasie eksploatacji, wymagają rozległe sieci przesyłowe, także dla energii cieplnej, co w konsekwencji znacznie podnosi koszty obciążające końcowego odbiorcę. Pewną kosztowną niedogodnością jest także konieczność dostaw węgla kamiennego do elektrociepłowni. W niektórych przypadkach transportuje się go nawet na kilkusetkilometrowych trasach.

Rozproszone skojarzone wytwarzanie energii – kogeneracja

Z mankamentów jakie mają duże elektrociepłownie systemowe narodziła się, w ostatnich latach, koncepcja rozproszonych skojarzonych źródeł energii o małych mo-

cach zainstalowanych (do 1 MW), wykorzystujących silniki tłokowe. Tego rodzaju urządzenia były stosowane także w przeszłości jako rezerwowe źródła energii elektrycznej w obiektach wymagających stałego zasilania. Wcześniej były one uruchamiane jedynie w przypadku wystąpienia awarii zewnętrznego systemu zasilania. Obecnie w zastosowaniach przemysłowych, instaluje się niekiedy moce do 10 MW, a rzadziej większe. W literaturze specjalistycznej pojawiło się nowe pojęcie: *kogeneracja na małą skalę*. Operuje się także terminami *minikogeneracji* i *mikrokogeneracji*. Pojawiają się, z tego zakresu, liczne publikacje, producenci oferują nowe i kompletne instalacje dla kogeneracji, a liczba podejmowanych inwestycji w wielu krajach gwałtownie rośnie. Wg A. Augusiaka w ciągu jednego roku na przełomie 1998 – 1999 uruchomiono na świecie ponad 5200 obiektów z silnikami spalinowymi o ogólnej mocy 9600 MW. Pośród tych urządzeń tylko 16% przypada na moce większe niż 2 MW. Z wykorzystaniem turbin gazowych, w tym samym okresie, uruchomiono 875 instalacji skojarzonych. W tym przypadku przeważają jednak moce jednostkowe powyżej 60 MW. Ogólna ich moc zainstalowana w świecie osiągnęła w 1999 roku ponad 64 250 MW. Tak znaczny postęp w skojarzonym wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła specjaliści tłumaczą faktem łatwiejszego, niż w przeszłości, dostępu do zasobów gazu ziemnego. W rozproszonych instalacjach skojarzonych może być stosowane dowolne paliwo. Najwygodniej jednak, a potwierdza to dotychczasowa praktyka, jest stosować olej opałowy lub gaz. W małych układach skojarzonych (o mocy 30 do 1000 kW) wykorzystujących silniki tłokowe można stosować paliwa gazowe różnego pochodzenia: gaz ziemny wysokometanowy, ziemny zaazotowany, z odmetanowania kopalń, wysypiskowy, różne rodzaje biogazu, gaz wielkopieczowy, koksowniczy, ze zgazowania drewna i inne. W instalacji skojarzonego wytwarzania energii wykorzystującej silnik tłokowy i przeciwprężną turbinę parową silnik napędza generator, który wytwarza energię elektryczną zapatrującą lokalny obiekt. Nadwyżki tej energii mogą być także odprowadzane do sieci przesyłowej. Ciepło grzewcze pozyskuje się z układu chłodzenia powietrza, miski olejowej, wodnego płaszcza silnika i emitowanych spalin. Odbiór ciepła może następować w postaci gorącej wody lub też w postaci przegrzanej pary wodnej. W niektórych konstrukcjach przewiduje się dodatkowe spalanie paliwa w kotle odzyskowym, co pozwala podnieść moc cieplną układu. Można więc przyjąć, że w porównaniu z tradycyjnym wytwarzaniem ciepła i energii elektrycznej moduł elektrociepłowni lokalnej pozwala zaoszczędzić do 40% energii pierwotnej i chronić środowisko dzięki zmniejszeniu o 50 do 60% emisji CO₂ i 20 do 25% emisji NO_x. Jeżeli jako paliwo stosuje się gaz ziemny, różnica ta dochodzić może do 70%. Nie występują wówczas także emisje pyłów, SO₂ i popiołów, a przy właściwej eksploatacji tlenek węgla i węglowodory pojawiają się jedynie w ilościach śladowych. Bardzo przydatne w instalacjach skojarzonych są także turbiny gazowe. Niekiedy adoptuje się do tego celu silniki lotnicze różnej mocy, a także konstruuje się specjalne turbiny dla celów energetycznych. Swoimi walorami,

szczególnie w zakresie sprawności energetycznej, przewyższają one silniki tłokowe. Urządzenia te umożliwiają także instalowanie generatorów energii elektrycznej o większej mocy. Przy wykorzystaniu turbin jedynym użytecznym źródłem ciepła są spaliny. Stosunek ilości ciepła do energii elektrycznej uzyskiwanych w skojarzeniu wynosi średnio około 2:1. W konstrukcjach bardziej wyrafinowanych, przy stosowaniu dodatkowego spalania ten stosunek może osiągać wartość nawet 5:1. Nowoczesne rozwiązania techniczne układów małych elektrociepłowni cechują się wysoką niezawodnością, niewielkimi gabarytami, niskimi nakładami inwestycyjnymi (800–1200 PLN/kW), modularnością konstrukcji, krótkim czasem budowy oraz pełną automatyzacją. Jedna osoba może nadzorować pracę kilku niewielkich elektrociepłowni. Pozwalają także na uniezależnienie się od zewnętrznych dostaw energii elektrycznej i ciepłej, natychmiastowy rozruch instalacji i bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej i ciepła. W przypadku, gdy ciepło jest produkowane głównie do celów grzewczych spada wydajność ekonomiczna układu w lecie, kiedy występuje nań mniejsze zapotrzebowanie. Nadmiar ciepła pozostającego do dyspozycji w okresie letnim może jednak zostać wykorzystany do produkcji chłodu w oparciu o zasilane ciepłem chłodziarki absorpcyjne. Fakt ten stał się przesłanką do budowy takich instalacji, w których wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej jest połączone z wytwarzaniem chłodu dla celów klimatyzacyjnych (trigeneracja). Dobrym rozwiązaniem będzie połączenie modułu elektrociepłowni z pompą ciepła zasilającą wodą grzejną osiedle domów jednorodzinnych. W wielu krajach małe instalacje skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła są wykorzystywane w różnych obiektach użyteczności publicznej np. w szpitalach i ośrodkach sportowych. Ich szersze wykorzystanie przewiduje się również w hotelach, halach targowych i wystawowych, domach studenckich, szklarniach i przemyśle spożywczym.

Problemy regulacyjne

Zgodnie z ustawą *Prawo energetyczne* podmioty gospodarcze są zobowiązane do uzyskania **koncesji** od Prezesa URE w zakresie: „wytwarzania paliw i energii, z wyłączeniem: wytwarzania paliw stałych, wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o mocy poniżej 5 MW, wytwarzania paliw gazowych z gazu płynnego, wytwarzania ciepła w źródłach o mocy poniżej 1 MW” (art. 32 ust. 1 pkt 1). Obowiązek ten dotyczy również skojarzonych źródeł wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Uwzględniając powyższe kryteria wynikające z zainstalowanych mocy podmioty gospodarcze, wytwarzające energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu, są zobowiązane do uzyskania dwóch niezależnych koncesji w zakresie wytwarzania. Jednej na wytwarzanie ciepła i drugiej na wytwarzanie energii elektrycznej. W przypadku kogeneracji rozproszonej, gdzie instalowane są małe moce, obowiązek ten będzie w praktyce częściej dotyczył wytwarzania ciepła a znacznie rzadziej wytwarzania energii elektrycznej. Warunki, jakie powinno spełnić przedsiębiorstwo celem uzyskania koncesji są zawarte w art. 33 ust. 1 ustawy *Prawo energetyczne* i nie

odbiegają od warunków stawianych przedsiębiorstwom wytwarzającym energię bez skojarzenia. Przedsiębiorstwa, którym udzielono koncesję mają obowiązek corocznego kalkulowania **taryf na energię** i uzyskania ich zatwierdzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Istnieje także możliwość, na podstawie art. 49 ustawy – Prawo energetyczne, zwolnienia przedsiębiorstwa energetycznego, przez Prezesa URE, **z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia**, jeżeli stwierdzi, że działa ono na rynku konkurencyjnym. Może on także cofnąć udzielone zwolnienie w przypadku ustania warunków uzasadniających zwolnienie.

Cenę energii elektrycznej wytworzonej przez jednostkę wytwórczą lub grupę takich jednostek w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła oblicza się wg algorytmu, w którym, zgodnie z § 15 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 14 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. Nr 1 z 2001 r., poz. 7), uwzględnia się średnią cenę energii elektrycznej wytworzonej w krajowym systemie elektroenergetycznym w jednostkach wytwórczych kondensacyjnych, w roku kalendarzowym poprzedzającym rok obowiązywania taryfy, średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych, współczynnik korekcyjny, określający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej w danym roku obowiązywania taryfy. Obliczenie taryfy na ciepło następuje wg przepisów rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 12 października 2000 r. „w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem”. Planowane koszty wytwarzania ciepła w pierwszym roku stosowania taryfy oblicza się jako różnicę między planowanymi łącznymi kosztami wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w pierwszym roku stosowania taryfy pomniejszone o kalkulowane przychody ze sprzedaży energii elektrycznej.

