

NR 1  
2004

2 stycznia 2004

BIULETYN  
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze m.in.:

- Rozliczenia za ciepło
- Regulacja paneuropejska
- Bezpieczeństwo energetyczne
- Klimatyzacja

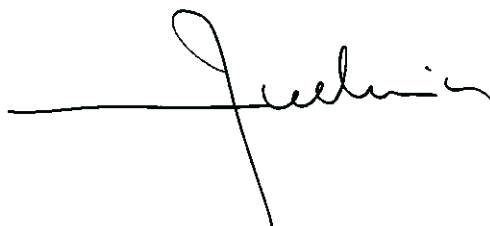
## ***Szanowni Czytelnicy,***

***Rozpoczął się kolejny rok, ale rok jakże dla Polski znaczący. Niedługo staniemy się pełnoprawnym członkiem Unii Europejskiej, przed nami zatem możliwość rozwoju społeczno-gospodarczego, dostępu do najnowocześniejszego parku technologicznego, pomocy finansowej. Szansa na zmniejszenie dystansu rozwojowego, jaki dzieli nas od obecnych państw członkowskich.***

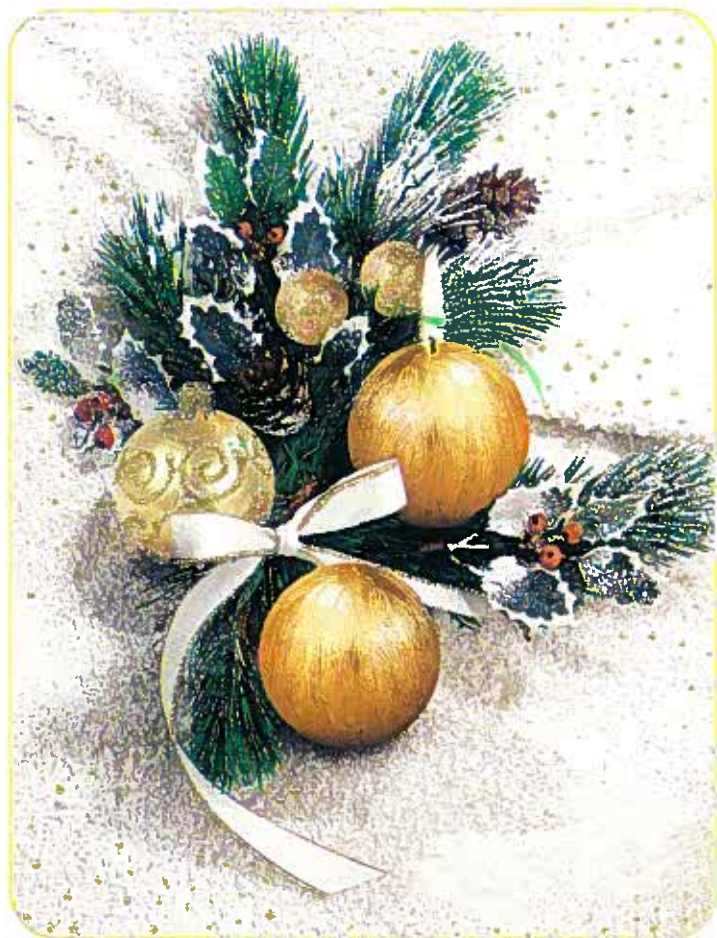
***Powinniśmy jednak pamiętać, że wiele zależy od nas samych, od tego, jak wykorzystamy tę niepowtarzalną szansę, jak skutecznie przygotujemy się do wymogów stawianych przez Unię. Inspiracją niech będą doświadczenia krajów, które wcześniej przystąpiły do Wspólnoty – uczmy się, wyciągajmy wnioski, poszukujmy rozwiązań zbliżających polską gospodarkę do standardu państw przodujących pod względem ekonomicznym i cywilizacyjnym.***

***Niech Nowy Rok przyniesie Państwu stabilizację, poprawę jakości życia, nowe perspektywy i wyzwania zawodowe a także niech dostarczy wiele radości, spełnienia marzeń i nadziei.***

***Leszek Fuchniewicz***



***Prezes  
Urzędu Regulacji Energetyki***



## Szanowni Czytelnicy!

Coraz częściej w zapytaniach kierowanych do URE pojawiają się wątpliwości dotyczące nakładania kar pieniężnych na podmioty zatrudniające osoby bez wymaganych kwalifikacji. Ponieważ ustawa – Prawo energetyczne nie definiuje pojęcia „zatrudniać” i wynikają z tego wątpliwości, kto może być obciążony za zatrudnianie osób bez kwalifikacji, problem regulacji kar przybliżają w bieżącym numerze Biuletynu J. Kędzia i R. Taradejna.

W bloku prawnym mogą Państwo także zapoznać się z orzecznictwem Sądu Najwyższego, rozbieżnymi wyrokami tego sądu w sprawie odmowy przez przedsiębiorstwo energetyczne przyłączenia zainteresowanych podmiotów do sieci elektroenergetycznej, a także z orzecznictwem Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w przypadku wstrzymania dostaw paliw lub energii.

Rozpoczął się właśnie sezon zimowy, a więc warto bliżej przyjrzeć się zagadnieniom z zakresu ciepłownictwa. J. Bodych-Wasilewska i W. Cherubin w swoim artykule przedstawiają analizę uwarunkowań technicznych i prawnych dotyczącą rozliczeń za ciepło z użytkownikami lokali w budynkach wielolokalowych. Wskazują, kto jest odbiorcą ciepła w świetle obowiązujących przepisów, jakie są możliwości pomiaru rzeczywistej ilości ciepła dostarczonego do poszczególnych lokali, jak rozliczane są koszty ogrzewania pomieszczeń, a także jakie są podstawowe wymagania dla umowy sprzedaży ciepła lub umowy przesyłowej.

W nieco innym kontekście tematyka ciepłownictwa poruszona jest w artykule „Klimatyzacja – wyzwanie dla przedsiębiorstw ciepłowniczych”, w którym autorzy, P. Bogusławski i M. Woszczyk wskazują na korzyści płynące z wykorzystania zdolności wytwórczych i przesyłowych systemów ciepłowniczych do produkcji i dostarczania chłodu w okresie letnim.

Wielokrotnie na łamach Biuletynu zamieszczaliśmy artykuły poświęcone rynkom energii elektrycznej i gazu w Unii Europejskiej. Tym razem proponujemy materiał A. Dobroczyńskiej i Z. Janiszewskiej „Od krajowego regulatora energetyki do paneuropejskiego?”, w którym autorki przedstawiają cele i zakresy działalności organów regulacyjnych państw członkowskich (regulatorów, będących częścią mechanizmu kształtującego sektor energetyczny), proces kształtowania wspólnej polityki energetycznej, a także instytucjonalizację paneuropejskiej regulacji energetyki. Wskazują także, jak niezwykle skomplikowanym jest proces tworzenia jednolitego rynku energii, co jest tego przyczyną, a także jakie mogą być konsekwencje wynikające z procesu regulacji energetyki na poziomie unijnym. Materiał ten jest fragmentem wydanej pod koniec roku kolejnej książki z serii wydawniczej Biblioteka Regulatora „Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu”, do lektury której, z uwagi na rychłe członkostwo Polski w UE, serdecznie Państwa zachęcamy.

Redakcja

## SPIS TREŚCI

Nakładanie kar pieniężnych na podmioty zatrudniające osoby bez wymaganych kwalifikacji	2
Wpływ zmian stanu prawnego na stabilność decyzji Prezesa URE	4
Z orzecznictwa Sądu Najwyższego	9
Obowiązki przedsiębiorstwa energetycznego związane z instalacją lub wymianą układu pomiarowo-rozliczeniowego	11
Umowy sprzedaży ciepła i rozliczenia z użytkownikami lokali w budynku wielolokalowym	13
Klimatyzacja – wyzwanie dla przedsiębiorstw ciepłowniczych	19
Liberalizacja rynku a bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej	24
Generacja energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni wiatrowej w świetle wymagań dotyczących jakości energii	28
Odnawialne źródła energii – energia ze słońca i biomasy	31
Od krajowego regulatora energetyki do paneuropejskiego?	33
Informacje i komunikaty	40

### BIULETYN URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Wydawca: Urząd Regulacji Energetyki

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

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

Oddano do druku 18 grudnia 2003 r. Nakład: 2000 egzemplarzy. ISSN 1506-090X Cena zł 15

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

Numer konta bankowego do wpłat za prenumeratę: NBP O/O Warszawa 581010100028732231000000, Urząd Regulacji Energetyki (Biuletyn URE).

www.ure.gov.pl



# NAKLADANIE KAR PIENIĘŻNYCH NA PODMIOTY ZATRUDNIAJĄCE OSOBY BEZ WYMAGANYCH KWALIFIKACJI

Joanna Kędzia, Ryszard Taradejna

Do Urzędu Regulacji Energetyki (URE) wpływają często pytania, jak należy rozumieć wyraz „zatrudnić” użyty w art. 56 ust. 1 pkt 9 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne<sup>1)</sup>, który to przepis stanowi, że „karze pieniężnej podlega ten, kto zatrudnia osoby bez wymaganych ustawą kwalifikacji”. Ustawa nie definiuje tego pojęcia i pojawiły się wątpliwości, czy kara może być nałożona tylko na podmioty „zatrudniające” osoby bez kwalifikacji na podstawie umowy o pracę, czy także na innej podstawie.

1. Na wstępie należy zauważyć, że regulacja zawarta w Prawie energetycznym dotyczy różnych podmiotów w różnym zakresie. I tak „przedsiębiorstwami energetycznymi” w rozumieniu ustawy są podmioty prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi (art. 3 pkt 12), co wiąże się m.in. z obowiązkiem prowadzenia ewidencji księgowej w sposób określony w art. 44 ust. 1, udostępniania sprawozdań finansowych do publicznego wglądu w siedzibie przedsiębiorstwa (art. 44 ust. 2) oraz opracowywania taryf (art. 3 pkt 17 i art. 45). Natomiast koncesję muszą posiadać tylko przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą określoną w art. 32 i tylko ich taryfy podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE (art. 47).

2. Regulacja dotycząca wymogów stawianych projektowaniu, produkcji, importowi, budowie oraz eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci (zawarta w rozdziale 6, art. 51-54) adresowana jest do **wszystkich** osób zajmujących się taką działalnością, a nie tylko do przedsiębiorstw energetycznych.

I tak w myśl art. 54 ust. 1, „osoby zajmujące się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji określonych w przepisach, o których mowa w ust. 6<sup>2)</sup>, obowiązane są posiadać kwalifikacje potwierdzone świadectwem wydanym przez komisje kwalifikacyjne”. Wymóg posiadania kwalifikacji ciąży więc na **każdej** osobie podejmującej się czynności, o których mowa w tym przepisie, bez względu na jakiegokolwiek okoliczności, które są związane z ich wykonaniem. Nie ma również znaczenia,

czy są one wykonywane w ramach stosunku pracy, w ramach działalności gospodarczej (np. prowadzonej jednoosobowo przez przedsiębiorcę), nieodpłatnie na rzecz innych osób, a nawet – tylko na własny użytek.

Z kolei ust. 2 w art. 54 postanawia, że „zabrania się zatrudniania przy samodzielnej eksploatacji sieci oraz urządzeń i instalacji określonych w przepisach, o których mowa w ust. 6, osób bez kwalifikacji, o których mowa w ust. 1”. Przepis ten adresowany jest także do wszystkich podmiotów zatrudniających kogokolwiek przy eksploatacji, o której mowa w tym przepisie.

3. Regulacja dotycząca kar pieniężnych, zawarta w art. 56-57, odnosi się do podmiotów naruszających obowiązki (nakazy lub zakazy) zawarte w przepisach poprzedzających, z czego wynika, że krąg adresatów poszczególnych przepisów jest zmienny. Tak więc kara pieniężna za niektóre z czynów wymienionych w art. 56 ust. 1 może być nałożona nie tylko na przedsiębiorstwa energetyczne, lecz również na inne podmioty, które dopuściły się zagrożonych tą karą czynów, określonych w jednym z szesnastu punktów tego ustępu. Za poglądem tym przemawia treść tych przepisów, która adresatów regulacji określa szeroko („karze pieniężnej podlega **ten, kto**”), odsyłając jednocześnie do konkretnego przepisu, nakładającego określony obowiązek (por. np. pkt 11: „*kto wprowadza do obrotu na obszarze kraju urządzenia niespełniające wymagań określonych w art. 52*”).

4. Interesujący nas art. 56 ust. 1 pkt 9, stanowiący, że „karze pieniężnej podlega ten, kto zatrudnia osoby bez wymaganych ustawą kwalifikacji” koresponduje z cytowanymi wyżej przepisami art. 54.

Ponieważ ustawa – Prawo energetyczne nie zawiera definicji pojęcia „zatrudnić” użytego w art. 54 ust. 2 i art. 56 ust. 1 pkt 9, do rozwiązania przedstawionych na wstępie wątpliwości pomocne może być powszechne znaczenie tego wyrazu oraz – przez analogię – analiza regulacji zawartych w innych aktach prawnych, z uwzględnieniem celu ich ustanowienia.