Bardzo istotne jest, że rozporządzenie Ministra Gospodarki stanowi również, aby taryfy dla energii elektrycznej i ciepła dla źródeł, w których występuje skojarzone wytwarzanie, były ustalane dla tego samego okresu. Zapis ten pozwoli ułatwić, w procesie zatwierdzania taryf przez Prezesa URE, analizę kosztów uzasadnionych ponoszonych przez przedsiębiorstwo wytwarzające energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu i utrudni ewentualne próby podwójnego uwzględniania tych samych kosztów przez przedsiębiorstwo.

Niezwykle korzystne dla takich podmiotów jest także rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarza-

nej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. Nr 122, poz. 1336), które stanowi w § 1 ust. 4: „Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, a także obrotem tą energią jest zobowiązane do zakupu całej oferowanej energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła ze źródeł przyłączonych do sieci należącej do tego przedsiębiorstwa, niezależnie od wielkości zainstalowanej mocy elektrycznej źródła, z zastrzeżeniem § 3 pkt 1 i 2 oraz pkt 4 i 6”. Wymienione zastrzeżenia oznaczają konieczność prowadzenia w/w działalności gospodarczej w Polsce i uzyskania sprawności przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną i ciepło łącznie nie mniejszą niż 65%, obliczoną jako średnioroczna w roku kalendarzowym, w którym dokonuje się zakupu energii elektrycznej. Obowiązek zakupu nie dotyczy także energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych z paliw rozszczepialnych oraz procesu spalania odpadów. Innych ograniczeń rozporządzenie Ministra Gospodarki nie wnosi, co oznacza, że obejmuje ono wszystkich wytwórców energii powstającej w skojarzeniu; zarówno duże elektrociepłownie systemowe jak i małą kogenerację rozproszoną.

Jedną z zalet skojarzonego wytwarzania energii jest obniżenie jej kosztów w odniesieniu do energii uzyskiwanej z elektrowni kondensacyjnych. Niestety fakt ten nie został dostatecznie uwzględniony w w/w rozporządzeniu, skutkiem czego taryfy na energię elektryczną uzyskiwaną w skojarzeniu są realnie korzystniejsze od taryf na energię uzyskiwaną w technologii kondensacyjnej. Taka sytuacja stawia producentów energii w systemie skojarzonym, w tym także duże elektrociepłownie, w uprzywilejowanej ekonomicznie pozycji. Nie skłania to podmiotów do obniżania kosztów własnych i może ugruntować zachowania monopolistyczne na lokalnych rynkach energii. Słuszność tej diagnozy potwierdza pośrednio żywe zainteresowanie zagranicznych inwestorów, w planowanym procesie prywatyzacji, właśnie elektrociepłowniami w naszym kraju.



Andrzej W. Różycki



Roman Szramka

Autorzy są pracownikami
Departamentu Planów i Analiz URE

WARUNKI KORZYSTANIA Z USŁUG PRZESYŁOWYCH PRZEZ ODBIORCÓW CIEPŁA

Witold Cherubin

Po wielu latach dyskusji kraje Unii Europejskiej przyjęły dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady Europy dla wewnętrznego rynku:

- energii elektrycznej → dyrektywa 96/92/EC (19.12.1996),
- gazu ziemnego → dyrektywa 98/30/EC (22.06.1998).

Przewidują one m.in. swobodny dostęp do sieci, co umożliwi odbiorcom zakup energii elektrycznej lub gazu bezpośrednio u wytwórcy i korzystanie z usług przesyłowych przedsiębiorstwa „sieciovego”. Ma to na celu zwiększenie konkurencji po stronie pozyskania energii elektrycznej lub gazu i jest powszechnie znane jako „zasada TPA” (ang. Third Party Access czyli „dostęp trzeciej strony”).

Podstawowymi warunkami dla wprowadzenia tej zasady są:

- rozdzielenie przedsiębiorstw „sieciovych” od wytwórców,
- odpowiedni potencjał wytwórczy i zdolność przesyłowa sieci,
- przestrzeganie zasad gospodarki rynkowej oraz przepisów „antymonopolowych”, zabraniających nierównego traktowania odbiorców i stosowania praktyk monopolistycznych,
- opublikowanie stawek opłat za usługi przesyłowe.

W Polsce, zgodnie z art. 4 ustawy Prawo energetyczne (zwanej dalej ustawą), również „sieciovie” przedsiębiorstwa ciepłownicze mają obowiązek zapewnić świadczenie usług przesyłowych na warunkach uzgodnionych w umowie, z uwzględnieniem warunków technicznych i ekonomicznych, przy czym świadczenie tych usług nie może:

- obniżać niezawodności dostaw poniżej poziomu, określonego odrębnymi przepisami,
- powodować niekorzystnej zmiany cen oraz zakresu dostaw do innych podmiotów przyłączonych do sieci.

Ustawa stanowi w art. 7, że przedsiębiorstwo „sieciovie” ma obowiązek zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci, jeśli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki dostarczania ciepła, a żądający zawarcia umowy ma tytuł prawny do korzystania z obiektu, do którego ma być dostarczane ciepło i spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru.

Należy podkreślić, że dotyczy to nie tylko „dystrybutorów” przesyłających ciepło zakupione od wytwórców, ale wszystkich przedsiębiorstw przesyłających ciepło → również gdy odbiorca zażąda przesłania ciepła, zakupionego w innym źródle.

Jak już wspomniano ujednolicenie zasad wewnętrzne-

go rynku energii nastąpiło w krajach UE po wielu latach negocjacji tylko w elektroenergetyce i gazownictwie, natomiast nie dotyczy to sieci ciepłowniczych. Trzeba bowiem zwrócić uwagę na istotną różnicę między tymi systemami sieciowymi, gdyż energia elektryczna lub paliwo gazowe są bezpośrednio zużywane w urządzeniach odbiorczych, a ciepło jest przesyłane za pośrednictwem pary lub gorącej wody (nośnika ciepła). Komplikuje to możliwość wprowadzenia zasady TPA, gdyż wymaga stosowania odrębnych rurociągów dla każdego rodzaju nośnika ciepła (jedną siecią można transportować tylko jeden rodzaj nośnika o określonych parametrach). Ponadto sieci elektroenergetyczne i gazownicze mają zasięg międzynarodowy, a sieci ciepłownicze mają zasięg lokalny, co ma istotny wpływ na warunki konkurencji i skutki ekonomiczne stosowania w tych sieciach zasady TPA.

Ustawa określiła podstawowe zasady funkcjonowania sektora energii, ale jej pełne wdrożenie do praktyki gospodarczej wymagało wydania szeregu aktów wykonawczych. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 11 sierpnia 2000 r. (Dz. U. Nr 72, poz. 845), określa szczegółowe warunki przyłączania podmiotów do sieci ciepłowniczych, obrotu ciepłem, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciovego i eksploatacji sieci oraz standardy jakościowe obsługi odbiorców. Zgodnie z tym rozporządzeniem szczególne warunki przyłączenia do sieci są określane przez przedsiębiorstwo „sieciovie” i przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie.

Zgodnie z § 15 tego rozporządzenia, przedsiębiorstwo „sieciovie” nie może odmówić zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych, **jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:**

- 1) istnieją techniczne możliwości przesyłania istniejącą siecią ciepłowniczą zamówionej mocy cieplnej i ilości ciepła, bez pogorszenia niezawodności i zakresu dostarczania ciepła odbiorcom eksploatującym instalacje odbiorcze przyłączone do tej sieci,
- 2) istnieją układy pomiarowo-rozliczeniowe, umożliwiające określenie ilości ciepła dostarczanego ze źródła ciepła i odbieranego z sieci ciepłowniczej,
- 3) zapewnione jest:
 - a) zabezpieczenie sieci ciepłowniczej przed pogorszeniem parametrów i jakości nośnika ciepła w tej sieci,
 - b) dotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców eksploatujących instalacje odbiorcze przyłączone do tej sieci,

4) świadczenie usług przesyłowych nie będzie powodowało wzrostu opłat za dostarczanie ciepła, ponoszonych przez odbiorców eksploatujących instalacje odbiorcze przyłączone do tej sieci.

Jednocześnie § 16 tego rozporządzenia określa szczegółowe wymagania dla umowy o świadczenie usług przesyłowych.

Poniżej omówiono problemy techniczne i ekonomiczne związane ze spełnieniem w systemach ciepłowniczych określonych przepisami warunków, dotyczących świadczenia usług przesyłowych, a w szczególności zasady TPA.