I tak np. „Słownik Języka Polskiego”<sup>3)</sup> wyraz „zatrudnić” definiuje (na str. 907) jako „dać komuś pracę, posadę; przyjąć kogoś do pracy”, a wyraz „zatrudnienie” – m.in. jako rzeczownik od „zatrudnić” oraz jako „zajęcie jako źródło zarobku, wykonywany zawód; posada, służba”. Są to więc definicje o charakterze ekono-

1) Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 i Nr 203, poz. 1966.

2) Są to przepisy rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 28 kwietnia 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci (Dz. U. z 2003 r. Nr 89, poz. 828 i Nr 129, poz. 1184).

3) Wydawnictwa Naukowe PWN, Warszawa 1998.

micznym, bez względu na charakter prawny „zatrudnienia”.

Dokonując analizy pojęcia „zatrudnienie” w regulacjach prawnych, szczególnie istotne znaczenie może mieć okoliczność, czy pojęcia tego użyto w przepisach prawa pracy (szczególnie w odniesieniu do praw i obowiązków pracownika), czy w przepisach z innych gałęzi prawa.

I tak np. art. 27 pkt 3 ustawy z 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym<sup>4)</sup> stanowi, że „funkcji wójta oraz jego zastępcy nie można łączyć (...) z zatrudnieniem w administracji rządowej”. Naczelny Sąd Administracyjny w wyroku z 29 stycznia 2002 r., sygn. akt II SA/Wr 2764/01 (OSS z 2002 r. Nr 2, poz. 47), wyraził pogląd, że zawarte w tym przepisie pojęcie „zatrudnienie” należy odnosić do zatrudnienia sensu *largo* – zarówno w formie umowy o pracę, mianowania, powołania, jak i administracyjnego stosunku pracy i innych form pokrewnych.

Zgodnie z poglądami doktryny, również szeroko należy rozumieć pojęcie „zatrudnienie” używane w art. 27 ust. 2 pkt 6 i w art. 43 ust. 1 pkt 4 ustawy z 29 sierpnia 1997 r. o ochronie danych osobowych<sup>5)</sup> (w art. 27 ust. 2 pkt 6 mowa jest nawet o „zatrudnieniu pracowników i innych osób”). W pojęciu tym mieszczą się zarówno pracownicze, jak i niepracownicze (np. administracyjno-prawne lub cywilno-prawne) stosunki zatrudnienia (T. Kuczyński, *Ochrona danych osobowych w stosunkach zatrudnienia*, PS 1998, listopad-grudzień, nr 119).

Podobnie interpretowany jest wyraz „zatrudnienie”, użyty w art. 214 § 1 ustawy z 15 września 2000 r. – Kodeks spółek handlowych<sup>6)</sup>. Zgodnie z tym przepisem, „członek zarządu, prokurent, likwidator, kierownik oddziału lub zakładu oraz zatrudniony w spółce główny księgowy, radca prawny lub adwokat nie może być jednocześnie członkiem rady nadzorczej lub komisji rewizyjnej”. Zdaniem doktryny, pojęcie „zatrudnienie” użyte w tym przepisie należy rozumieć szerzej niż jako umowę o pracę (E. Konarska, *Zakaz konkurencji oraz łączenia stanowisk i funkcji*, „Rzeczpospolita” z 3 lipca 2001 r.).

Również na gruncie ustawy z 14 lutego 1991 r. – Prawo o notariacie<sup>7)</sup>, pod pojęciem „zatrudnienie” (w myśl art. 19 § 1 – notariusz nie może podejmować zatrudnienia bez uzyskania uprzedniej zgody rady właściwej izby notarialnej, z pewnymi wyjątkami) należy rozumieć nie tylko zatrudnienie na podstawie umowy o pracę, ale także podejmowanie jakiegokolwiek innego zajęcia o charakterze zarobkowym, np. świadczenie usług na podstawie umowy zlecenia lub prowadzenie działalności gospodarczej innego rodzaju (A. Demuth, K. M. Ziemiński, *Dopuszczalność powołania sędziego na stanowisko notariusza*, Rejent z 1997 r. Nr 9, poz. 67).

W art. 2a ust. 1 pkt 3a ustawy z 29 listopada 1990 r. o pomocy społecznej<sup>8)</sup> zawarta jest definicja „osoby

zatrudnionej”, przez którą należy rozumieć „osobę zatrudnioną w rozumieniu przepisów o zatrudnieniu i przeciwdziałaniu bezrobociu oraz osobę prowadzącą działalność w rozumieniu przepisów o działalności gospodarczej”.

Z przedstawionego zestawienia wynika, że zarówno ustawodawca jak i doktryna nadają pojęciu „zatrudnienie” nie tylko znaczenie wąskie (w rozumieniu prawa pracy), ale także znaczenie szerokie, zbliżone treściowo do pojęcia „zajmowanie się czymś”.

Należy zatem uznać, że wyraz „zatrudnienie” użyty w art. 54 ust. 2 i 56 ust. 1 pkt 9 ustawy – Prawo energetyczne, również należy rozumieć szeroko – jako powierzenie czynności, o których mowa w art. 54 ust. 2, bez względu na formę prawną tego powierzenia. Przepisy te należy bowiem odczytywać łącznie z cytowanym wyżej art. 54 ust. 1.

Przyjęcie zawężającego poglądu, że regulacja zawarta w art. 54 ust. 2, a w konsekwencji – również w art. 56 ust. 1 pkt 9, odnosi się do zakazu „zatrudniania” osób bez kwalifikacji wyłącznie na podstawie umowy o pracę, prowadziłoby do absurdalnego wniosku, że ustawodawca troszczył się głównie o interes osoby będącej pracownikiem, nie zwracając uwagi na zagrożenie, jakie zatrudniona na innej podstawie osoba niewykwalifikowana może spowodować zarówno dla siebie jak i dla innych osób (np. powodując pożar, wybuch lub porażenie prądem), co byłoby sprzeczne z jednoznacznie regulacją zawartą w art. 54 ust. 1. Przeciwno takiemu wnioskowi przemawia również fakt, że przepis ten zamieszczony został w rozdziale zatytułowanym „Urządzenia, instalacje, sieci i ich eksploatacja”, w którym mówi się o „eksploatacji” w sposób ogólny, bez względu na formę prawną jej powierzenia.

**Podsumowując powyższe rozważania należy stwierdzić, że przedsiębiorstwo energetyczne (i nie tylko ono), które dopuszcza do obsługi swoich urządzeń, instalacji i sieci osoby nieposiadające stosownych świadectw kwalifikacyjnych podlega karze pieniężnej – niezależnie od tego, czy „zatrudnia” te osoby na podstawie umowy o pracę, czy też na jakiegokolwiek innej podstawie.**



Joanna Kędzia  
starszy specjalista



Ryszard Taradejna  
dyrektor

Autorzy są pracownikami Biura Prawnego URE

4) Dz. U. z 2001 r. Nr 142, poz. 1591 z późn. zm.

5) Dz. U. z 2002 r. Nr 101, poz. 926.

6) Dz. U. z 2000 r. Nr 94, poz. 1037 z późn. zm.

7) Dz. U. z 2002 r. Nr 42, poz. 369 z późn. zm.

8) Dz. U. z 1998 r. Nr 64, poz. 414 z późn. zm.

# WPŁYW ZMIAN STANU PRAWNEGO NA STABILNOŚĆ DECYZJI PREZESA URE

## (ROZBIEŻNE ORZECZNICTWO SĄDU NAJWYŻSZEGO)

Joanna Kędzia

W czerwcu i lipcu 2003 r. Sąd Najwyższy po rozpatrzeniu kasacji od wyroków Sądu Antymonopolowego (obecnie: Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów) wydał dwa wyroki, w których wypowiedział się w niezmiernie istotnej kwestii: wg jakiego stanu prawnego powinien orzekać Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów rozpatrując odwołanie od decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezesa URE), jeżeli już po wydaniu decyzji nastąpiła zmiana stanu prawnego. Niestety, wyroki te nie przyczyniły się do usunięcia wątpliwości.

Pod koniec 1999 r. wpłynęły do Prezesa URE dwa wnioski o rozstrzygnięcie – na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne<sup>1)</sup> – sporów w sprawie odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej przez przedsiębiorstwo energetyczne. Stany faktyczne i prawne obu spraw były niemal identyczne.

W 1998 r. oba podmioty zainteresowane przyłączeniem do sieci zwróciły się do przedsiębiorstwa energetycznego z siedzibą w miejscowości W. z wnioskami o wydanie warunków przyłączenia do sieci. Z wydanych warunków wynikało, że podmioty te zobowiązane są pokryć **rzeczywiste** koszty przyłączenia. Nieruchomości, o których przyłączenie do sieci wnioskowali zainteresowani, były objęte miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego, w którym przewidziano pełne pokrycie potrzeb odbiorców w zakresie zużycia energii elektrycznej. Gminy, w których leżały te nieruchomości, nie miały opracowanych założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, o którym mowa w art. 19 ustawy – Prawo energetyczne.

Prezes URE 6 czerwca 2000 r. wydał decyzje administracyjne rozstrzygające powyższe spory. W obu sprawach orzeczone zostały umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, w których ustalono opłatę za przyłączenie do sieci po stawkach **taryfowych** (ryczałtowych).

Podjmując te decyzje, Prezes URE kierował się treścią art. 7 ust. 1 i 4 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu obowiązującym w dniu ich wydania. Zgodnie z art. 7 ust. 1 ustawy, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła miały obowiązek zawarcia umowy sprzedaży paliw lub energii bądź umowy o świadczenie usług przesyłowych z odbiorcami albo podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, jeżeli istniały techniczne i ekonomiczne warunki dostarczania, a żądający zawarcia umowy spełniał warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Wspomniane wyżej przedsiębiorstwa energetyczne miały obowiązek zapewniania realizacji i finansowania budowy i rozbudowy sieci, w tym przyłączy odbiorców, pod warunkiem, że sieci te przewidywane były w **miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego**, na warunkach określonych przepisami, o których mowa w art. 9 i 46 oraz w planie, o którym mowa w art. 20 (art. 7 ust. 4). Natomiast zgodnie z art. 7 ust. 5 ustawy, realizacja i finansowanie rozbudowy sieci, których nie przewidziano w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego, były przedmiotem umowy zainteresowanych stron.

Przedsiębiorstwo energetyczne złożyło odwołania od obu decyzji. Zarzuciło zaskarżonym decyzjom naruszenie art. 7 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, poprzez zobowiązanie przedsiębiorstwa do rozliczenia kosztów przyłączenia nieruchomości należącej do zainteresowanych według stawki ryczałtowej, do czego – według przedsiębiorstwa – nie było ono zobowiązane.

Tymczasem, 14 czerwca 2000 r., weszła w życie ustawa z 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne<sup>2)</sup>, nowelizująca m.in. art. 7 tej ustawy. Zgodnie z ust. 1 tego artykułu, w nowym brzmieniu, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła mają obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie, umowy sprzedaży paliw lub energii lub umowy o świadczenie usług przesyłowych z odbiorcami albo podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki dostarczania, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Natomiast w myśl art. 7

1) Dz. U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255, z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099, z 2001 r. Nr 154, poz. 1800 i 1802, z 2002 r. Nr 74, poz. 676, Nr 113, poz. 984 i Nr 135, poz. 1144 oraz z 2003 r. Nr 50, poz. 424 i Nr 80, poz. 718. Tekst jednolity ustawy ogłoszony w Dz. U. z 2003 r. Nr 153, pod poz. 1504.

2) Dz. U. z 2000 r. Nr 48, poz. 555.



ust. 4, wspomniane wyżej przedsiębiorstwa energetyczne mają obowiązek zapewniać realizację i finansowanie budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączy 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 (założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe). Za przyłączenie do sieci **przewidzianej w założeniach, o których mowa w art. 19**, przedsiębiorstwo energetyczne pobiera opłatę określoną na podstawie ustalonych w taryfie stawek opłat za przyłączenie do sieci (opłata ryczałtowa).

Zmiana ustawy – Prawo energetyczne spowodowała więc istotną zmianę warunku, od którego zależne jest zaistnienie po stronie przedsiębiorstwa energetycznego obowiązku pobrania za przyłączenie wyłącznie opłaty określonej w taryfie (obecnie sieci muszą być przewidziane w założeniach do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, a nie – jak to było wcześniej – w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego).