Pierwszy warunek oznacza, że świadczenie usług przesyłowych na zasadzie TPA nie może obciążać przedsiębiorstwa „sieciovego” dodatkowymi inwestycjami (np. rozbudowa sieci) oraz nie może spowodować pogorszenia niezawodności i zakresu dostarczania ciepła odbiorcom już przyłączonym do sieci. Spełnienie tego warunku:

- w sieci parowej jest niemożliwe ze względów technicznych, gdyż wprowadzenie dodatkowego strumienia pary w dowolnym punkcie spowoduje zakłócenia w jej pracy, a ponadto uniemożliwi ustalenie odpowiedzialności w przypadku stwierdzenia zanieczyszczenia nośnika ciepła i spowodowanych tym ewentualnych awarii;

- w sieci wodnej jest też praktycznie niemożliwe ze względu na promieniowy układ istniejących sieci i zależność oporów hydraulicznych od szybkości przepływu wody, co determinuje natężenie przepływu w poszczególnych odcinkach sieci i kierunek przepływu wody.

Tylko w sieciach zbudowanych w układzie pierścieniowym (umożliwiającym równoległą pracę kilku źródeł na wspólną sieć), przyłączenie w dowolnym punkcie sieci nowego źródła ciepła (o ile przepustowość sieci na to pozwala), sprzedającego ciepło odbiorcy korzystającemu z usług przesyłowych, nie powoduje pogorszenia niezawodności i zakresu dostarczania ciepła do innych odbiorców przyłączonych do tej sieci. Jednak równoległa praca źródeł na wspólną sieć wymaga płynnego dostosowywania natężenia przepływu wody i jej parametrów do warunków pracy sieci i aktualnych potrzeb odbiorców. Niezbędne jest więc kompleksowe wyposażenie systemu ciepłowniczego w urządzenia automatycznej regulacji (w źródłach ciepła i węzłach cieplnych), co pociąga za sobą znaczne nakłady inwestycyjne.

Trzeba wyjaśnić, że w połączonych sieciach ciepłowniczych, zasilanych z kilku źródeł ciepła, które są zbudowane w układzie promieniowym, lub nie zostały wyposażone w automatykę, każde z tych źródeł zasila wydzielony rejon, zaś możliwości ich wzajemnego rezerwowania są ograniczone przepustowością „najwęższych” odcinków sieci. W takich przypadkach stosuje się uśrednianie cen i stawek opłat dla odbiorców zasilanych z sieci ciepłowniczej.

Dodatkową przeszkodę stanowi powszechnie stosowana trwała regulacja hydrauliczna (rozdział nośnika ciepła do węzłów cieplnych) przy pomocy „kryz regulacyjnych” i potrzeba dokonywania pracochłonnej wymiany kryz po każdorazowej zmianie zamówionej mocy cieplnej przez odbiorców przyłączonych do sieci, co powoduje wzrost kosztów dostarczania ciepła.

Ponadto trzeba zwrócić uwagę na trudności w prowadzeniu ruchu sieciowego (sterowaniu natężeniem przepływu i parametrami nośnika ciepła) w sytuacji, gdy przedsiębiorstwo „sieciovie” nie będzie związane umową sprzedaży ciepła z wytwórcą, dostarczającym do sieci ciepło dla potrzeb odbiorcy korzystającego z usługi przesyłowej.

Trzeba dodać, że w niektórych systemach ciepłowniczych czyni się wysiłki w celu stworzenia pierścieniowych układów sieciowych, gdyż umożliwia to optymalizację kosztów zaopatrzenia w ciepło (najdroższe źródło pracuje tylko w okresie szczytu). Jednakże bardzo wysokie nakłady na budowę dodatkowych lub wymianę istniejących odcinków sieci oraz na niezbędne urządzenia automatycznej regulacji w źródłach ciepła i węzłach cieplnych, stwarzają istotne ograniczenie dla wprowadzenia równoległej pracy źródeł ciepła na wspólną sieć w polskich systemach ciepłowniczych.

Drugi warunek oznacza konieczność poniesienia dodatkowych nakładów inwestycyjnych na układy pomiarowo-rozliczeniowe, których zainstalowanie jest konieczne w źródle ciepła i w węzle cieplnym odbiorcy. Trzeba bowiem wyjaśnić, że w systemach ciepłowniczych powszechnie są stosowane ciepłomierze klasy 5 (wg międzynarodowego zalecenia dla ciepłomierzy OIML R 75), dla których graniczny (dopuszczalny) względny błąd pomiaru ciepła wynosi $\pm 8\%$. Natomiast dla powszechnie stosowanych wodomierzy względny błąd pomiaru wynosi $\pm 5\%$, a przy tzw. proggu rozruchu pomiar natężenia przepływu jest niemożliwy. Oznacza to, że w przypadku nałożenia się przeciwnych błędów pomiarów, sumaryczny błąd pomiaru ilości ciepła może sięgać 16%, a sumaryczny błąd pomiaru ilości nośnika ciepła 10%.

Tak duże błędy pomiaru są niedopuszczalne w rozliczeniach za ciepło i nośnik ciepła dostarczane do odbiorcy korzystającego z usługi przesyłowej na zasadzie TPA, gdyż dla rozliczeń tych istotne znaczenie mają występujące podczas przesyłania siecią ciepłowniczą straty mocy cieplnej oraz straty ciepła i nośnika ciepła. Ponadto w sieciach wodnych nośnik ciepła może być również sprzedawany odbiorcom, w celu uzupełnienia ubytków wody, krążącej w instalacjach odbiorczych za węzłami cieplnymi.

W związku z tym rozliczenia za usługi przesyłowe na zasadzie TPA muszą być oparte na odczycie wskazań znacznie dokładniejszych urządzeń pomiarowych o granicznym (dopuszczalnym) względnym błędzie pomiaru rzędu $\pm 0,5$ do 1%. Jednakże nakłady na zakup i montaż urządzeń tej klasy są wielokrotnie wyższe niż zwykłych ciepłomierzy i wodomierzy, co dla takiego odbiorcy oznacza wzrost kosztów zaopatrzenia w ciepło.

Trzeci warunek oznacza konieczność poniesienia dodatkowych nakładów inwestycyjnych związanych z zapewnieniem wymaganej jakości nośnika ciepła i dotrzymaniem standardów jakościowych obsługi odbiorców przyłączonych do sieci. Wynika to stąd, że:

Zabezpieczenie sieci ciepłowniczej przed pogorsze-

niem parametrów nośnika ciepła w sieciach parowych sprowadza się najczęściej do wyeliminowania zwrotu skroplin, a w sieciach wodnych stosuje się rozdzielanie obiegu wody sieciowej od wody krążącej w źródle ciepła i wody płynącej w instalacjach odbiorczych. Pociąga to za sobą nakłady inwestycyjne na rozbudowę stacji uzdatniania wody dla kotłów parowych, natomiast w sieciach wodnych nakłady na wymienniki ciepła, oddzielające obieg wody sieciowej. Ponadto instaluje się różnego rodzaju urządzenia (filtry, odmulacze itp.), odseparowujące zanieczyszczenia znajdujące się w wodzie sieciowej. Zabezpieczenia takie są konieczne dla zapewnienia prawidłowej pracy urządzeń w systemie ciepłowniczym i niezawodności dostawy ciepła do odbiorców.

Trzeba wyjaśnić, że zanieczyszczenia zawarte w nośniku ciepła mogą doprowadzić do uszkodzenia lub zakłócenia prawidłowej pracy podstawowych urządzeń (kotłów, wymienników, armatury, pomp itd.). Szczególnie wrażliwe na zanieczyszczenia są regulatory i urządzenia pomiarowe. W Polsce istnieją jeszcze tzw. „bezpośrednie” węzły cieplne, w których woda płynąca w instalacjach odbiorczych miesza się z wodą sieciową. Stanowi to potencjalne źródło zanieczyszczenia wody sieciowej i stwarza zagrożenie dla prawidłowej pracy systemu, jeśli do wody sieciowej dostaną się zanieczyszczenia z instalacji odbiorczych (produkty korozji itp.).

Dotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców dotyczy przede wszystkim dopuszczalnych odchyień parametrów i obliczeniowego natężenia przepływu nośnika ciepła, czyli jakości regulacji dostawy i odbioru ciepła, poprzez zmianę temperatury i zmianę natężenia przepływu nośnika ciepła.

Ze względu na ograniczoną objętość artykułu nie omawiam różnych sposobów regulacji, a zainteresowanych tą tematyką odsyłam do mojej książki. Jednakże prawidłowa regulacja dostawy i odbioru ciepła wymaga kompleksowego wyposażenia systemu ciepłowniczego w urządzenia automatycznej regulacji, czyli znacznych nakładów inwestycyjnych.

W węzłach cieplnych instalowane są tzw. ograniczniki przepływu (odpowiednio do zamówionej mocy cieplnej) i tzw. regulatory pogodowe, dostosowujące pobór ciepła do aktualnych potrzeb, a także regulatory temperatury ciepłej wody. Ponieważ regulatory w węzłach cieplnych powodują zmiany natężenia przepływu wody sieciowej, w źródłach ciepła oprócz regulacji temperatury wody oddawanej do sieci (zależnie od warunków atmosferycznych), konieczna jest regulacja natężenia przepływu wody sieciowej, odpowiednio do zmieniających się warunków pracy sieci ciepłowniczej.

Ponadto dodatkowe przeszkody stanowią omówione wcześniej: trwała regulacja hydrauliczna i trudności w prowadzeniu ruchu sieciowego w sytuacji, gdy przedsiębiorstwo „sieciowe” nie zawarło z wytwórcą umowy sprzedaży ciepła. Trudności te dotyczą opracowania programu pracy sieci i konieczności wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze ciepła, a także prowadzenia ruchu sieciowego przez dyspozytora sieci. Wiąże się to m.in. ze stosowa-

waniem tabeli regulacyjnej, wykonywaniem poleceń dyspozytora przez obsługę „obcego” źródła ciepła itd.

Czwarty warunek oznacza konieczność przeanalizowania skutków ekonomicznych, jakie dla odbiorców już przyłączonych do sieci spowoduje świadczenie usług przesyłowych. Należy przypomnieć, że ustawa nie zezwala na świadczenie usług przesyłowych w sytuacji, gdy przyłączenie do sieci nowego źródła lub odbiorcy, bądź wprowadzenie zasady TPA, spowodowałoby wzrost opłat ponoszonych przez odbiorców już przyłączonych do tej sieci. Jest to oczywiste, gdyż chęć uzyskania korzyści przez jednego z odbiorców lub wytwórców ciepła, dzięki zawarciu umowy o świadczenie usług przesyłowych, nie może spowodować wzrostu kosztów zaopatrzenia w ciepło odbiorców zasilanych z danej sieci ciepłowniczej.

Dotyczy to w szczególności sieci ciepłowniczych, zasilanych przez różnych „wytwórców” (różne ceny), w których rozliczenia z odbiorcami są prowadzone według cen uśrednionych.

Może się zdarzyć, że jeden z odbiorców będzie chciał zawrzeć umowę sprzedaży ciepła z najtańszym wytwórcą i zażąda od przedsiębiorstwa „sieciowego” zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych. Jednakże w takiej sytuacji pozostali odbiorcy musieliby ponosić wyższe opłaty, gdyż do nich dostarczane byłoby ciepło o wyższej cenie. Jest oczywiste, że w takim przypadku nie można zawrzeć umowy o świadczenie usług przesyłowych, gdyż stanowiłoby to naruszenie przepisów ustawy, a jeśli taka umowa została zawarta, to zgodnie z obowiązującym w Polsce porządkiem prawnym, byłaby ona nieważna z mocy prawa, jako naruszająca przepisy ustawy. Ponadto zawierając taką umowę, przedsiębiorstwo naruszyłoby zasadę równego traktowania odbiorców przyłączonych do sieci, a więc naruszyłoby przepisy ustawy o przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym i ochronie konsumentów.

Trzeba też przeciwdziałać sytuacjom, gdy przedsiębiorstwo ciepłownicze eksploatujące własne źródło ciepła i sieci ciepłownicze, broniąc swoich partykularnych interesów odmawia wydania warunków przyłączenia do sieci „obcego” źródła ciepła, dla którego ustalone w taryfie ceny są znacznie niższe niż ceny przedsiębiorstwa ciepłowniczego, a zakup tańszego ciepła przyniósłby obniżkę średniej ceny, a więc byłby korzystny dla odbiorców.

Podobnie trzeba przeciwdziałać przypadkom ograniczania zakupu tańszego ciepła w przyłączonych do sieci „obcych” źródłach i utrzymywania wysokiej produkcji droższego ciepła we własnych źródłach w sytuacji, gdy maleje ogólna ilość ciepła sprzedawanego odbiorcom.

Omawiane problemy nabierają obecnie szczególnego znaczenia, gdyż założenia polityki energetycznej Polski do 2020 r. przewidują rozwój skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej oraz innych źródeł „taniego” ciepła.

W świetle powyższego uważam, że w optymalizacji zaopatrzenia w ciepło istotna rola przypada gminom, gdyż są one odpowiedzialne za zaopatrzenie w ciepło. Opracowywane przez gminy założenia do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, dotyczą bo-

wiem wszystkich źródeł ciepła i systemów ciepłowniczych, jakie istnieją na terenie gminy, niezależnie od tego kto jest ich właścicielem.

Doświadczenia krajów UE pokazują, że racjonalne planowanie przez gminy zaopatrzenia w ciepło na podstawie długookresowych analiz optymalizacyjnych i prawidłowo pojęta konkurencja mogą doprowadzić do ograniczenia tempa wzrostu, a nawet obniżenia poziomu opłat ponoszonych przez odbiorców. W wyniku tych analiz może się okazać, że nieopłacalna będzie rozbudowa wszystkich systemów sieciowych na obszarze całej gminy, gdyż na niektórych obszarach bardziej opłacalne będzie doprowadzenie tylko dwóch układów (np. sieci gazowej i elektrycznej albo sieci ciepłowniczej i elektrycznej), a przy dużym rozproszeniu budynków, najkorzystniejsze będzie doprowadzenie tylko sieci elektrycznej.

WNIOSKI

1. Analiza obowiązujących przepisów oraz istniejących uwarunkowań wykazuje, że możliwości korzystania z usług przesyłowych przez odbiorców ciepła na zasadzie TPA są praktycznie niemożliwe do realizacji ze względów technicznych, lub ze względów ekonomicznych, gdyż wymagałoby to znacznych nakładów inwestycyjnych, powodując wzrost

kosztów i opłat ponoszonych przez odbiorców ciepła.

2. Konieczne jest przeciwdziałanie partycularnemu rozwiązywaniu problemów zaopatrzenia w ciepło przez niektórych dostawców lub odbiorców, których działania w celu uzyskania własnych korzyści powodowałyby naruszenie przepisów prawa, a w szczególności niekorzystne zmiany cen dla innych odbiorców przyłączonych do sieci.



Autor jest doradcą Prezesa URE

Bibliografia:

1. Cherubin W. Zasady ustalania taryf i rozliczeń z odbiorcami ciepła, Narodowa Agencja Poszanowania Energii, Warszawa 2000 – książka wydana w ramach Biblioteki Fundacji Poszanowania Energii,
2. Ustawa Prawo energetyczne wraz z przepisami wykonawczymi.

SYNDROM KALIFORNIJSKI

dr Mirosław Duda

Wydarzenia na kalifornijskim rynku energii elektrycznej są szeroko komentowane w światowych środkach masowego przekazu. Oczywista atrakcyjność medialna tych wydarzeń wywołała również zainteresowanie naszych mediów, zwłaszcza iż w powszechnym mniemaniu w Polsce jest wdrażany kalifornijski model rynku energii elektrycznej. Stąd w wielu publikacjach krajowych, również niektórych specjalistów, przewijają się hiobowe perspektywy dla polskiej elektroenergetyki. Niewiele publikacji wskazuje na różnice w warunkach działania elektroenergetyki w Kalifornii i w Polsce, a już bardzo niewiele dociera do istotnych różnic w rozwiązaniach systemowych. Niniejszy artykuł przedstawia w skrócie sytuację i przyczyny kryzysu w Kalifornii w oparciu o materiały źródłowe amerykańskich organów regulacji oraz próbę oceny podobnych zagrożeń w Polsce. Artykuł nie zawiera jeszcze wyników pełnych analiz i w pełni dojrzałych wniosków, gdyż po prostu ich jeszcze nie ma również w Kalifornii. Już teraz można stwierdzić, że wydarzenia kalifornijskie znajdą swoje odbicie w rozwiązaniach rynkowych w elektroenergetyce w świecie i również w Polsce. Oby tylko syndrom kalifornijski nie przerodził się w syndrom Czarnobyla i nie zahamował rozwoju rynków konkurencyjnych energii elektrycznej.

Źródła i przyczyny kryzysu w Kalifornii

Korzenie obecnego kryzysu w elektroenergetyce Kalifornii sięgają okresu, kiedy jeszcze nie funkcjonował rynek konkurencyjny. W owym czasie na skutek wejścia w życie słynnej ustawy PURPA (Public Utility Regulatory Policies Act) amerykańskie przedsiębiorstwa energetyczne zostały zobowiązane do zakupu energii elektrycznej od tzw. niezależnych producentów, zwłaszcza wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem. Władze stanowe ustalały poziom cen, po których tego rodzaju obowiązkowe zakupy były realizowane. W Kalifornii ów poziom był wysoki ze względu na politykę zmiany struktury wytwarzania energii na proekologiczną. Doprowadziło to do sytuacji, w której ceny energii elektrycznej w Kalifornii w pierwszej połowie lat dziewięćdziesiątych należały do najwyższych w USA. Podjęto więc polityczną decyzję o wprowadzeniu rynku konkurencyjnego energii elektrycznej, aby w ten sposób doprowadzić do obniżenia poziomu cen tego podstawowego nośnika energii, gdyż stwierdzono, że sama regulacja temu nie sprostą.