Sąd Antymonopolowy<sup>3)</sup> oddalił oba odwołania (wyroki z 23 kwietnia 2001 r., sygn. akt XVII Ame 43/00 i 44/00). W uzasadnieniu wyroku o sygn. akt XVII Ame 44/00 Sąd ten stwierdził m.in.:

*„Decyzja orzekająca zawarcie umowy o przyłączenie instalacji zainteresowanego do sieci elektroenergetycznej powoda została wydana przed 14.06.2000 r., a więc przed datą wejścia w życie ustawy z dnia 26.05.2000 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne (...). Decyzja ta, jako kształtująca stosunek prawny między tymi stronami, ma charakter konstytutywny i wywiera skutek od chwili uprawomocnienia się. Ponieważ powód złożył od niej odwołanie stosunek prawny nie został jeszcze nawiązany. Już choćby z tego powodu Sąd, niezależnie od zawartego w art. 316 § 1 k.p.c. obowiązku uwzględnienia stanu rzeczy w chwili zamknięcia rozprawy, obowiązany jest w niniejszej sprawie do wzięcia pod uwagę przepisów Prawa energetycznego **po jego nowelizacji** (podkreślenie – J. K.) cyt. pow. ustawą z dnia 26.05.2000 r. i nowych rozporządzeń wykonawczych (...).*

Jak wynika z aktualnego brzmienia przepisu art. 7 ust. 4 Prawa energetycznego okoliczność, że sieć elektroenergetyczna jest przewidziana w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego nie stanowi w obecnym stanie prawnym przesłanki niezbędnej do uznania, że przedsiębiorstwo energetyczne zobowiązane jest rozliczyć przyłączony podmiot według stawek ryczałtowych ustalonych w taryfie. Obecnie okolicznością zobowiązującą przedsiębiorstwo energetyczne do pobrania od podmiotu przyłączanego ryczałtowej opłaty za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej jest uwzględnienie tej sieci w założeniach do planu zaopa-

trzenia w energię elektryczną, które na podstawie art. 19 Prawa energetycznego ma obowiązek opracować zarząd gminy.

*W rozpatrywanej sprawie brak jest dowodu, że Zarząd Gminy J. opracował ww. założenia do planu zaopatrzenia, mimo ciężącego na nim od 1998 r. obowiązku w tym zakresie.*

*Zgodzić się należy z Prezesem URE, iż ten stan rzeczy nie może powodować negatywnych skutków dla zainteresowanego, jako podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci, w sytuacji, gdy w świetle treści art. 18 ust. 1 pkt 1 i 2 Prawa energetycznego gmina zobowiązana jest planować i organizować zaopatrzenie w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na swoim obszarze, zgodnie z założeniami polityki energetycznej państwa i miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego albo ustaleniami zawartymi w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy. Z treści cytowanego przepisu wysnuć należy ważki wnioski, według którego założenia do gminnego planu zaopatrzenia m.in. w energię elektryczną muszą być zgodne z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego.*

*Również plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania m.in. na energię elektryczną muszą uwzględniać miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego albo kierunki rozwoju gminy określone przez nią w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego. Przesądza o tym treść art. 16 ust. 1 Prawa energetycznego.*

*Analiza treści art. 16 ust. 1 i art. 18 ust. 1 i 2 Prawa energetycznego pozwala na przyjęcie, że miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego nadal jest dokumentem niezbędnym do stworzenia zarówno założeń do gminnego planu zaopatrzenia w energię elektryczną, jak i planu rozwoju przedsiębiorstwa sieciowego. Ma to istotne znaczenie dla rozstrzygnięcia niniejszej sprawy. W sytuacji bowiem, gdy Gmina J. nie przyjęła jeszcze założeń do planu zaopatrzenia w energię elektryczną, nie można uznać, że powodowy Zakład Energetyczny może według swego uznania, na przykład jedynie w oparciu o kryterium opłacalności inwestycji, decydować o rozliczeniu kosztów przyłączenia do sieci poprzez naliczenie przyszłemu odbiorcy opłaty za przyłączenie według rzeczywistych kosztów inwestycji w miejsce opłaty ryczałtowej. Przeciwnie, skoro z zatwierdzonego (...) miejscowego ogólnego planu zagospodarowania przestrzennego wynika, że nieruchomość zainteresowanego położona jest na terenie strefy ekologicznej zabudowy mieszkaniowej i plan ten przewiduje pełne pokrycie potrzeb odbiorców energii elektrycznej z wymienionych w nim stacji elektroenergetycznych, to za przyłączenie zainteresowanego powinna zostać pobrana opłata ryczałtowa określona na podstawie ustalonych w taryfie powoda stawek opłat za przyłączenie do sieci (...).”*

Uzasadnienie wyroku w sprawie o sygn. akt XVII Ame 43/00 jest identyczne.

3) Obecnie jest to Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Jak wynika z powyższego, Sąd Antymonopolowy poruszył w uzasadnieniu wyroku dwa zasadnicze problemy:

- 1) rozstrzygnął, które przepisy Prawa energetycznego mają zastosowanie w dacie orzekania przez Sąd: obowiązujące w dniu orzekania, a nie w dniu wydania decyzji (co może spowodować konieczność zmiany, a nawet uchylecia decyzji, która była poprawna w dniu jej wydania),
- 2) stwierdził, że pomimo braku wymaganych obecnie gminnych założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, do zaistnienia po stronie przedsiębiorstwa energetycznego obowiązku pobrania od podmiotu ubiegającego się o przyłączenie **taryfowej opłaty** za przyłączenie wystarczy, że sieć, do której podmiot ma być przyłączony, jest przewidziana w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego.

Od obu wyroków Sądu Antymonopolowego przedsiębiorstwo energetyczne złożyło kasację.

Sprawy (niemal identyczne) trafiły do różnych składów sądzących Sądu Najwyższego, czego skutkiem są dwa sprzeczne ze sobą wyroki tego Sądu.

W sprawie o sygn. akt I CKN 449/01 (wyrok zapadł 4 czerwca 2003 r.) Sąd Najwyższy **oddalił kasację** i orzekł, że:

- 1) oceniając prawidłowość decyzji Prezesa URE należy stosować przepisy **obowiązujące w chwili wystąpienia podmiotu ubiegającego się o przyłączenie** do przedsiębiorstwa energetycznego z wnioskiem o wydanie warunków przyłączenia, a zatem przepisy „stare”, zgodnie z zasadą *lex retro non agit* (jest to pogląd odmienny od prezentowanego przez Sąd Antymonopolowy),
- 2) w związku z tym, zbędne są rozważania na temat słuszności interpretacji przez Sąd Antymonopolowy „nowych” przepisów ustawy – Prawo energetyczne (opisanej wyżej w pkt 2, która to interpretacja prowadziła do oddalenia odwołania przez Sąd Antymonopolowy).

Natomiast w sprawie o sygn. akt I CKN 474/01 (wyrok zapadł 10 lipca 2003 r.) Sąd Najwyższy **uchylił zaskarżony wyrok** i przekazał sprawę Sądowi Antymonopolowemu do ponownego rozpoznania. W uzasadnieniu tego wyroku Sąd Najwyższy stwierdził, że:

- 1) w rozpoznawanej sprawie znajdują zastosowanie przepisy obowiązujące **w dniu orzekania przez Sąd Antymonopolowy** (przepisy „nowe”, zgodnie z art. 316 § 1 Kpc) – Sąd Najwyższy podzielił tu pogląd prezentowany przez Sąd Antymonopolowy,
- 2) dokonana przez Sąd Antymonopolowy wykładnia – zgodnie z którą do zaistnienia po stronie przedsiębiorstwa energetycznego obowiązku pobrania od podmiotu ubiegającego się o przyłączenie **taryfowej opłaty** za przyłączenie wystarczy, że sieć, do której podmiot ma być przyłączony, jest przewidziana

w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego – jest **niewłaściwa**.

W tym miejscu pozwolę sobie zacytować obszernie fragmenty uzasadnień obu wyroków Sądu Najwyższego.

#### I. Wyrok z 4 czerwca 2003 r., sygn. akt I CKN 449/01:

*„Jak słusznie stwierdził Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Antymonopolowy, w rozpoznawanej sprawie, w toku której nastąpiła zmiana regulujących stosunek prawny stron przepisów Prawa energetycznego, decydujące znaczenie ma ocena, czy stosunek ten należy podporządkować przepisom tego prawa w brzmieniu sprzed czy po nowelizacji. Ma to dlatego podstawowe znaczenie, że nowelizacja Prawa energetycznego dokonana ustawą z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 48, poz. 555) nie tylko zmieniła warunki, od których zależy obowiązek pokrycia przez zakład energetyczny kosztów budowy przyłączy energetycznych i obciążania odbiorcy jedynie opłatami ryczałtowymi, lecz także wprowadziła nowe, dodatkowe warunki odnoszące się do samego obowiązku zawarcia przez taki zakład umowy o budowę przyłącza. Jednocześnie nowelizacja nie zawiera przepisów przejściowych, które regulowałyby zagadnienia intertemporalne.*

Sąd Okręgowy, powołując się na treść art. 316 § 1 k.p.c. oraz na charakter konstytutywny decyzji administracyjnej kształtującej stosunek prawny stron, uznał, że skoro decyzja ta wywiera skutek od chwili uprawomocnienia się, należy stosować przepisy nowe, obowiązujące w tej właśnie chwili. Nie negując trafności takiego poglądu w odniesieniu do decyzji administracyjnych kształtujących stosunek administracyjnoprawny, należy stwierdzić, że w rozpoznawanej sprawie chodzi o ukształtowanie stosunku cywilnoprawnego a nie administracyjnoprawnego. Nie ulega bowiem wątpliwości, że określona w art. 7 ust. 4 i 5 Prawa energetycznego umowa o budowę sieci energetycznej, w tym przyłącza, zawierana pomiędzy zakładem energetycznym a zamawiającym przyszłym użytkownikiem, ma charakter umowy cywilnoprawnej, zaś decyzja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, a ostatecznie wyrok Sądu, zastępuje jedynie, w razie sporu, oświadczenie woli jednej ze stron. Jest więc orzeczeniem, o jakim mowa w art. 64 k.c., a nie decyzją administracyjną kształtującą stosunek administracyjnoprawny. Do oceny zatem przesłanek i warunków takiej umowy mają zastosowanie ogólne zasady prawa cywilnego, w tym zasada wyrażona w art. 3 k.c., zgodnie z którą ustawa nie ma mocy wstecznej, chyba że wynika to z jej brzmienia lub celu. **Zgodnie z tą zasadą w rozpoznawanej sprawie należy stosować przepisy ustawy Prawo energetyczne w brzmieniu obowiązującym w chwili wystąpienia Macieja M. do powodowego Zakładu Energetycznego (rok 1998 – przyp. J. K.) z wnioskiem o zawarcie umowy o budowę przyłącza energetycznego (podkreślenie – J. K.). Z tą bowiem chwilą nabył on prawo do zawarcia umowy na warunkach wówczas obowiązujących, a między stronami**



nawiązał się stosunek regulowany przepisami Prawa energetycznego, w tym art. 7 ust. 4 i 5 w brzmieniu obowiązującym w tej dacie. Żadne zmiany przepisów w tym zakresie nie mogły mieć znaczenia, bez zgody obu stron, dla ukształtowania ich stosunku cywilnoprawnego, chyba że zmianom tym ustawa nadałaby moc wsteczną, co w rozpoznawanym przypadku nie miało miejsca. Dlatego też warunki umowy stron, w tym zasady odpłatności za budowę przyłącza, należy ocenić według zasad Prawa energetycznego i przepisów związkowych w brzmieniu obowiązującym przed nowelizacją dokonaną wskazaną wyżej ustawą z dnia 26 maja 2000 r. (...).

Przechodząc do istoty sporu między stronami, to jest rodzaju odpłatności (rzeczywiste koszty budowy, czy opłata zryczałtowana), jaka powinna być określona w umowie o przyłącze, należy stwierdzić, że wykładnia przepisów art. 7 ust. 4 i 5 Prawa energetycznego przed nowelizacją z 2000 r. powinna uwzględniać także regulacje zawarte w tym przedmiocie w przepisach 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) oraz rozporządzenia tegoż Ministra 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 ze zm.). Treść art. 7 ust. 4 i 5 Prawa energetycznego wykładana w powiązaniu z treścią § 13 i 14 rozporządzenia z 21 października 1998 r. oraz z § 15 ust. 1 rozporządzenia z dnia 3 grudnia 1998 r. wskazuje, że zakład energetyczny miał obowiązek samodzielnego finansowania kosztów budowy przyłącza, jeśli budowa lub rozbudowa sieci przewidziana była w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego. W takiej sytuacji zamawiający uiszczał za budowę jedynie opłatę zryczałtowaną. Natomiast w sytuacji, gdy miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego nie przewidywał budowy lub rozbudowy sieci, koszty budowy miał obowiązek ponieść zamawiający, przy czym były one ustalane w umowie stron, a zakład energetyczny mógł żądać zwrotu pełnych rzeczywistych kosztów budowy. Jednoznacznie stanowiły tak przepisy § 13 i 14 rozporządzenia z dnia 21 października 1998 r. oraz z dnia 3 grudnia 1998 r., które wymieniały tylko jeden warunek rozróżnienia dwóch wyżej wskazanych rodzajów odpłatności za budowę: umieszczenie albo nie budowy lub rozbudowy sieci w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego. Takie uregulowanie zasad odpłatności rozbudowy sieci znajdowało uzasadnienie w tym, że przeznaczenie terenu w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego pod budownictwo, które wymaga budowy lub rozbudowy sieci energetycznych, nakładało na jednostki samorządu terytorialnego obowiązek zapewnienia

budowy takiej sieci i uzasadniało pokrycie ich kosztów przez zakład energetyczny, skoro budowa służyć miała wielu podmiotom a zakład z późniejszych umów o sprzedaż energii zawartych z wieloma użytkownikami mógł osiągać korzyści równoważące wydatki na budowę. Inaczej natomiast przedstawiała się sytuacja w wypadku, gdy miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego nie przeznaczał danego terenu pod budownictwo wymagające budowy lub rozbudowy sieci. Wówczas budowa takiej sieci pozostawała w interesie jedynie podmiotu, który zamierza z niej korzystać, a zatem żadne względy natury społecznej ani ekonomicznej nie uzasadniały obciążenia innych podmiotów, w tym zakładu energetycznego kosztami jej budowy, ponieść je więc powinien zamawiający.