Konstrukcja kalifornijskiego rynku energii elektrycznej była przygotowana w 1996 r. i wdrożona w 1998 r. w prze-

świadczaniu, że nie dojdzie do istotnych zakłóceń bilansu podaży i popytu na energię elektryczną, że margines mocy zainstalowanej na poziomie ok. 30% będzie się utrzymywał dzięki inwestycjom w wytwarzanie energii i oszczędniemu jej użytkowaniu. Twórcy reformy byli przekonani, że ceny na konkurencyjnym rynku hurtowym będą na tyle niskie, że bez większej szkody dla odbiorców detalicznych można legislacją stanową (Assembly Bill 1890) ustalić ceny energii dla finalnych odbiorców taryfowych trzech głównych regulowanych prywatnych przedsiębiorstw energetycznych: Pacific Gas & Electric Company, Southern California Edison Company i San Diego Gas & Electric Company¹⁾ na poziomie 6,5 c/kWh, aby pozwolić tym przedsiębiorstwom odzyskać tzw. koszty osierocone²⁾. Ten poziom cen miał obowiązywać w okresie aż przedsiębiorstwo pokryje przychodami ze sprzedaży energii całość kosztów osieroconych.

Wbrew oczekiwaniom, od roku 1990 rezerwa mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym w Kalifornii zaczęła się systematycznie zmniejszać. W latach 1990–1999 zapotrzebowanie na energię elektryczną wzrosło o 11,3%, natomiast moc zainstalowana zmniejszyła się o 1,7%. Rezerwa mocy osiągalnej pod koniec 2000 r. spadła do poziomu 1,5%, co spowodowało konieczność wprowadzania awaryjnych procedur w systemie elektroenergetycznym Kalifornii, włącznie z rotacyjnymi wyłączeniami zasilania odbiorców usługowych i bytowo-komunalnych.

Stały wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną był spowodowany przede wszystkim intensywnym rozwojem przemysłu „high-tech”, m.in. w wyniku optymistycznych prognoz obniżenia cen energii elektrycznej po wdrożeniu rynku konkurencyjnego. Przekonanie o zadziałaniu mechanizmów rynku konkurencyjnego było na tyle silne, że nie przewidziano mechanizmów oddziaływania na popyt np. poprzez zróżnicowanie taryf zależnie od pory dnia. W 2000 r. wystąpił dodatkowo okresowy wzrost zapotrzebowania na energię na wybrzeżu zachodnim spowodowany nadzwyczajnymi upałami w lecie i ostrą zimą, co spowodowało gwałtowny wzrost zużycia energii na klimatyzację i ogrzewanie w okresach szczytowego zapotrzebowania. Wystąpiła konieczność maksymalnego wykorzystania elektrowni szczytowo-pompowych, co przyniosło wzrost zużycia energii na pompowanie również w dolinach obciążenia.

Wzrostowi zapotrzebowania nie towarzyszył niezbędny wzrost potencjału dostaw ze źródeł własnych i importu. Główną przyczyną było to, że w legislacji federalnej i stanowej oraz w samych mechanizmach rynkowych nie zadbano o stworzenie warunków do zapewnienia długookre-

sowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej a skoncentrowano się tylko na wprowadzeniu rynku konkurencyjnego, pozwalającego praktycznie na działanie tylko segmentów działających krótkoterminowo – Gieldy Energii (PX – Power Exchange) i rynku bilansowego prowadzonego przez wyodrębnione przedsiębiorstwo Niezależnego Operatora Systemu (ISO – Independent System Operator). Wyrazem tego podejścia było prawne zobowiązanie trzech głównych przedsiębiorstw regulowanych na okres czterech lat od wprowadzenia reformy do zawierania transakcji zakupu i sprzedaży³⁾ prawie całości energii wytwarzanej we własnych źródłach tylko na giełdzie – bez możliwości zawierania kontraktów długoterminowych z wytwórcami, które w naturalny sposób zmniejszyłyby ryzyko inwestycji w dziedzinie wytwarzania.

Brak przyrostu mocy wytwórczej w systemie kalifornijskim był spowodowany również przez długotrwałe procedury uzyskiwania wymaganych prawem zezwoleń na budowę nowych źródeł, głównie przez zaostrzone wymagania ekologiczne i „demokratyczne”, w których społeczności lokalne blokowały lokalizacje obiektów energetycznych postępując według znanej zasady NIMBY – „Not In My Back Yard” („nie na moim podwórku”).

Niezależnie od deficytu nowych mocy wytwórczych pojawił się deficyt w zakresie dostaw energii z importu z sąsiednich stanów ze względu na brak odpowiednich mocy przesyłowych połączeń międzystanowych, czego nie była w stanie wymusić Federalna Komisja Regulacji Energetyki (FERC – Federal Energy Regulatory Commission), ani wprowadzony handel zdolnościami przesyłowymi⁴⁾. Dodatkowo na całym wybrzeżu wystąpiły awarie linii przesyłowych spowodowane pożarami lasów oraz brak rezerw produkcyjnych ze względu na niski stan wody w zbiornikach elektrowni wodnych.

Już w trakcie kryzysu w kalifornijskim systemie energetycznym wystąpił efekt wtórny, wywołany wprowadzeniem pulapów cen energii i usług systemowych na rynku hurtowym, co miało ograniczyć nadmierny ich wzrost i nie zwiększać strat w dwu przedsiębiorstwach dystrybucyjnych Pacific Gas & Electric Company, Southern California Edison Company⁵⁾, w wyniku czego przedsiębiorstwa wytwórcze zaczęły eksportować energię do sąsiednich stanów uzyskując wyższe ceny niż możliwe w Kalifornii.

3) Zgodnie z ustawą stanową AB 1890 własne źródła energii pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw powinny być stopniowo sprzedawane na rynku inwestycyjnym, aby stworzyć wyodrębniony sektor niezależnych przedsiębiorstw wytwarzania zdolnych do konkurencji między sobą. W 1996 roku 81% energii elektrycznej było wytwarzane w pięciu pionowo zintegrowanych przedsiębiorstwach publicznych, natomiast w 1999 r. już tylko 46%. Ponad połowa energii była wytwarzana przez prywatne przedsiębiorstwa wytwórcze, w tym przez producentów niezależnych (IPPs), objętych ustawą PURPA.

4) Należy zauważyć, że jedną z przyczyn kryzysu w Kalifornii był naturalny konflikt pomiędzy regulacją przez FERC, która dotyczy systemów przesyłowych, a regulacją stanową, dotyczącą systemów dystrybucyjnych. Problem jest specyficzny dla USA i nie jest przedmiotem niniejszego artykułu.

5) Trzecie przedsiębiorstwo San Diego Electric & Gas Company dzięki temu, że wcześniej mu się udało skompensować koszty osierocone, nie miało już ograniczeń pulapowych cen dla odbiorców finalnych i przerzuciło podwyższone koszty zakupu energii z rynku hurtowego na odbiorców detalicznych.

1) Należy przypomnieć, że regulacją w USA objęte są tylko prywatne przedsiębiorstwa użyteczności publicznej (investor-owned). W Kalifornii są to przede wszystkim Pacific Gas & Electric Co, Southern California Edison Co i San Diego Gas & Electric Co dostarczające ok. 70% energii elektrycznej. Oprócz tego działają inne mniejsze przedsiębiorstwa prywatne i nie regulowane komunalne.

2) Koszty osierocone (stranded costs) w dużym skrócie to koszty poniesione przez przedsiębiorstwa regulowane i uznane przez organ regulacji za uzasadnione, których nie można odzyskać po wprowadzeniu rynku konkurencyjnego.

Innym negatywnym zjawiskiem wtórnym pod koniec 2000 r. był wzrost awaryjnych wypadów jednostek wytwórczych i urządzeń sieciowych, co było spowodowane wymuszonym przez komisję regulacyjną odkładaniem w czasie planowanych wcześniej remontów urządzeń wytwórczych i sieciowych.

Skutki kryzysu i środki zaradcze

Deficyt rezerw mocy wprowadził zakłócenia na rynku energii elektrycznej sprowadzające się do oferowania znacznie wyższych cen na giełdzie przy zmniejszonej podaży wskutek braku mocy jednostek wytwórczych i ich niższej dyspozycyjności, a to z kolei odbiło się wyższymi cenami na rynku bilansującym. Ta sytuacja wywołała wspomnianą wcześniej reakcję w postaci regulacyjnego wymuszenia pułapów cenowych na giełdzie energii (w czerwcu 750 USD/MWh, lipcu 500 USD/MWh i sierpniu 250 USD/MWh), co nie tylko pogłębiło deficyt energii przez wywołanie impulsu do eksportu energii do zachodnich stanów lecz również spowodowało straty u wytwórców, w tym przede wszystkim w części wytwórczej przedsiębiorstw dystrybucyjnych, które jeszcze nie zdołały sprzedać całego majątku wytwórczego.

Na wysokie ceny energii na giełdzie i rynku bilansowym wpłynęły również ceny paliw, zwłaszcza ceny gazu, które wzrosły z poziomu 2 USD/MMBtu (ok. 63 USD/1000 m³) na początku roku 2000 do poziomu 5 USD/MMBtu (ok. 157 USD/1000 m³) w sierpniu tego roku, oraz ceny redukcji emisji NO_x na rynku pozwoleń na emisję z poziomu 6 USD/funt (ok. 13,2 USD/kg) wyemitowanego NO_x do 35 USD w maju i 45 USD w sierpniu 2000 r.⁶⁾

W istniejących warunkach wyższe oferty cenowe na giełdzie były zatem w pełni uzasadnione⁷⁾. Sięgnęły one w 2000 roku poziomu 1500 USD/MWh. W celu opanowania sytuacji Federalna Komisja Regulacji Energetyki (FERC) zezwoliła na wspomniane wcześniej ograniczenie poziomu cen hurtowych przez nałożenie pułapu cenowego.