Powyższe zasady należy brać pod uwagę przy wykładni niejasno sformułowanego przepisu art. 7 ust. 4 Prawa energetycznego przed nowelizacją. Fakt, że odwołuje się on także do art. 20 nie oznacza, jak wyklada to skarżący, iż dodatkowym warunkiem zastosowania ryczałtowej odpłatności było zamieszczenie budowy lub rozbudowy sieci także w planie zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, uchwalanym przez radę gminy albo w planie rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego, o jakim była mowa w art. 16 ust. 1. Przepis art. 7 ust. 4 odwoływał się do art. 20 w taki sam sposób, jak do art. 9 i 46 Prawa energetycznego, które stanowiły delegację dla Ministra Gospodarki do wydania wskazanych wyżej przepisów wykonawczych: rozporządzeń z dnia 21 października 1998 r. i z dnia 3 grudnia 1998 r. Zatem odwołanie się do art. 20, to jest do gminnego planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, dotyczyło tylko ustalonych ewentualnie w tym planie ogólnych zasad pokrywania przez zakład energetyczny kosztów budowy takiej sieci umieszczonej w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego, a nie zasad odpłatności ryczałtowej czy rzeczywistej obowiązujących indywidualnego zamawiającego w umowie z zakładem energetycznym. Umieszczenie budowy sieci w gminnym planie zaopatrzenia, o którym była mowa w art. 20 Prawa energetycznego, nie stanowiło zatem warunku koniecznego dla przyjęcia odpłatności jedynie ryczałtowej za budowę przyłącza do sieci, której rozbudowa przewidziana była w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego. Wystarczyło spełnienie jedynie tego ostatniego warunku. Nie miało też znaczenia, wbrew odmiennemu stanowisku strony powodowej, czy miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego uchwalony był przed, czy po wejściu w życie Prawa energetycznego z 1997 r., bowiem przepis art. 7 ust. 4 i 5 tego prawa dotyczył planów uchwalonych w tych okresach. Podobnie, powołany przepis nie wymagał określonego uszczegółowienia planu w zakresie budowy lub rozbudowy sieci. Skuteczny prawnie dla przyjęcia ryczałtowej odpłatności był sam fakt umieszczenia budowy lub rozbudowy sieci w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego.

Z tych wszystkich względów należy uznać, iż powodowy Zakład Energetyczny zobowiązany był zawrzeć z Maciejem M. umowę o budowę przyłącza na warunkach **odpłatności ryczałtowej** (podkreślenie – J. K.) określonych w art. 7 ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. **Prawo energetyczne w brzmieniu przed nowelizacją** (podkreślenie – J. K.) na mocy ustawy z dnia 26 maja 2000 r. w związku z § 14 ust. 1 i § 13 ust. 3 pkt 1 wskazanego wyżej rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 21 października 1998 r. oraz § 15 ust. 1 wskazanego wyżej rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 3 grudnia 1998 r. **Prawidłowo zatem Sąd Okręgowy oddalił odwołanie strony powodowej od decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki ustalającej takie zasady umowy, choć błędnie zastosował w sprawie znowelizowane przepisy Prawa energetycznego** (podkreślenie – J. K.) (...).”

## II. Wyrok z 10 lipca 2003 r., sygn. akt I CKN 474/01:

„(...) Na wstępie powstaje zagadnienie, z punktu widzenia jakiego stanu prawnego Sąd Antymonopolowy mógł oceniać prawną zasadność decyzji Prezesa URE (...). Decyzja ta zapadła bowiem przed zmianą stanu prawnego wywołaną ustawą z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 48, poz. 555), tj. przed dniem 14 czerwca 2000 r. **Trafnie przyjęto w zaskarżonym orzeczeniu, że w rozpatrywanej sprawie miarodajny powinien być stan prawny obowiązujący po dniu 14 czerwca 2000 r., ponieważ Sąd obowiązany był uwzględnić stan rzeczy w chwili zamknięcia rozprawy (art. 316 § 1 k.p.c.), a w chwili orzekania nie został jeszcze definitywnie ukształtowany obligacyjny stosunek prawny kreowany decyzją Prezesa URE** (podkreślenie – J. K.). Wskazany zatem w kasacji powodowego Zakładu Energetycznego zarzut naruszenia przepisu art. 7 ust. 1 Prawa energetycznego należało rozważyć przy uwzględnieniu brzmienia tego przepisu po dniu 14 czerwca 2000 r. Z treści sformułowanego zarzutu naruszenia przepisów art. 7 ust. 4 i 5 Prawa energetycznego wyraźnie wynika, że w grę wchodzi redakcja ukształtowana już w nowym stanie prawnym.

Przepis art. 7 ust. 1 Prawa energetycznego nakłada na przedsiębiorstwo energetyczne, zajmujące się m.in. przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotem ubiegającym się o takie przyłączenie, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki dostarczenia, a zgłaszający zawarcie umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Wspomniany obowiązek nie aktualizuje się wobec podmiotów ubiegających się o zawarcie umowy, jeżeli nie mają one odpowiedniego tytułu prawnego do korzystania z obiektu, do którego energia miałaby być dostarczona (art. 7 ust. 2 Prawa energetycznego). Na przedsiębiorstwo energetyczne nałożono nie tylko ogólny, ustalony obowiązek zawierania m.in. umów o przyłączenie do sieci elektrycznej. Ponadto są one obowiązane zapewniać realizację i finansowanie

budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączy 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 za przyłączenie do sieci (tzw. opłaty taryfowe). Chodzi tu o obowiązek rozbudowy infrastruktury sieciowej przedsiębiorstwa energetycznego, przy uwzględnieniu potrzeb przyłączenia do tejże sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie. W przepisie art. 7 ust. 5 Prawa energetycznego wskazano na sposób kalkulacji opłat za przyłączenie. Jeżeli rozwój infrastruktury sieciowej przedsiębiorstwa energetycznego ma nastąpić w wyniku zawarcia umowy o przyłączenie podmiotu zainteresowanego, to istotnym elementem takiej umowy pozostaje zagadnienie odpłatności na rzecz przedsiębiorstwa energetycznego, które właśnie obowiązane jest zapewnić realizację i finansowanie rozbudowy sieci. Za przyłączenie do sieci zainteresowany będzie zobowiązany uiścić przedsiębiorstwu energetycznemu opłatę taryfową tylko wtedy, jeżeli zostaną spełnione wszystkie przesłanki zaktualizowania się wynagrodzenia taryfowego, przewidziane w art. 7 ust. 4 Prawa energetycznego. W przepisie tym wspomina się o dwóch grupach przesłanek. Po pierwsze, przyłączenie może nastąpić na warunkach przewidzianych w aktach wykonawczych, wydanych na podstawie art. 9 i 46 Prawa energetycznego. Po drugie, muszą wcześniej istnieć odpowiednie dokumenty o charakterze planistycznym dotyczące budowy i rozbudowy sieci elektrycznej. **De lege lata obowiązek zawierania umowy o przyłączenie nie jest uzależniony od istnienia miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, jednakże muszą istnieć odpowiednie projekty założeń do planu zaopatrzenia w energię elektryczną, sporządzone dla obszaru gminy lub jej części (art. 19 Prawa energetycznego). W przepisie art. 19 Prawa energetycznego przewidziano szczegółową regulację dotyczącą treści, trybu i formy przyjmowania (uchwalania) wspomnianych założeń. Zarówno więc cel, jak i treść przepisu art. 7 ust. 4 Prawa energetycznego nie mogą usprawiedliwiać poglądu zmierzającego do zastępowania omawianych założeń innymi dokumentami o charakterze planistycznym (inwestycyjnym) niezależnie od treści takich dokumentów (np. planem zagospodarowania przestrzennego)** (podkreślenie – J. K.). Jeżeli zatem Sąd Antymonopolowy ustalił, że Zarząd Gminy J. nie opracował do chwili orzekania założeń w rozumieniu art. 19 Prawa energetycznego (mimo ciążącego na nim od 1998 r. obowiązku w tym zakresie), to nie można twierdzić, iż powodowe Zakłady Energetyczne obciążał wynikający z art. 7 ust. 4 Prawa energetycznego obowiązek zawarcia z zainteresowanym umowy o przyłączenie do sieci elektrycznej, powiązany z obowiązkiem uiszczenia przez zainteresowanego opłaty ryczałtowej przewidzianej w tym przepisie (...).”



Z jednej strony uzasadnionym i logicznym wydaje się być pogląd wyrażony w pierwszym z cytowanych wyroków, zgodnie z którym prawidłowość decyzji administracyjnej należałoby ocenić na podstawie przepisów obowiązujących w chwili jej wydania, z drugiej zaś – nie sposób negować istnienia art. 316 § 1 Kodeksu postępowania cywilnego (sąd wydaje wyrok biorąc za podstawę stan rzeczy istniejący w chwili zamknięcia rozprawy).

W związku z tym, że w obu sprawach Sąd Najwyższy orzekał w zwykłym składzie trzech sędziów – powołane wyżej wyroki są wiążące wyłącznie w sprawach, w jakich zapadły.

Zatem – które przepisy zobowiązany jest stosować Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów w sprawach z odwołania od decyzji Prezesa URE w sytuacji, gdy stan prawny ulega zmianie? Kwestia ta – tymczasowo – pozostaje otwarta.

Ze swojej strony pragnę zauważyć, że nie jest to jedyny przypadek trudności interpretacyjnych wynikających z przemieszania dwóch regulacji o całkowicie odmiennym charakterze: administracyjnoprawnej i cywilnoprawnej. A skoro tak, to może należałoby pokusić się o bardziej precyzyjną regulację w tym zakresie?

## Z ORZECZNICTWA SĄDU NAJWYŻSZEGO

Alicja Tutak

### I. Zakres stosowania art. 45 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne

Wyrokiem z 12 września 2003 r., sygn. akt I CK 46/02 Sąd Najwyższy oddalił kasację przedsiębiorstwa energetycznego (zwanego dalej „Powodem”) od wyroku Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Antymonopolowego (obecnie Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów) z 21 listopada 2001 r., sygn. akt XVII Ame 5/01. W wyroku tym Sąd Najwyższy wypowiedział się w kwestii dopuszczalności odstępstw od stosowania art. 45 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne.

Powód, będący przedsiębiorstwem energetycznym, prowadzącym działalność gospodarczą polegającą na przesyłaniu i dystrybucji paliw gazowych, przedstawił Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (Prezesowi URE) do zatwierdzenia taryfę, w której udział opłat stałych w stawkach opłat za świadczone usługi przesyłowe wynosił 99,3%. Mając na uwadze, że zgodnie z art. 45 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne udział ten nie może przekroczyć 40%, Prezes URE odmówił zatwierdzenia przedstawionej przez Powoda taryfy. Stanowisko Prezesa URE podtrzymał następnie Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Antymonopolowy (obecnie: Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów), który powołanym wyżej wyrokiem oddalił odwołanie Powoda.

Wnosząc kasację do Sądu Najwyższego, Powód zarzucił zaskarżonemu orzeczeniu naruszenie m.in. art. 45 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne i wniósł o jego zmianę przez zatwierdzenie taryfy w proponowanym kształcie, bądź o jego uchylenie i przekazanie sprawy do ponownego rozpoznania przez Sąd Antymonopolowy.

W uzasadnieniu swych zarzutów Powód eksponował sprzeczność pomiędzy treścią dwóch przepisów zawartych w art. 45 ustawy – Prawo energetyczne: ust. 1 pkt 1 oraz ust. 5.

W ocenie Powoda, przepis art. 45 ust. 1 pkt 1, w myśl którego taryfy dla paliw gazowych powinny zapewnić

pokrycie kosztów uzasadnionych działalności przedsiębiorstw energetycznych wyraźnie odwołuje się do kryteriów ekonomicznych, tj. do zasad celowości i racjonalności gospodarowania. Natomiast przepis art. 45 ust. 5 narzuca sposób kalkulowania stawek, określając górną granicę wysokości opłaty stałej. Powód zwrócił uwagę Sądu na specyficzny charakter działalności swojego przedsiębiorstwa (przesyłanie i dystrybucja gazu do odbiorców hurtowych), prowadzonej z wykorzystaniem wysokich kredytów (których spłaty stanowią stałe koszty przedsiębiorstwa). Zdaniem Powoda, w takiej sytuacji nie jest możliwe, aby jednocześnie kierować się kryteriami ekonomicznymi i przestrzegać matematycznych proporcji ustalonych dla stawek opłat w art. 45 ust. 5. Z tego względu Powód zaproponował własną interpretację tego przepisu, w myśl której ma on zastosowanie do przedsiębiorstw świadczących usługi przesyłowe na rzecz odbiorców ostatecznych tj. takich, którzy pobierają i zużywają gaz, nie ma natomiast zastosowania do przedsiębiorstw, które (tak jak Powód) przesyłają i dostarczają gaz odbiorcom hurtowym.