Skutki ekonomiczne i finansowe kryzysu dotknęły przede wszystkim dwu przedsiębiorstw: Pacific Gas & Electric Company oraz Southern California Edison Company. Pod koniec 2000 r. ich zadłużenie wynosiło ok. 12 mld USD. Oprócz tego notowania ich akcji na giełdzie papierów wartościowych w Nowym Jorku (NYSE) spadły również o ok. 12 mld USD. Nie są znane jeszcze skutki rotacyjnych wyłączeń zasilania w energię elektryczną.

Władze Kalifornii, a przede wszystkim gubernator Gray Davis, podjęły szereg działań, których celem było doraźne zmniejszenie zapotrzebowania (apele i porady dla odbiorców) oraz opanowanie głównie kryzysu finansowego przedsiębiorstw energetycznych a także pomocy finansowej władz stanowych i federalnych dla odbiorców, którzy zostali poszkodowani przez skutki kryzysu. Wydana w trybie pilnym ustawa senacka SB 7X upoważniła kalifornijskie ministerstwo zasobów wodnych (Department of Water Re-

sources) do zakupu energii elektrycznej bezpośrednio od wytwórców po cenach przetargowych i sprzedaży jej po średnioważonych kosztach. Poprzez kontrakty długoterminowe (6 miesięcy do 10 lat) udało się zakupić energię od 39 dostawców po średnioważonej cenie 6,9 c/kWh nie obejmującej energii szczytowej. Dla przedsiębiorstwa San Diego Gas & Electric Co reaktywowano ograniczenie przenoszenia na odbiorców finalnych wyższych kosztów zakupu energii na rynku hurtowym. Wprowadzono pułapy płatności za energię elektryczną dla odbiorców bytowo-komunalnych i usługowych o małym poborze energii elektrycznej. Niedobory przychodów z tego powodu mają być pokryte poprzez sprzedaż majątku wytwórczego i przyszłe zyski po obniżeniu cen na rynku hurtowym. Ustawa AB 5X zmieniła strukturę i skład organu nadzorczego Niezależnego Operatora Systemu ISO w celu zapewnienia wpływu władz stanowych na działanie tego przedsiębiorstwa a nie tylko przedsiębiorstw energetycznych. Została wydana również ustawa AB 6X pozwalająca przedsiębiorstwom dystrybucyjnym na zachowanie nie sprzedanego jeszcze majątku wytwórczego i sprzedawanie energii wytworzonej we własnych źródłach bezpośrednio swoim odbiorcom po cenach regulowanych przez stanową Komisję Regulacji Przedsiębiorstw Użyteczności publicznej (Public Utilities Commission). Kalifornijska Komisja Energetyki (California Energy Commission), która była odpowiedzialna za udzielanie koncesji dla nowych źródeł energii elektrycznej, została zmuszona do uproszczenia swoich procedur. Umożliwiło to zakończenie procesu badania i wydanie koncesji dla nowych źródeł, głównie opalanych gazem, o mocy 6,278 MW, które mają być oddane do eksploatacji do końca 2001 r. Dalsze koncesje na 7,736 MW będą wydane zgodnie z uproszczonymi procedurami. Gubernator Davis podjął jednocześnie działania na szczeblu federalnym, aby sytuacją w Kalifornii zajął się Kongres, Federalne Ministerstwo Energetyki i Federalna Komisja Regulacji Energetyki.

Przed rozstrzygnięciami systemowymi Federalna Komisja Regulacji Energetyki wydała doraźne rozporządzenie dotyczące hurtowego rynku energii elektrycznej w Kalifornii, w którym poza potwierdzeniem rozstrzygnięć na szczeblu stanowym wprowadziła przede wszystkim:

- likwidację obowiązku dla przedsiębiorstw Pacific Gas & Electric Co, Southern California Edison Co i San Diego Gas & Electric Co sprzedaży i zakupu energii poprzez giełdę energii PX i zezwolenie na zawieranie kontraktów bilateralnych z wytwórcami,
- tzw. elastyczny pułap cenowy na giełdzie i rynku bilansowym (soft cap) w wysokości 150 USD/MWh, powyżej którego nie obowiązuje cena marginalna dla dostawców a cena ofertowa (pay-as-bid), i obowiązek dla PX i ISO dostarczania do FERC szczegółowych informacji o oferentach i ofertach przekraczających ten poziom w celu zbadania i przeciwdziałania ewentualnym praktykom monopolistycznym,
- cenę wskaźnikową (target price) dla kontraktów typu „forward” w wysokości 74 USD/MWh.

Przewiduje się prowadzenie dalszych analiz mechanizmów rynku energii elektrycznej nie tylko w Kalifornii, aby

6) Obydwa zjawiska kwalifikują się do odrębnej analizy, chociaż mają one istotny wpływ na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej.

7) Federalna Komisja Regulacji Energetyki, która analizowała sytuację w Kalifornii stwierdziła w swoim raporcie, że tylko w 6% wysokie ceny na giełdzie mogły być skutkiem manipulacji uczestników rynku.

uwzględnić w nich niezbędne elementy bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Wstępne analizy kryzysu kalifornijskiego wykonane przez ekspertów FERC wskazują na konieczność, m.in.:

- przeprojektowania systemu zarządzania ograniczeniami na rynku,
- wprowadzenia zmian do mechanizmów działania giełdy,
- udoskonalenia monitoringu i mechanizmów łagodzących ekstremalne skutki rynku,
- wprowadzenia specjalnych procedur działania operatorów systemów energetycznych i koordynatorów planowania (scheduling coordinators) zależnie od dynamiki bilansu dostaw i zapotrzebowania na energię,
- nowego podejścia do wymagań dotyczących rezerw mocy wytwórczej.

Pierwsze wnioski dla reformy elektroenergetyki w Polsce

Mimo podobieństw do systemu kalifornijskiego polska reforma rynkowa sektora elektroenergetyki różni się zasadniczo w odniesieniu zarówno do warunków zewnętrznych, jak i sposobów regulacji prawnej i indywidualnej. Poniżej przytoczono hasłowo omówione w pierwszej części artykułu główne przyczyny kryzysu w systemie kalifornijskim oraz omówienie możliwości ich wystąpienia w warunkach polskich:

Zapotrzebowanie na energię elektryczną. W Polsce w okresie najbliższych trzech do sześciu lat, podobnie jak to się działo w ostatnim okresie ośmiu lat, zapotrzebowanie na energię elektryczną w kraju nie będzie wzrastać, nawet przy zakładanym wzroście PKB, gdyż nie wykorzystaliśmy jeszcze w pełni rezerw produktywności energii elektrycznej wynikających z transformacji rynkowej całej gospodarki. W dalszej perspektywie, jeśli założyc dalszy prognozowany wzrost PKB dla Polski na poziomie 4–5%, to roczne tempo wzrostu zużycia energii elektrycznej po okresie transformacji powinno się kształtować na poziomie 2–2,5%. Polskie prawo energetyczne umożliwia przedsiębiorstwom energetycznym kształtowanie impulsów do zmniejszania zużycia energii w szczytach obciążenia poprzez zróżnicowanie cen na energię elektryczną zależnie od pory dnia, czego nie stosowano w Kalifornii. Oprócz tego umożliwia przedsiębiorstwom sieciowym finansowanie inwestycji po stronie popytu i zaliczanie kosztów ponoszonych z tego tytułu do kosztów uzasadnionych, będących podstawą stanowienia taryf.

Potencjał dostaw. W Polsce mamy obecnie duży nadmiar potencjału wytwórczego w systemie, co jest warunkiem niezbędnym działania rynku konkurencyjnego. W perspektywie długofalowej przedsiębiorstwa sieciowe są zobowiązane (art. 16 ustawy – Prawo energetyczne) do przewidywania w uzgadnianych z Prezesem URE planach rozwoju, które powinny się sporządzać na okresy wieloletnie⁸⁾, budowy lub finansowania ewentualnych nowych źródeł energii elektrycznej, jeśli przedsiębiorstwo stwierdzi, że dostawy rynkowe

nie zapewnią pokrycia zapotrzebowania. Dodatkowym zabezpieczeniem jest możliwość wymuszenia prawnego na lokalnych przedsiębiorstwach energetycznych inwestowania w dziedzinie wytwarzania zgodnie z miejscowym planem zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe przez władze lokalne (art. 20 ustawy – Prawo energetyczne), aczkolwiek owa możliwość przy istniejących zapisach ustawowych jest trudna do wyegzekwowania. Polskie przepisy nie zabraniają zawierania przez przedsiębiorstwa sieciowe, przesyłowe i dystrybucyjne, kontraktów długoterminowych na zakup energii elektrycznej, które ograniczają ryzyko inwestycyjne. Obecnie ich mamy za dużo i zawartych tylko z przedsiębiorstwem przesyłowym, co ogranicza działanie rynku konkurencyjnego. Wprowadzenie systemu opłat kompensacyjnych (SOK) powinno umożliwić szersze otwarcie rynku konkurencyjnego przy zapewnieniu przychodów z kompensat pokrywających uzasadnione koszty wynikające ze zobowiązań kontraktowych. Jeszcze jednym zabezpieczeniem prawnym jest możliwość nakazania przez regulatora przedsiębiorstwu, któremu wygasła koncesja na wytwarzanie, dalszego prowadzenia działalności przez okres do dwu lat z pokrywaniem ewentualnych strat przez Skarb Państwa. Przepis ten wymaga jednak nowelizacji w celu rozszerzenia jego działania (nie tylko na przypadek wygaśnięcia koncesji) oraz określenia mechanizmów egzekucyjnych.