Sąd Najwyższy, rozpoznając kasację, nie zgodził się z prezentowanym w niej stanowiskiem. W ocenie Sądu treść art. 45 ust. 5 jest jednoznaczna: przepis ten ustanawia górną dopuszczalną granicę udziału opłat stałych w stawkach opłat za usługi przesyłowe w wysokości 40%. Stawka ta obowiązuje wszystkie przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych. Zarówno zawarta w art. 3 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne definicja przedsiębiorstwa energetycznego, jak i definicja odbiorcy określona w art. 3 pkt 13 tej ustawy nie uprawniają do „wyprowadzenia w drodze (...) poprawnej wykładni wniosku, że istnieje taka kategoria przedsiębiorstw energetycznych, zajmujących się przesyłaniem gazu, do której nie mają zastosowania ograniczenia w ustalaniu stawek opłat stałych przewidziane w art. 45 ust. 5”. Zdaniem Sądu „wykładni takiej, ignorującej wyraźną treść przepisu, łatwo byłoby postawić zarzut wykładni contra legem, albo działania



będącego raczej tworzeniem prawa, niż jego stosowaniem. Z punktu widzenia konstytucyjnej zasady podziału władzy państwowej taki sposób interpretacji prawa jest niedopuszczalny (...). Oznacza to, że postulowana w kasacji możliwość wyłączenia w stosunku do powodowego przedsiębiorstwa ograniczeń udziału opłat stałych w stawce opłat za przesyłanie gazu może być dokonana jedynie w drodze ewentualnej nowelizacji ustawy, a nie w drodze wykładni obowiązującego obecnie jej tekstu.”.

## II. Obowiązek posiadania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej

W wyroku z 9 października 2003 r., sygn. akt I CK 144/02 Sąd Najwyższy zajął stanowisko w sprawie interpretacji art. 32 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne w brzmieniu nadanym ustawą z 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne<sup>1)</sup>.

Przepis ten, w brzmieniu obowiązującym w okresie od 14 czerwca 2000 r. do 31 grudnia 2002 r., stanowił, że uzyskania koncesji wymaga m.in. prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o mocy poniżej 5 MW. Uznając, że w myśl tego przepisu, o obowiązku uzyskania koncesji decyduje łączna moc wszystkich źródeł, Prezes URE udzielił z urzędu<sup>2)</sup> (decyzją z 21 lutego 2001 r.) koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej przedsiębiorstwu energetycznemu posiadającemu pięć elektrowni wodnych, których łączna moc przewyższała 5 MW. Inaczej interpretowało ten przepis przedsiębiorstwo (zwane dalej „Powodem”), podnosząc w odwołaniu od decyzji o udzieleniu koncesji, że obowiązek posiadania koncesji należy odnosić do mocy poszczególnych źródeł. Jeżeli zatem żadne ze źródeł nie osiąga 5 MW to koncesja nie jest wymagana, nawet jeżeli łączna moc tych źródeł wielkość tę przekracza.

Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Antymonopolowy (obecnie: Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów), w wyroku z 11 lutego 2001 r., sygn. akt XVII Ame 38/01 podzielił stanowisko Powoda. W uzasadnieniu wyroku wyrażony został pogląd, że gdyby ustawodawca chciał powiązać obowiązek koncesyjny z mocą energii wytwarzanej łącznie przez jednego przedsiębiorcę, to przepis nie zawierałby słowa „w źródłach”.

W kasacji od tego wyroku Prezes URE podkreślił, że prezentowana przezeń wykładnia art. 32 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne respektuje inne uregulowania tej ustawy, przede wszystkim obowiązek posiadania zatwierdzonej przez ten organ taryfy, zapewnia także – przewidzianą w art. 76 Konstytucji RP – ochronę konsumentów przed nieuczciwymi praktykami.

Rozpoznając kasację Sąd Najwyższy uznał za słuszne stanowisko Sądu Antymonopolowego, odwołujące się do

regul wykładni językowej. Sąd dokonał również analizy zmian treści art. 32 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, podkreślając, iż rozbieżności interpretacyjne co do jego treści pojawiły się w związku z wydanym na podstawie art. 32 ust. 2 tej ustawy (w brzmieniu obowiązującym przed powołaną wyżej nowelizacją) rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 17 lipca 1998 r. w sprawie określenia szczególnych rodzajów i zakresu działalności gospodarczej nie wymagającej uzyskania koncesji<sup>3)</sup>. Zgodnie z § 1 pkt 1 tego rozporządzenia z obowiązku posiadania koncesji wyłączone było wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy znamionowej nie większej niż 50 MW. Sąd Najwyższy zwrócił uwagę, że rozporządzenie to przestało obowiązywać z dniem wejścia w życie nowelizacji art. 32 ustawy – Prawo energetyczne dokonanej powołaną wyżej ustawą z 26 maja 2000 r. (tj. 14 czerwca 2000 r.). W ocenie Sądu, w okoliczności, że do nowelizowanej ustawy „nie przejęto z wspomnianego rozporządzenia zwrotu wiążącego obowiązek koncesyjny z łączną mocą źródeł wytwarzania energii elektrycznej, należy dostrzegać argument przemawiający za wykładnią przyjętą w zaskarżonym wyroku.”.

Jednakże decydujące dla przyjętego przez Sąd Najwyższy rozstrzygnięcia jest **obecne** brzmienie art. 32 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne. Przepis ten, w brzmieniu zmienionym ustawą z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne<sup>4)</sup>, obowiązującą od **1 stycznia 2003 r.**, wyłącza z obowiązku koncesyjnego m.in. „wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach o mocy poniżej 5 MW” oraz „wytwarzanie ciepła w źródłach o łącznej mocy poniżej 1 MW”. Wcześniej obowiązek posiadania koncesji wyłączony był w przypadku wytwarzania ciepła „w źródłach o mocy poniżej 1 MW”. W ocenie Sądu Najwyższego „w zmianie tej: zastąpieniu zwrotu mówiącego o <wytwarzaniu ciepła w źródłach o mocy poniżej 1 MW> zwrotem mówiącym o <wytwarzaniu ciepła w źródłach o łącznej mocy poniżej 1 MW>, przy jednoczesnym pozostawieniu zwrotu mówiącego o <wytwarzaniu energii elektrycznej w źródłach o mocy poniżej 5 MW> należy dostrzegać potwierdzenie przez ustawodawcę takiego znaczenia omawianego przepisu, za jakim opowiedział się Sąd Antymonopolowy w zaskarżonym wyroku”<sup>5)</sup>.



Autorka jest pracownikiem Biura Prawnego URE

1) Dz. U. z 2000 r. Nr 48, poz. 555.

2) Na podstawie art. 3 ustawy z 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne.

3) Dz. U. z 1998 r. Nr 98, poz. 621.

4) Dz. U. z 2002 r. Nr 135, poz. 1144.

5) Zauważyć jednak należy, że Sąd Najwyższy obecny stan prawny odniósł do decyzji Prezesa URE i wyroku Sądu Antymonopolowego, wydanych pod rządami poprzednio obowiązujących przepisów, w odmiennym brzmieniu.

# OBOWIĄZKI PRZEDSIĘBIORSTWA ENERGETYCZNEGO ZWIĄZANE Z INSTALACJĄ LUB WYMIANĄ UKŁADU POMIAROWO-ROZLICZENIOWEGO

Renata Trypens

Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów podzielił stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezesa URE), zgodnie z którym wstrzymanie dostaw paliwa lub energii może nastąpić wyłącznie po spełnieniu przesłanek oraz przy zachowaniu procedury określonej przepisami Prawa energetycznego. Sąd oddalił odwołanie przedsiębiorstwa gazowniczego od decyzji Prezesa URE stwierdzającej, iż wstrzymanie dostaw paliwa gazowego do nieruchomości odbiorcy było nieuzasadnione (wyrok z 5 listopada 2003 r., sygn. akt XVII Ame 3/03).

Wyrok ten zasługuje na uwagę również w związku z wyrażonym w nim poglądem, dotyczącym zakresu obowiązków przedsiębiorstwa energetycznego w przypadku instalowania lub wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego.

Na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne<sup>1)</sup> Prezes URE, na wniosek odbiorcy, rozstrzygnął spór pomiędzy nim a dostawcą paliwa gazowego, jaki zaistniał w przedstawionym poniżej stanie faktycznym.

Odbiorca – pobierający gaz ziemny na mocy umowy sprzedaży zawartej z przedsiębiorstwem gazowniczym (zwanym dalej „Powodem”) – zgłosił ulatnianie się gazu w pobliżu gazomierza. W tym samym dniu pracownicy Powoda przeprowadzili kontrolę instalacji gazowej, w wyniku której stwierdzono „nieszczelność gazomierza na obudowie”. Nie nastąpiło jednak wstrzymanie dostaw gazu. Dokonano natomiast wymiany uszkodzonego układu pomiarowo-rozliczeniowego, a także uszczelniono instalację wlotową. Wymiana gazomierza potwierdzona została stosowną adnotacją na „poleceniu monterskim”. Nadto zamieszczono na nim informację, że instalacja w obrębie gazomierza była szczelna. Nie sporządzono natomiast protokołu z przeprowadzonej kontroli. Po kilku dniach pracownicy Powoda dokonali demontażu gazomierza, co w konsekwencji oznaczało wstrzymanie dostaw gazu do nieruchomości odbiorcy. Na tę okoliczność sporządzony został protokół kontroli,

z którego wynikało, że powodem wstrzymania dostaw było niewykonanie zaleceń pokontrolnych.

Odbiorca wystąpił do Prezesa URE z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw paliwa gazowego.

W toku postępowania Powód wskazywał, że wstrzymanie dostaw nastąpiło w celu wyeliminowania ryzyka powstania zagrożenia dla życia i zdrowia ludzi oraz bezpieczeństwa mienia.

Zauważmy więc, że stosownie do art. 6 ust. 3 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne, zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, **może wstrzymać** ich dostarczanie, jeżeli w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że instalacja znajdująca się u odbiorcy **stwarza bezpośrednio zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska**.

Ponadto Powód powoływał się na fakt uzgodnienia z odbiorcą, iż zleci on wymianę i naprawę uszkodzonego gazomierza (lub zakup nowego) oraz poniesie koszty związane z usunięciem – przez pracowników Powoda – nieprawidłowości w działaniu instalacji gazowej. Wskazywał również na zobowiązanie odbiorcy – w dniu pierwszej kontroli – do naprawy instalacji wewnętrznej polegającej na zamocowaniu jej do muru budynku. Okoliczności te nie zostały potwierdzone żadnym dokumentem, nie potwierdził ich również odbiorca.

Prezes URE, rozpatrzywszy spór, wydał wspomnianą na wstępie decyzję. W ocenie Prezesa URE, dokonując wstrzymania dostaw paliwa lub energii na podstawie powołanego wyżej art. 6 ust. 3 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne winno mieć świadomość, iż to na nim spoczywa ciężar wykazania zaistnienia przesłanek określonych w tym przepisie. A zatem, w każdym przypadku należy dochować procedury kontroli określonej przepisami rozporządzenia Ministra Gospodarki z 11 sierpnia 2000 r. w sprawie przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne<sup>2)</sup>; w szczególności ustalenia dokonane w trakcie przeprowadzonej kontroli powinny

1) Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 i Nr 203, poz. 1966).

2) Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 11 sierpnia 2000 r. w sprawie przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne (Dz. U. z 2000 r. Nr 75, poz. 866).



znaleźć potwierdzenie w protokole kontroli. Jeżeli w konkretnym przypadku zachodzi konieczność zobowiązania odbiorcy do dokonania określonych czynności, należy szczegółowo wskazać ich zakres. W przeciwnym razie przedsiębiorstwo – zarówno w postępowaniu przed Prezesem URE, jak i sądem – nie może powoływać się skutecznie na okoliczność nie wykonania przez odbiorcę zaleceń pokontrolnych. Wydając zaskarżoną decyzję, Prezes URE miał również na uwadze fakt, że przedłożone w trakcie postępowania „polecenia monterskie” oraz protokół kontroli sporządzony w dniu demontażu układu pomiarowo-rozliczeniowego wskazują na szczelność instalacji w obrębie gazomierza zarówno w dniu pierwszej kontroli jak i w dniu wstrzymania dostaw. W omawianej sprawie nie sporządzono żadnego protokołu dokumentującego stwierdzenie nieprawidłowości w działaniu instalacji gazowej oraz nakazanie odbiorcy ich usunięcia, z zastrzeżeniem, że niewykonanie zaleconej naprawy w określonym terminie skutkować może wstrzymaniem dostaw gazu. Zatem w ocenie Prezesa URE, Powód nie wykazał, iż w dniu wstrzymania dostaw gazu ziemnego do obiektu odbiorcy istniały nieprawidłowości w działaniu instalacji gazowej, uzasadniające to wstrzymanie, na które powoływał się Powód.

**Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, podzielać stanowisko Prezesa URE co do zasadności wydanej decyzji i oddalając odwołanie, wyraził następujący pogląd:**

„Stosownie do treści art. 6 ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (...) przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, może wstrzymać dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, jeśli w wyniku przeprowadzonej kontroli, o której mowa w ust. 2, stwierdzono, że instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska lub nastąpił nielegalny pobór paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła. **Rolą przedsiębiorstwa jest więc zabezpieczyć dokumentację na okoliczność, iż jedna z wymienionych przesłanek została spełniona** (podkreślenie – R. T.).

Z tego też względu dokonując kontroli (...) powód zobowiązany był udokumentować przyczynę nieszczelności instalacji. **Dodatkowo, jeśli przyczyna nieszczelności tkwiła w instalacji odbiorcy, przedsiębiorstwo energetyczne obowiązane było wskazać w sposób szczegółowy jakie warunki powinny zostać spełnione dla kontynuowania dostaw lub ich wznowienia** (podkreślenie – R. T.). Obowiązek ten wynika z treści art. 354 k.c., w myśl którego dłużnik powinien wykonać zobowiązanie zgodnie z jego treścią i w sposób odpowiadający jego celowi społeczno-gospodarczemu oraz zasadom współżycia społecznego, a jeżeli istnieją w tym zakresie ustalone zwyczaje – także w sposób odpowiadający tym zwyczajom, wierzyciel powinien w taki sam

sposób współdziałać przy wykonaniu zobowiązania. Dodatkowo z § 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 24 sierpnia 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci gazowych, obrotu paliwami gazowymi, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci gazowych oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców wynika, że to przedsiębiorstwo energetyczne określa warunki techniczne przyłączenia, a więc i instalacji odbiorcy.

**W ocenie sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, w sytuacji gdy urządzenie pomiarowe instaluje dostawca, w myśl przedstawionej wyżej zasady, dokonuje on czynności niezbędnych dla sprawnego współdziałania tego urządzenia z instalacją odbiorcy. Nie należy w tym przypadku w sposób sztywny opierać się na granicy własności. Działania dostawcy mogą takie granice przekraczać, jeśli jest to z technicznego punktu widzenia niezbędne dla sprawnego połączenia urządzenia pomiarowego z instalacją odbiorcy** (podkreślenie – R. T.). Umocowanie więc przewodów gazowych w okolicy urządzenia pomiarowego, jeśli nie przewidywały tego w sposób precyzyjny warunki przyłączenia, należy do obowiązków przedsiębiorstwa energetycznego jako czynność bezpośrednio technicznie związana z instalacją lub wymianą urządzenia pomiarowego.

W rozpoznawanej sprawie, powód nie wykazał, że przyczyną stwierdzonej (...) nieszczelności była niesprawna instalacja zainteresowanego (odbiorcy – przypis R. T.). Niezależnie od powyższego, w chwili wstrzymania dostaw nie stwierdzono nieszczelności, a więc nie istniało bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska.

Wstrzymanie dostaw paliwa gazowego, co trafnie ocenił pozwany (Prezes URE – przypis R. T.), było zatem formą wymuszenia odpłatności za czynności, które powód obowiązany był wykonać na swój koszt i w związku z tym należało je ocenić jako nieuzasadnione.”

**W tym stanie sprawy, nie znajdując podstaw do uwzględnienia odwołania, Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów odwołanie oddalił.**



Autorka jest pracownikiem Biura Prawnego URE



# UMOWY SPRZEDAŻY CIEPŁA I ROZLICZENIA Z UŻYTKOWNIKAMI LOKALI W BUDYNKU WIELOLOKALOWYM

Jadwiga Bodych-Wasilewska, Witold Cherubin

Temat rozliczeń za ciepło z użytkownikami lokali w budynkach wielolokalowych stanowi przedmiot wielu pytań i wątpliwości, adresowanych do Urzędu Regulacji Energetyki zarówno w aspekcie możliwości zawierania przez przedsiębiorstwa energetyczne umów sprzedaży ciepła z użytkownikami poszczególnych lokali, jak też prawidłowości rozliczeń za ciepło dostarczone do budynku i poszczególnych lokali w tym budynku oraz zaliczania przez przedsiębiorstwa energetyczne kosztów prowadzenia tych rozliczeń do kosztów uzasadnionych, stanowiących podstawę kalkulacji stawek opłat zawartych w taryfie dla ciepła.

## Kto jest odbiorcą ciepła w świetle obowiązujących przepisów

Przepisy ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 i Nr 203 poz. 1966), zwanej dalej Prawem energetycznym, określają ogólne zasady dostarczania energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła, zwanych dalej nośnikami energii.

Prawo energetyczne stanowi w art. 3 pkt 13, że odbiorcą jest każdy, „kto otrzymuje lub pobiera paliwa lub energię na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym”. Natomiast przepisy art. 5 stanowią, że:

- „Dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła odbywa się na podstawie umowy sprzedaży lub umowy przesyłowej.” (ust. 1),
- umowy te powinny m.in. zawierać:
  - umowa sprzedaży – „postanowienia dotyczące: ilości sprzedaży paliw gazowych, energii elektrycznej albo ciepła (...), sposobu ustalania cen i warunków wprowadzania ich zmian, sposobu rozliczeń, odpowiedzialności stron za niedotrzymanie warunków umowy, okresu jej obowiązywania i warunków rozwiązania,” (ust. 2 pkt 1);
  - umowa przesyłowa – „postanowienia dotyczące: ilości przesyłanych paliw gazowych, energii elektrycznej albo ciepła oraz miejsca ich dostarczania, standardów jakościowych, warunków zapewnienia niezawodności i ciągłości dostarczania, sposobu ustalania stawek opłat i warunków wprowadzania ich zmian dla określonej w taryfie grupy odbiorców, sposobu rozliczeń, odpowiedzialności stron za niedotrzymanie warunków umowy, okresu jej obowiązywania i warunków rozwiązania.” (ust. 2 pkt 2),
- „Przedsiębiorstwo energetyczne może zawierać z odbiorcą, któremu dostarcza paliwa gazowe,

*energii elektryczną lub ciepło (...) jedną umowę zawierającą postanowienia umowy sprzedaży i umowy przesyłowej.” (ust. 3).*

Tak więc, powyższe przepisy wskazują, że odbiorcą jest tylko ten, z którym przedsiębiorstwo energetyczne może zawrzeć umowę sprzedaży lub umowę przesyłową (albo umowę zawierającą postanowienia obu tych umów), spełniającą określone wyżej wymagania. Jednym z takich wymagań jest uwzględnienie w umowie postanowień dotyczących ilości sprzedaży lub ilości przesyłanych paliw gazowych, energii elektrycznej albo ciepła, a jak wiadomo, określenie tej ilości jest możliwe na podstawie pomiaru zużycia danego nośnika energii.

Ponieważ energia elektryczna i paliwa gazowe są dostarczane bezpośrednio do odbiorników, w których są zużywane, możliwy jest pomiar zużycia tych nośników energii w poszczególnych lokalach (instalacjach odbiorczych), w których zainstalowane są układy pomiarowo-rozliczeniowe (liczniki energii elektrycznej lub gazomierze). W związku z tym, odbiorcą energii elektrycznej albo paliw gazowych może być zarówno właściciel wielkiego obiektu (fabryki, hotelu, szpitala itd.), jak i właściciel małego domku jednorodzinny, czy też mieszkaniec lub użytkownik lokalu w budynku wielolokalowym.

W przeciwieństwie do energii elektrycznej i paliw gazowych, ciepło – sprzedawane przez przedsiębiorstwo energetyczne – nie jest dostarczane bezpośrednio do odbiorników w poszczególnych lokalach (pomieszczeniach), lecz do węzłów cieplnych, w których są zainstalowane układy pomiarowo-rozliczeniowe. Zgodnie z § 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. z 2000 r. Nr 96, poz. 1053), zwanym dalej rozporządzeniem taryfowym, określenie „węzeł cieplny” oznacza „połączone ze sobą urządzenia lub instalacje służące do zmiany rodzaju lub parametrów nośnika ciepła dostarczanego z przyłącza oraz regulacji ilości ciepła dostarczanego do instalacji odbiorczych” (pkt 10), a „układ pomiarowo-rozliczeniowy” – „dopuszczony do stosowania zespół urządzeń służących do pomiaru ilości i parametrów nośnika ciepła, których wskazania stanowią podstawę do obliczenia należności z tytułu dostarczania ciepła” (pkt 15). Analogiczne określenia zawierają przepisy § 2 (pkt 8 i 13) rozporządzenia Ministra Gospodarki z 11 sierpnia 2000 r. w sprawie

szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci ciepłowniczych, obrotu ciepłem, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. z 2000 r. Nr 72, poz. 845), zwanego dalej rozporządzeniem przyłączeniowym.

Ciepło dostarczane jest do węzłów ciepłych za pośrednictwem podgrzewanej w źródle ciepła gorącej wody, tzw. wody „sieciorowej” (rurociągiem zasilającym), która po oddaniu ciepła wraca z powrotem do tego źródła (rurociągiem powrotnym). W węzłach ciepłych następuje rozdział ciepła na poszczególne instalacje odbiorcze (przeważnie na instalację centralnego ogrzewania i instalację ciepłej wody) oraz wymiana ciepła między wodą „sieciorową”, a wodą płynącą w tych instalacjach – tzw. wodą „instalacyjną” w instalacji centralnego ogrzewania i wodą wodociągową w instalacji ciepłej wody.

Podgrzana w węźle ciepłym (w wymienniku centralnego ogrzewania) woda „instalacyjna” kierowana jest do urządzeń odbiorczych (grzejników, konwektorów itp.), służących do podgrzewania powietrza w poszczególnych lokalach i we wspólnych pomieszczeniach (korytarze, klatki schodowe itp.).

Natomiast znacznie bardziej skomplikowany jest układ wymiany ciepła, wykorzystywanego do podgrzewania wody wodociągowej, co wynika z następujących przyczyn:

- Ze względu na potrzebę ciągłego utrzymywania wymaganej temperatury ciepłej wody we wszystkich lokalach, istnieje konieczność zapewnienia stałego obiegu wody w instalacji ciepłej wody. Reguluje to rozporządzenie Ministra Infrastruktury z 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. z 2002 r. Nr 75, poz. 690 z późn. zm.), zwane dalej rozporządzeniem o warunkach technicznych budynków, które stanowi w § 120 ust. 1, że: „W budynkach, z wyjątkiem jednorodzinnych (...), w instalacji ciepłej wody powinien być zapewniony stały obieg wody (...)”. Brak ciągłego przepływu powodowałby bowiem znaczne straty wody, wynikające z konieczności jej „spuszczania” do kanalizacji, aż do czasu uzyskania w punkcie czerpalnym odpowiedniej temperatury ciepłej wody. W związku z tym, tylko część podgrzanej wody wodociągowej jest pobierana w punktach czerpalnych do celów sanitarno-gospodarczych, natomiast nie wykorzystana część wody jest zwracana do węzła ciepłego tzw. przewodem cyrkulacyjnym, zapewniającym utrzymanie stałego obiegu ciepłej wody.
- Dostarczana do węzła ciepłego zimna woda wodociągowa jest wstępnie podgrzewana ciepłem odbieranym od wody powracającej z instalacji centralnego ogrzewania (wymiennik pierwszego stopnia podgrzewu). Jeśli podgrzana wstępnie ciepła woda nie osiągnie wymaganej temperatury, jest ona podgrzewana wodą „sieciorową” (wymiennik drugiego stopnia podgrzewu). Natomiast ciepła woda zwracana prze-

wodem cyrkulacyjnym do węzła ciepłego jest kierowana do wymiennika drugiego stopnia podgrzewu, gdzie również jest podgrzewana wodą „sieciorową” – gdy jej temperatura jest za niska. Regulacja temperatury ciepłej wody dostarczanej z węzła ciepłego do instalacji odbiorczej odbywa się przy pomocy regulatora sterującego poborem wody „sieciorowej”.

### Możliwość zmierzenia wielkości poboru ciepła w poszczególnych lokalach

Łączną ilość ciepła dostarczonego w wodzie „sieciorowej” do węzła ciepłego (budynku), tj. na potrzeby centralnego ogrzewania i ciepłej wody, określa się na podstawie odczytów wskazań ciepłomierza, stanowiącego podlegający legalizacji układ pomiarowo-rozliczeniowy (zespół urządzeń służących do pomiaru ilości i parametrów wody). Ciepłomierz składa się z przyrządów pomiarowych:

- przepływomierza dokonującego pomiaru ilości lub natężenia przepływu wody w rurociągu zasilającym lub powrotnym,
- termometru dokonującego pomiaru temperatury wody w rurociągu zasilającym,
- termometru dokonującego pomiaru temperatury wody w rurociągu powrotnym,

oraz układu elektronicznego, który odbiera cykliczne impulsy przekazywane przez te przyrządy pomiarowe, dokonuje niezbędnych przeliczeń (według zaprogramowanych algorytmów) i wskazuje obliczoną na ich podstawie ilość dostarczonego ciepła.