Koncesjonowanie działalności przedsiębiorstw w zakresie wytwarzania. Ustawa – Prawo energetyczne zawiera bardzo liberalne kryteria uzyskiwania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. Pewnym problemem są procedury prawne uzyskiwania niezbędnych zezwoleń władz lokalnych na lokalizację i budowę obiektów energetycznych, które mają podobne cechy do procedur kalifornijskich. W tym zakresie niezbędne są analizy prawne i stosowne nowelizacje przepisów.

Kondycja ekonomiczno-finansowa przedsiębiorstw energetycznych. Polskie prawo energetyczne zobowiązuje regulatora do równoważenia w sposób indywidualny interesów poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców energii. Jednolite pułapy cenowe dla odbiorców finalnych były stanowione przez Ministra Finansów i Ministra Gospodarki tylko w okresie dwu lat od wejścia w życie ustawy – Prawo energetyczne. Obecnie jeszcze przejściowo obowiązują pułapy na tempo wzrostu cen dla odbiorców bytowo-komunalnych, co jest związane z procesem likwidowania skrótnego subsydiowania pomiędzy grupami odbiorców. Poziom cen wskaźnikowych dla poszczególnych działalności jest indeksowany wskaźnikiem inflacji skorygowanym o współczynnik wymuszenia wzrostu efektywności i zmiany zewnętrznych warunków prowadzenia działalności regulowanej (formuła RPI-X). Nie ma więc zagrożenia z tytułu stanowienia przez prawo sztywnych pułapów cenowych dla finalnych odbiorców taryfowych, jak to było w Kalifornii.

* * *

Pierwsze wnioski o braku bezpośredniego zagrożenia syndromem kalifornijskim dla polskiego systemu elektroenergetycznego nie oznaczają, że nie wystąpią inne zagrożenia.

8) Sprawa ta wymaga jednak doprecyzowania w ustawie – Prawo energetyczne. To doprecyzowanie było w projekcie stosownego rozporządzenia Ministra Gospodarki, które nie zostało wydane w swoim czasie a w ostatniej nowelizacji uznane za niepotrzebne.

Reforma rynkowa elektroenergetyki wymaga bowiem znalezienia optymalnej struktury rynku pozwalającej na uzyskanie efektów z konkurencji dostawców i jednocześnie zapewniającej bezpieczeństwo dostaw energii dla odbiorców. Znalezienie tego optimum wymaga jednak dalszych prac nad mechanizmami rynku energii elektrycznej,

w których należy bezwzględnie wykorzystać doświadczenie kalifornijskie i własne doświadczenia wdrożeniowe.



Autor jest doradcą Prezesa URE

Biblioteka Regulatora

„Kontrakty długoterminowe a rynek energii elektrycznej w Polsce.”

Jan Czekaj

W styczniu br. ukazała się kolejna, druga już publikacja, z wydawniczej serii **Biblioteka Regulatora**, powstałej z inicjatywy Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z zamiarem stworzenia płaszczyzny wymiany poglądów i doświadczeń bezpośrednio związanych z teorią i praktyką działania w tej dziedzinie gospodarki.

W ramach nowego forum dyskusyjnego, poświęconego dylematom regulacji energetyki, tym razem autor książki zajął się problemami związanymi z kontraktami długoterminowymi w elektroenergetyce, które są podstawową determinantą funkcjonowania polskiego sektora energetycznego. Debata nad sposobami ich restrukturyzacji a zwłaszcza złagodzenia ich skutków cenowych dla odbiorców energii elektrycznej jest w środowisku energetyków i ekonomistów bardzo gorąca. Dlatego też należy przypuszczać, że książka Jana Czekaja, prof. Akademii Ekonomicznej w Krakowie, specjalisty w zakresie zarządzania finansami przedsiębiorstw i rynku kapitałowego, eksperta niezwiązanego bezpośrednio z sektorem, a tym samym obiektywnego obserwatora wydarzeń gospodarczych w elektroenergetyce, stanie się znaczącym głosem w tej dyskusji.

Publikacja książki: **„Kontrakty długoterminowe a rynek energii elektrycznej w Polsce”** nieprzypadkowo zbiega się w czasie z początkiem wdrażania w życie systemu opłat kompensacyjnych, którego zadaniem jest neutralizowanie negatywnych skutków wprowadzenia kontraktów długoterminowych zawartych w latach 1994–1998 przez PSE S.A. z nieomal wszystkimi znaczącymi wytwórcami energii elektrycznej. Ostatnio znowelizowane akty wykonawcze do ustawy – Prawo energetyczne tworzą nowe możliwości, sprzyjające rozwiązywaniu tych nabrzmiałych od lat problemów oraz przeprowadzenia rynkowych reform sektora.

Zarówno ta jak i następne publikacje z serii **Biblioteka Regulatora** dostępne będą na stronie internetowej URE pod adresem: <http://www.ure.gov.pl>.



Elektrownia „Opole” – „Liderem Polskiej Ekologii 2000”

W październiku 1995 roku zostały przyjęte przez Radę Ministrów „Założenia polityki energetycznej Polski do 2010 roku”, w których sporo miejsca poświęcono również sprawom związanym z ekologią. Ustawa – Prawo energetyczne z kolei formułując m.in. politykę użytkowania paliw i energii daje Prezesowi URE określone narzędzia stymulacji nie tylko racjonalnego i oszczędnego wykorzystywania źródeł energii ale również dbałości o ochronę środowiska naturalnego. Dlatego też w planach rozwoju przedsiębiorstw energetycznych, przedkładanych Prezesowi URE do uzgodnienia, powinny być zawarte inicjatywy racjonalizujące zużycie energii i ekologiczne podejście do spraw energetyki.

Cieszą działania, których celem jest dbałość o ochronę środowiska. Takim celem służy również konkurs na „Lidera Polskiej Ekologii”, podczas ostatniej edycji którego nagrodę Ministra Środowiska i tytuł „Lidera Polskiej Ekologii 2000” otrzymała elektrownia „Opole” za „System ochrony środowiska w procesie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła”.

da systemy obejmujące kontrolę emisji zanieczyszczeń do środowiska, znaczne obniżenie emisji hałasu na zewnątrz – to tylko niektóre ze sposobów działania załogi i kierownictwa elektrowni „Opole”.

Bardzo rygorystycznie do zagadnień ekologicznych takich jak obniżanie emisji pyłów i dwutlenku siarki do atmosfery, dbałość o oczyszczanie ścieków, uruchomienie mokrego odsiarczania spalin, planowanie wyłączenia w przyszłości małych „dymiących” kotłowni i dostarczanie ciepła z elektrowni, stosowanie pasów zieleni, podchodzą z kolei w swoich działaniach władze okolicznej gminy. Tak szczęśliwie więc złożyło się, że oba te podmioty – elektrownia i gmina – stanowią razem swego rodzaju wzorzec współpracy dużego zakładu przemysłowego i miasta, które jak widać na tym przykładzie, mogą dobrze współdziałać, nie tylko nie szkodzić sobie ale korzystając od siebie wzajemnie.

Ludzki wysiłek: projektantów, budowniczych, energetyków – został zauważony 25 października 2000 roku, podczas posiedzenia Rady Programowej Konkursu „Lider Polskiej Ekologii”. Minister Ochrony Środowiska przyznał elektrowni prestiżową nagrodę „Lidera Polskiej Ekologii 2000”.

Pracownicy i kadra kierownicza elektrowni „Opole” zadowolone



A przecież zazwyczaj wszystkie procesy technologiczne, których końcowym efektem jest wytwarzanie energii elektrycznej w mniejszym lub większym stopniu oddziałują negatywnie na środowisko naturalne. Zadaniem podstawowym dla tych, dla których to środowisko i jego przyszłość jest ważna jest więc prowadzenie tych procesów w taki sposób, aby wpływ ten był jak najmniejszy. I w elektrowni „Opole” tak właśnie jest od lat. Stosuje się tu bowiem najnowocześniejsze rozwiązania techniczne w zakresie ochrony środowiska a wskaźniki ekologiczne są najlepsze w porównaniu do innych elektrowni. Bardzo wysoka sprawność elektrofiltrów, spalanie najwyższej jakości węgla, stosowanie monitoringu, który posia-

ni z nagrody i tego, że ich wysiłki zostały docenione, podkreślają jednak, iż na ten niewątpliwy sukces zakładu złożyła się współpraca z wieloma kontrahentami, urzędami państwowymi, w tym z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki, który wniósł „własną wiedzę i doświadczenie, a więc może to dokonanie traktować jako powód do uzasadnionej satysfakcji”.