Producenci ciepłomierzy stosują różne typy przepływomierzy i termometrów, przy czym wszystkie typy termometrów i niektóre typy przepływomierzy (np. ultradźwiękowe) dokonują tylko chwilowego pomiaru mierzonych wielkości (temperatury i natężenia przepływu). Układ elektroniczny ciepłomierza dokonuje obliczenia ilości dostarczonego ciepła na podstawie wielu cyklicznych pomiarów, według następujących algorytmów (zależnie od tego, czy przepływomierz zainstalowano w rurociągu zasilającym, czy powrotnym):

$$Q = V_z (I_z - I_p) \text{ lub } Q = V_p (I_z - I_p),$$

gdzie:

- $Q$  – ilość dostarczonego ciepła,
- $V_z$  – ilość nośnika ciepła dostarczonego z sieci ciepłowniczej do węzła ciepłego,
- $V_p$  – ilość nośnika ciepła zwróconego z węzła ciepłego do sieci ciepłowniczej,
- $I_z$  – średnia entalpia nośnika ciepła dostarczonego do węzła ciepłego,<sup>1)</sup>
- $I_p$  – średnia entalpia nośnika ciepła zwróconego z węzła ciepłego.<sup>1)</sup>

1) Entalpia jest to pojęcie określające jedną z funkcji stanu termodynamicznego nośnika ciepła (pary lub gorącej wody), a wartość entalpii zależy od temperatury i ciśnienia nośnika ciepła.

Tak więc, ilości ciepła dostarczonego w okresie rozliczeniowym do węzła cieplnego (budynku), nie można określić na podstawie bezpośredniego pomiaru jego zużycia, jak to ma miejsce w przypadku energii elektrycznej i gazu. Zastosowanie omówionego wyżej złożonego układu pomiarowo-rozliczeniowego jest konieczne z uwagi na fizyczne właściwości ciepła, które nie jest zużywane w instalacjach odbiorczych, lecz jest wykorzystywane w wyniku procesów jego wymiany, zachodzących w węźle cieplnym między wodą „sieciovą” i wodą płynącą w instalacjach odbiorczych.

Z kolei, skomplikowany (różny w poszczególnych węzłach cieplnych) układ połączeń wymienników podgrzewających wodę wodociągową z instalacją ciepłej wody (rurociągiem cyrkulacyjnym) i wymiennikiem centralnego ogrzewania, nie pozwala na bezpośredni i prawidłowy pomiar ilości ciepła dostarczonego do budynku dla potrzeb ciepłej wody. W związku z tym, ilość ciepła dostarczonego do budynku na potrzeby ciepłej wody jest określana jako różnica wskazań ciepłomierza zainstalowanego na przyłączy do węzła cieplnego, mierzącego łączną ilość ciepła dostarczonego do budynku (na potrzeby ogrzewania i ciepłej wody) oraz ciepłomierza zainstalowanego przed wymiennikiem centralnego ogrzewania, mierzącego ilość ciepła dostarczonego do instalacji centralnego ogrzewania.<sup>2)</sup>

Fizyczne właściwości ciepła oraz złożony układ połączeń w węźle cieplnym nie tylko wymuszają skomplikowany sposób określania ilości ciepła dostarczonego do węzła cieplnego (budynku), ale również uniemożliwiają bezpośredni i prawidłowy pomiar ilości ciepła wykorzystywanego wewnątrz budynku w poszczególnych lokalach i pomieszczeniach na potrzeby ogrzewania i ciepłej wody.

Brak możliwości pomiaru ilości ciepła na potrzeby ogrzewania poszczególnych lokali i pomieszczeń wspólnych wynika w szczególności z następujących cech ciepła:

- ciepło przenika przez przegrody budowlane<sup>3)</sup>, a związane z tym straty ciepła zależą od wielu czynników, z których najważniejszymi są:
  - różnica temperatury powietrza między cieplejszym i zimniejszym środowiskiem;
  - własności termoizolacyjne przegród budowlanych (współczynnik „K”);
  - gradient temperatury (szybkość przenikania ciepła), zależny od różnicy temperatury powietrza i własności termoizolacyjnych przegród budowlanych,

- zgodnie z zasadami fizyki źródłami ciepła są zarówno urządzenia zainstalowane w grzewczych instalacjach odbiorczych (rurociągi, grzejniki, konwektory itd.), jak też inne urządzenia (technologiczne, sprzęt gospodarstwa domowego itd.), w których podczas wykonywania pracy wydzielane jest ciepło, a także źródła światła, elektryczne i gazowe ogrzewacze i podgrzewacze ciepłej wody, jak również przebywający w pomieszczeniach ludzie i zwierzęta, a także słońce ogrzewające pomieszczenia przez okna i ściany budynków.

W związku z powyższym, temperatura powietrza w poszczególnych pomieszczeniach (lokalach) wynika z bilansu ilości ciepła dostarczonego do tych pomieszczeń, zarówno z instalacji centralnego ogrzewania, jak też innych wymienionych źródeł ciepła (wraz z ciepłem przenikającym z sąsiednich pomieszczeń) oraz strat ciepła przez przegrody budowlane w tych pomieszczeniach. Wynikająca z tego bilansu ilość ciepła jest niemożliwa do zmierzenia nawet w przypadku zainstalowania w poszczególnych pomieszczeniach ciepłomierzy, gdyż mogą one wskazać tylko ilość ciepła dostarczonego do tych pomieszczeń z instalacji centralnego ogrzewania. Natomiast brak jest technicznych możliwości określenia ilości ciepła dostarczonego do danego pomieszczenia w wyniku wymiany ciepła z sąsiednimi pomieszczeniami. Znane są przypadki korzystania ze zjawiska wymiany ciepła między lokalami przez tych użytkowników lokali, którzy w celu zmniejszenia opłat za centralne ogrzewanie, ograniczają pobór ciepła z instalacji centralnego ogrzewania w swoich lokalach.

W świetle powyższego można stwierdzić, że brak jest technicznych możliwości bezpośredniego i prawidłowego zmierzenia ilości ciepła, dostarczonego na potrzeby ogrzewania poszczególnych lokali w budynku.

Niemożliwe jest również dokonanie pomiaru ilości ciepła dostarczanego do poszczególnych lokali na potrzeby ciepłej wody, gdyż zainstalowane w tych lokalach zestawy wodomierzowe dokonują tylko pomiaru ilości podgrzanej wody wodociągowej (w m<sup>3</sup>), która została zużyta do celów sanitarno-gospodarczych.

Należy podkreślić, że przepisy rozporządzenia o warunkach technicznych budynków określają następujące wymagania, dotyczące pomiaru ilości ciepła dostarczanego na potrzeby ogrzewania i ciepłej wody:

- w budynkach mieszkalnych wielorodzinnych należy stosować urządzenia do pomiaru ilości ciepła wykorzystanego do przygotowania ciepłej wody (§ 121 ust. 1),
- w budynkach mieszkalnych wielorodzinnych do pomiaru ilości zimnej i ciepłej wody, dostarczanej do poszczególnych mieszkań oraz pomieszczeń służących do wspólnego użytku mieszkańców, należy stosować zestawy wodomierzowe zgodnie z wymaganiami Polskich Norm, dotyczących zabudowy tych zestawów oraz wymagań instalacyjnych dla wodomierzy (§ 121 ust. 2),

2) Istnieją budynki, w których brak jest technicznych możliwości dokonania pomiaru ilości ciepła dostarczonego do poszczególnych instalacji odbiorczych.

3) Problem ten porusza m.in. K. Cichowski (Związek Rewizyjny Spółdzielni Mieszkaniowych RP) w artykule opublikowanym w Biuletynie URE nr 2/2000.



- w budynkach z instalacjami ogrzewczymi zasilanymi z sieci ciepłowniczej powinny znajdować się urządzenia służące do rozliczeń za dostarczone ciepło:
  - a) ciepłomierz (układ pomiarowo-rozliczeniowy) do pomiaru ilości ciepła dostarczonego do instalacji ogrzewczej budynku (§ 135 ust. 2 pkt 1),
  - b) urządzenia umożliwiające indywidualne rozliczanie kosztów ogrzewania poszczególnych mieszkań lub lokali użytkowanych w budynku (§ 135 ust. 2 pkt 2).

Przepisy te jednoznacznie stanowią, że lokale w budynkach wielorodzinnych powinny być wyposażone w zestawy wodomierzowe do pomiaru zużycia ciepłej wody oraz urządzenia umożliwiające indywidualne rozliczanie kosztów ogrzewania tych lokali.

### Indywidualne rozliczenia z użytkownikami lokali

Koszty ogrzewania lokali są zazwyczaj rozliczane przy pomocy podzielników kosztów ogrzewania (niekiedy stosowane są ciepłomierze na przyłączach do lokali<sup>4)</sup>). Podzielniki kosztów nie są urządzeniami pomiarowymi, gdyż ich wskazania są bezwymiarowe (ilość podziałek lub liczba odczytywana w „okienku” podzielnika) oraz nie podlegają one legalizacji.

Zgodnie z postanowieniami Polskich Norm<sup>5)</sup> podzielniki kosztów ogrzewania służą do rejestrowania intensywności oddawania ciepła przez grzejniki zainstalowane w poszczególnych lokalach. Normy te stanowią, że:

- tzw. „wartość zużycia” jest bezwymiarowa,
- „Wartość zużycia jest otrzymywana z wartości wskazanej pomnożonej przez współczynniki oceny (...)”,
- „Wartość zużycia jest w przybliżeniu proporcjonalna do ilości ciepła oddanego przez grzejnik (...) w okresie pomiarowym.”,
- „(...) względna wartość zmierzonej wartości zużycia może być interpretowana jako udział w zużyciu ciepła w jednostce rozliczeniowej lub w grupie użytkowników”.

Tak więc, podzielniki kosztów ogrzewania służą do określenia udziału ilości ciepła oddanego przez grzejniki w danym lokalu w całkowitej ilości ciepła dostarczonego do instalacji centralnego ogrzewania w danym budynku (wykazanej przez ciepłomierz zainstalowany w węźle ciepłym). Rozliczenia na podstawie wskazań tych podzielników wymagają stosowania specjalistycznych

programów komputerowych, uwzględniających wiele różnych czynników.

Koszty ciepła dostarczonego na potrzeby podgrzewania wody wodociągowej są rozliczane przy pomocy wodomierzy, które wprawdzie są legalizowanym przyrządem pomiarowym, ale wskazują jedynie ilość ciepłej wody zużytej w poszczególnych lokalach (w m<sup>3</sup>), a nie ilość ciepła zawartego w tej wodzie. Stosunek ilości ciepłej wody zużytej w danym lokalu do łącznej ilości ciepłej wody zużytej w budynku określa udział tego lokalu w kosztach ciepła, dostarczonego na potrzeby podgrzewania wody wodociągowej w tym budynku.

W świetle omówionych wyżej złożonych problemów, związanych z pomiarami ilości ciepła, trzeba stwierdzić, że określenie faktycznej ilości ciepła dostarczonego do poszczególnych lokali jest niemożliwe, a układ pomiarowo-rozliczeniowy zainstalowany w węźle ciepłym mierzy ilość ciepła dostarczonego do budynku.

Ponadto trzeba wskazać, że ilości ciepła dostarczonego do budynku nie można „z góry” określić w umowie, gdyż zależy ona od wielkości poboru mocy cieplnej i czasu jej użytkowania, przy czym pobór mocy cieplnej na potrzeby ogrzewania wynika z warunków atmosferycznych, a pobór mocy cieplnej na potrzeby ciepłej wody wynika z wielu różnych uwarunkowań, w tym także zależy od temperatury zewnętrznej. W związku z tym, stosownie do § 12 rozporządzenia przyłączeniowego, w umowach sprzedaży ciepła określana jest „zamówiona moc cieplna”, która zgodnie z § 2 tego rozporządzenia oznacza „ustaloną przez odbiorcę największą moc cieplną, jaka w ciągu roku występuje w danym obiekcie dla warunków obliczeniowych, uwzględniając moc cieplną niezbędną dla: (a) pokrycia strat ciepła w obiekcie, zapewniającą utrzymanie normatywnej temperatury i wymiany powietrza w pomieszczeniach znajdujących się w tym obiekcie, (b) zapewnienia utrzymania normatywnej temperatury ciepłej wody w punktach czerpalnych znajdujących się w tym obiekcie, (...)” (pkt 14). Natomiast „warunki obliczeniowe” oznaczają „obliczeniową temperaturę powietrza atmosferycznego, określoną dla strefy klimatycznej, w której zlokalizowane są obiekty, do których jest dostarczane ciepło, i temperaturę wody użytkowej” (pkt 15), a „obiekt” oznacza „budowlę lub budynek wraz z instalacjami odbiorczymi” (pkt 12).<sup>6)</sup>

W świetle powyższych przepisów wielkość zamówionej mocy cieplnej określa się dla budynku, a nie dla poszczególnych lokali. Należy wyjaśnić, że przy określaniu wielkości mocy cieplnej zamówionej dla budynku na potrzeby ogrzewania, właściciel (zarządca) budynku ma możliwość uwzględnienia strat ciepła w całym budynku – łącznie z pomieszczeniami wspólnymi oraz bilansem wymiany ciepła między poszczególnymi pomieszczeniami przez przegrody budowlane.

4) Brak możliwości bezpośredniego i prawidłowego pomiaru ilości ciepła dostarczonego do poszczególnych lokali wyjaśniono w tekście powyżej.