Dziękujemy za miłe słowa pod adresem Prezesa URE i jeszcze raz gratulujemy elektrowni „Opole”, licząc jednocześnie na to, że za przykładem tego zakładu, ich drogą, podobnym sposobem widzenia i podejmowania działań w trosce o środowisko naturalne, wkrótce pójną inni.

SŁOWNIK REGULACJI I REGULATORA

Bezpieczeństwo energetyczne państwa – stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu ciągłości (i niezawodności) dostaw i odpowiednich parametrów jakościowych oraz warunków ochrony środowiska, po społecznie akceptowalnych cenach. Bezpieczeństwo energetyczne jest uzależnione od wielu czynników, m.in. wielkości potencjału źródeł energii, stanu technicznego systemu zaopatrzenia i form własności jego infrastruktury, lokalizacji i stopnia dywersyfikacji i wykorzystania krajowych i zagranicznych źródeł zaopatrzenia (szczególnie złóż gazu ziemnego i ropy naftowej), zróżnicowania bazy paliwowej dla elektroenergetyki i ciepłownictwa, możliwości magazynowania paliw, stopnia rozwoju i przepustowości krajowych i międzynarodowych połączeń systemów energetycznych (elektroenergetycznego i gazowniczego) oraz warunków wewnętrznej i międzynarodowej stabilności i preferowanych przez państwo mechanizmów rynkowych. Wzrostowi bezpieczeństwa energetycznego sprzyja kreowanie warunków konkurencyjności, rozumianej jako tworzenie jednakowych warunków działalności dla wszystkich uczestników rynku energii, racjonalizacja zużycia energii, poprawa efektywności jej wytwarzania, przesyłania i zużycia oraz rozwój wykorzystania krajowych (szczególnie lokalnych, w tym odnawialnych) źródeł energii.

(R.S.)

Racjonalizacja użytkowania energii (RUE) – jest to poszanowanie energii, obejmujące procesy jej wytwarzania, transportu, dystrybucji oraz końcowego wykorzystania przez odbiorców, polegające na minimalizacji ilości zużywanej energii przy założonym efekcie lub maksymalizacji uzyskiwanego efektu z jednostki energii. RUE jest wymuszana nie tylko względami ekonomicznymi, lecz także ekologicznymi i koniecznością zwiększania bezpieczeństwa energetycznego państwa. Z tego względu jednym z celów ustawy – Prawo energetyczne jest tworzenie warunków do oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, a polityka racjonalizacji ich użytkowania jest zapisana w dokumencie rządowym „Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 roku”.

(R.S.)

Działania proefektywnościowe (w kategoriach energetycznych) – całokształt różnorodnych działań ekonomicznych, technicznych i organizacyjnych, zmierzających do istotnego obniżenia energochłonności we wszystkich sektorach gospodarki, (a tym samym poprawie produktywności energii pierwotnej), także w sektorze gospodarstw domowych i w sektorze użyteczności publicznej, przejawiających się eliminowaniem marnotrawstwa energii w najbardziej nieefektywnych, a także uciążliwych dla środowiska, procesach wytwarzania i użytkowania paliw i energii, wykorzystaniem nowoczesnych, wysoko efektywnych energetycznie maszyn i urządzeń, restrukturyzacją gospodarki i wdrażaniem mechanizmów rynkowych, w tym promocją konkurencji. Najważniejsze efekty działań proefektywnościowych to poprawa pozycji konkurencyjnej krajowych podmiotów gospodarczych wskutek obniżenia składnika kosztu energetycznego w cenie wytwarzanych towarów i usług, wzrost ogólnej efektywności gospodarowania i poprawa warunków życia społeczeństwa.

(R.S.)

Biomasa (w kategoriach energetycznych) – wszelkie substancje organiczne pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym przetworzone przez człowieka, które mają zastosowanie do pozyskania z nich energii. Biomasa stanowi magazyn energii słonecznej, skumulowanej w procesie fotosyntezy, a jej zasoby pod wpływem promieniowania słonecznego i metabolizmu społecznego są zdolne do regeneracji. Pod względem zasobności energetycznej biomasa nie jest niewyczerpalna, jest jednak w pełni odnawialna. Wartość energetyczna biomasy

pierwotnej jest z reguły o połowę niższa od węgla, jest to jednak paliwo znacznie korzystniejsze pod względem ekologicznym. Dwutlenek węgla powstający w procesie spalania biomasy jest równoważony przez jego akumulację w roślinach odrastających w miejscach pozyskania spalanej biomasy. Można więc przyjąć, że emisja CO₂ netto ze spalania biomasy jest zerowa. To źródło energii charakteryzuje się także bardzo niską emisją tlenków siarki w procesie spalania i ok. siedmiokrotnie niższą, niż w przypadku węgla popielnością (w przypadku biomasy pierwotnej). Istnieje wiele rodzajów biomasy i metod pozyskania z niej energii, zasadniczo można jednak podzielić ją na dwie grupy: energetyczne surowce pierwotne (np. słoma, drewno, czy osady ściekowe) i energetyczne surowce przetworzone (biogaz, biodiesel, etanol itp.). Wg dokumentu rządowego „Strategia rozwoju energetyki odnawialnej” techniczny potencjał biomasy w Polsce wynosi do 895 PJ/rok, czyli ponad 20% całkowitego zapotrzebowania na energię pierwotną.

(R.S.)

Pompa ciepła – urządzenie służące do zwiększania poziomu energetycznego energii cieplnej. Zasada jej działania odpowiada odwróconemu obiegowi Carnota: ciepło o niższej temperaturze, dzięki włożonej pracy mechanicznej staje się ciepłem o wyższej temperaturze. Urządzenie to pozwala efektywniej wykorzystać ciepło odpadowe z różnych procesów technologicznych, niskotemperaturowe wody geotermalne, a nawet wody o temperaturze poniżej 20°C i ciepło zawarte w gruncie. Podstawowe elementy pompy ciepłej to sprężarka, parownik i wymienniki ciepła oraz system rur z substancjami freonopodobnymi, pobierającymi ciepło z tych ośrodków. Pompy ciepłe pracują stosunkowo cicho, nie wydzielają żadnych zanieczyszczeń i są praktycznie bezobsługowe. Obecnie koszt instalacyjnej pompy ciepła jest o 30–40% wyższy w stosunku do systemów grzewczych opartych na spalaniu paliw, lecz jej koszty eksploatacyjne są znacznie niższe. Maksymalna temperatura, do jakiej można nagzać tą metodą medium grzewcze wynosi 55°C, jednak najwyższą sprawność urządzenia te uzyskują przy nieco niższych temperaturach. Z tego względu pompa ciepła najlepiej sprawdza się dostarczając ciepło w połączeniu z niskotemperaturowym systemem ogrzewania, np. podłogowym lub ściennym. Urządzenia te mają charakter energooszczędny, gdyż każda dostarczona do pompy ciepłej kilowatogodzina energii elektrycznej oddaje minimum trzy kilowatogodziny energii cieplnej, a w optymalnych warunkach wskaźnik ten może osiągnąć nawet wartość 4,5.

(R.S.)

Kolektor słoneczny – urządzenie pochłaniające energię promieniowania słonecznego, służące do produkcji energii cieplnej niskich i średnich temperatur, z reguły dla potrzeb ogrzewania pomieszczeń lub wody użytkowej. W praktyce najczęściej wykorzystuje się proste kolektory płaskopłytkowe. Głównym elementem takiego kolektora jest powlekany na czarno absorber pochłaniający promieniowanie słoneczne, zwykle metalowy. System kanałów na jego powierzchni służy do cyrkulacji czynnika roboczego, którym najczęściej jest woda, ciecz niezamarzająca lub powietrze. Absorber jest izolowany od konstrukcji nośnej przy wykorzystaniu standardowych materiałów izolacyjnych, zaś od strony nasłonecznionej stosuje się przezroczystą izolację cieplną lub nie stosuje się żadnych osłon. Warunkiem funkcjonowania kolektora słonecznego jest jego usytuowanie w dobrze nasłonecznionym miejscu. Przy bezchmurnej pogodzie kolektor może pełnić swoją funkcję nawet przy stosunkowo niskich temperaturach powietrza. Zaletą kolektorów słonecznych jest ich stosunkowo prosta konstrukcja, dzięki czemu urządzenie takie można zbudować samodzielnie z tanich, łatwo dostępnych materiałów i przy pomocy prostych narzędzi. Z uwagi na nierównomierne wytwarzanie ciepła w polskich warunkach klimatycznych kolektory słoneczne najlepiej sprawdzają się jako urządzenia współpracujące z innymi systemami ogrzewania.

(R.S.)



URE
URZĄD REGULACJI ENERGETYKI