5) PN-EN 835 – „Podzielniki kosztów ogrzewania do rejestrowania zużycia ciepła przez grzejniki. Przyrządy bez zasilania energią elektryczną działające na zasadzie parowania dyfuzyjnego” oraz PN-EN 834 – „Podzielniki kosztów ogrzewania do rejestrowania zużycia ciepła przez grzejniki. Przyrządy zasilane energią elektryczną”.

6) Analogiczne określenia zawarte są w rozporządzeniu taryfowym.

Z kolei, przy określaniu wielkości mocy cieplnej zamówionej dla budynku na potrzeby ciepłej wody, możliwe jest uwzględnienie niejednoczesności maksymalnego poboru ciepłej wody w poszczególnych lokalach oraz akumulacyjności cieplnej budynku. Wykorzystanie zjawiska akumulacji ciepła pozwala na ograniczenie szczytowego poboru mocy cieplnej na potrzeby ciepłej wody, gdyż w okresie tego szczytu możliwe jest zwiększenie poboru ciepła do podgrzewania wody wodociągowej – kosztem krótkotrwałego ograniczenia ilości ciepła dostarczanego do instalacji centralnego ogrzewania. Takie ograniczenie jest praktycznie nieodczuwalne dla użytkowników lokali, gdy wahania temperatury wewnątrz pomieszczeń nie przekraczają 1°C (organizm człowieka nie reaguje na takie zmiany). Dzięki takiemu ograniczeniu zamówiona moc cieplna nie stanowi sumy szczytowego poboru mocy cieplnej na potrzeby ogrzewania i podgrzewania wody wodociągowej, co ma wpływ na poziom opłat za ciepło dostarczane do budynku.

### Wymagania dla umów sprzedaży ciepła i umów przesyłowych

Brak możliwości określenia ilości ciepła faktycznie dostarczonego do poszczególnych lokali w budynku oraz brak możliwości określenia zamówionej mocy cieplnej w odniesieniu do tych lokali powoduje, że nie jest możliwe spełnienie podstawowych wymagań dla umowy sprzedaży ciepła lub umowy przesyłowej.

Inne wymagania dla tych umów, określone w przytoczonych na wstępie przepisach art. 5 ust. 2 Prawa energetycznego, dotyczące m.in. postanowień w zakresie warunków zapewnienia niezawodności i ciągłości dostarczania, standardów jakościowych oraz odpowiedzialności stron za niedotrzymanie warunków umowy, należy rozpatrywać łącznie z przepisami szczegółowymi określonymi w § 12 rozporządzenia przyłączeniowego. Zgodnie z tymi przepisami w umowach powinny być m.in. określone:

- „miejsca oraz warunki dostarczania i odbioru ciepła, w tym: (...)
  - b) wielkość zamówionej mocy cieplnej w podziale na rodzaje potrzeb oraz obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła (...),
  - c) rodzaj nośnika ciepła i jego parametry dla warunków obliczeniowych (...)”
- „odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za:
  - a) przekroczenie:
    - zamówionej mocy cieplnej lub obliczeniowego natężenia przepływu nośnika ciepła,

- dopuszczalnych odchyłeń od parametrów nośnika ciepła, (...)
- b) niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, (...)”<sup>7)</sup>.

Zamówiona moc cieplna stanowi podstawę do określenia przez przedsiębiorstwo energetyczne wielkości obliczeniowego natężenia przepływu nośnika ciepła (wody „sieciowej”) w przyłączach do poszczególnych węzłów cieplnych. Tak jak nie ma możliwości określenia zamówionej mocy cieplnej dla poszczególnych lokali, nie ma również możliwości określenia dla nich obliczeniowego natężenia przepływu wody „sieciowej”. W instalacjach odbiorczych płynie bowiem woda „instalacyjna” i podgrzana woda wodociągowa, a nie woda „sieciowa”. Ponadto, instalacje centralnego ogrzewania i ciepłej wody stanowią integralne elementy budynku i nie należą do przedsiębiorstwa energetycznego lecz do właściciela budynku, który odpowiada za ich stan techniczny i prawidłowe funkcjonowanie.

W związku z powyższym, niemożliwe jest egzekwowanie odpowiedzialności stron za niedotrzymanie warunków umowy w przypadku zawarcia przez przedsiębiorstwo energetyczne umowy sprzedaży ciepła z użytkownikiem lokalu. Skoro bowiem nie ma możliwości określenia wielkości zamówionej mocy cieplnej oraz obliczeniowego natężenia przepływu wody „sieciowej” dla poszczególnych lokali, niemożliwe jest również stwierdzenie ich przekroczenia lub ograniczenia. Podobnie nie ma możliwości egzekwowania odpowiedzialności stron za niedotrzymanie warunków umowy w zakresie parametrów nośnika ciepła, gdyż w instalacjach odbiorczych nie płynie woda „sieciowa”. W wyniku tego nie ma również możliwości zastosowania postanowień § 38 rozporządzenia taryfowego, określającego szczegółowe zasady rozliczeń w przypadku niedotrzymania warunków umowy w zakresie obliczeniowego natężenia przepływu i temperatury nośnika ciepła (wody „sieciowej”).

Omówiona wyżej specyfika zaopatrzenia w ciepło oraz przytoczone przepisy Prawa energetycznego i rozporządzeń wykonawczych wskazują, że wymagania dotyczące umów sprzedaży ciepła i umów przesyłowych mogą być spełnione jedynie w przypadku umów zawieranych przez przedsiębiorstwa energetyczne z właścicielami (zarządcami) obiektów bądź budynków, a więc odbiorcą ciepła w budynku wielolokalowym nie może być lokator bądź użytkownik lokalu. Przedsiębiorstwo energetyczne w rozliczeniach z odbiorcą ma obowiązek stosowania cen i stawek opłat ustalonych w taryfie dla ciepła, która powinna być opracowana zgodnie z rozporządzeniem taryfowym, określającym jednoznacznie zasady ustalania cen i stawek opłat oraz zasady rozliczeń za ciepło dostarczane do budynków (węzłów cieplnych), a nie do lokali w tych budynkach. Wskazują na to – oprócz omówionych wcześniej – m.in. następujące przepisy rozporządzenia taryfowego:

7) Zgodnie z § 26 rozporządzenia przyłączeniowego standardy te obejmują m.in. „warunki sprzedaży ciepła w zakresie: a) zapewnienia obliczeniowego natężenia przepływu nośnika ciepła, b) dotrzymywania parametrów nośnika ciepła, (...)”.

- stosownie do § 16 koszty uzasadnione, na podstawie których obliczane są jednostkowe koszty oraz ustalane w taryfie stawki opłat stałych i stawki opłat zmiennych za usługi przesyłowe, obejmują zakres: od kosztów usług przesyłowych związanych z eksploatacją sieci ciepłowniczych, poprzez koszty związane z eksploatacją węzłów cieplnych i grupowych węzłów cieplnych, do kosztów usług przesyłowych związanych z eksploatacją zewnętrznych instalacji odbiorczych<sup>8)</sup> – a więc bez instalacji odbiorczych w budynku;
- zgodnie z § 2 pkt 16 określenie „liczba punktów pomiarowych”, na podstawie których obliczane są opłaty abonamentowe (pokrywające koszty handlowej obsługi odbiorców) oznacza „łączną liczbę układów pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych w przyłączach do węzłów cieplnych oraz urządzeń, których wskazania stanowią podstawę do określenia udziału poszczególnych odbiorców w kosztach ciepła dostarczonego do grupowych węzłów cieplnych, obsługujących obiekty więcej niż jednego odbiorcy”;
- stosownie do § 31 ust. 1 „Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzi rozliczenia z odbiorcami ciepła (...), na podstawie odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, zainstalowanych na przyłączach do węzłów cieplnych lub zewnętrznych instalacji odbiorczych (...)”.

### Podsumowanie

Przedstawiona wyżej analiza uwarunkowań technicznych i prawnych wykazuje, że zawierane przez niektóre przedsiębiorstwa energetyczne z mieszkańcami i użytkownikami lokali „umowy sprzedaży ciepła do lokalu (...)”, nie spełniają warunków określonych w obowiązujących przepisach, a koszty ponoszone przez te przedsiębiorstwa na obsługę mieszkańców i użytkowników lokali nie mogą być zaliczone do kosztów uzasadnionych, na podstawie których obliczane są ceny i stawki opłat ustalane w taryfach. Ponadto, taryfy dla ciepła zatwierdzone przez Prezesa URE, mogą obejmować tylko koncesjonowaną działalność gospodarczą przedsiębiorstwa energetycznego w zakresie zaopatrzenia w ciepło, czyli nie mogą obejmować obsługi mieszkańców i użytkowników lokali w budynkach wielolokalowych.

Do rozliczenia z użytkownikami lokali kosztów zakupu ciepła dostarczonego do budynku wielolokalowego

tego mają zastosowanie przepisy art. 45a Prawa energetycznego. Przepisy te stanowią, że:

- przedsiębiorstwo energetyczne na podstawie cen i stawek opłat zawartych w taryfie, wylicza opłaty za dostarczane do odbiorcy ciepło (ust. 1),
- opłaty te stanowią dla odbiorcy koszty zakupu ciepła dostarczanego do budynku, w którym znajdują się lokale mieszkalne i użytkowe, zamieszkane lub użytkowane przez osoby nie będące odbiorcami (ust. 2),
- koszty zakupu ciepła powinny być rozliczane przez odbiorcę w opłatach pobieranych od mieszkańców lub użytkowników lokali (ust. 4),
- w przypadku gdy wyłącznym odbiorcą ciepła dostarczanego do budynku jest właściciel lub zarządca budynku wielolokalowego, jest on odpowiedzialny za rozliczanie na poszczególne lokale całkowitych kosztów zakupu ciepła (ust. 6),
- odbiorca może zlecić prowadzenie tych rozliczeń innej osobie albo jednostce organizacyjnej na podstawie odrębnej umowy (ust. 7).

Tak więc, przedsiębiorstwo energetyczne powinno zawierać **umowy sprzedaży ciepła lub umowy przesyłowe z właścicielami lub zarządcami budynków**. Prowadzenie przez przedsiębiorstwo energetyczne – na zlecenie właścicieli lub zarządców budynków – rozliczeń z użytkownikami lokali, polegających na podziale kosztów ciepła dostarczonego do budynku na poszczególne lokale, powinno być przedmiotem **odrębnych umów** zawartych przez to przedsiębiorstwo z **właścicielami lub zarządcami budynków**.



Jadwiga Bodaych-Wasilewska



Witold Cherubin

Autorzy są doradcami Prezesa URE

8) Zgodnie z § 2 pkt 13 rozporządzenia taryfowego oraz § 2 pkt 11 rozporządzenia przyłączeniowego określenie „zewnętrzna instalacja odbiorcza” oznacza „odcinki instalacji odbiorczych łączące grupowy węzeł cieplny z instalacjami odbiorczymi w obiektach” i odpowiednio, zgodnie z § 2 pkt 11 i § 2 pkt 9 tych rozporządzeń „grupowy węzeł cieplny” oznacza „węzeł cieplny obsługujący więcej niż jeden obiekt”.



# KLIMATYZACJA – WYZWANIE DLA PRZEDSIĘBIORSTW CIEPŁOWNICZYCH

Paweł Bogustawski, Marek Woszczyk

Trwający sezon grzewczy z pewnością uprawnia do zajęcia się tematem ciepła, z którym zwykle kojarzy się przedsiębiorstwo ciepłownicze zapewniające w naszych mieszkaniach właściwą temperaturę zimą, a w kranach ciepłą wodę przez cały rok.

Skogarzenie takie jest w pełni zrozumiałe, zważywszy, że przez większą część roku warunki klimatyczne powodują konieczność dostarczania ciepła do pomieszczeń. Sporadycznie tylko pojęcie przedsiębiorstwa ciepłowniczego jest związane z okresem letnim. Niewykluczone jednak, że w przyszłości ten stan rzeczy ulegnie zmianie. A to za sprawą istniejących możliwości wykorzystania ciepła sieciowego do ... wytwarzania chłodu w quasi klimatyzowanych budynkach.

Kilka ostatnich lat pokazało, jak upalne mogą być sezony letnie, co szczególnie dotkliwie odczuwane było w aglomeracjach miejskich, a obecność klimatyzacji w pomieszczeniach gdzie pracujemy czy mieszkamy, choć coraz częściej występująca, nie jest jeszcze normą.

W powszechnym rozumieniu, klimatyzację zwykliśmy sprowadzać do funkcji chłodzenia, ale obejmuje ona w okresie zimowym ogrzewanie, nawilżanie i rozpraszanie powietrza, zaś w okresie letnim oprócz rozpraszania zajmuje się chłodzeniem i osuszaniem powietrza. Chłodnictwo (nie wymusza cyrkulacji i nie zabezpiecza właściwej wilgotności powietrza) ma zastosowanie w procesach przemysłowych, w przemyśle spożywczym, chemicznym oraz w celu zapobiegania utracie pożądanych właściwości niektórych towarów.

Zgodnie z [1] chłodnictwo jest dziedziną techniki zajmującą się chłodzeniem za pomocą obiegów termodynamicznych, w których następuje transport ciepła od ośrodka ochładzanego do otoczenia o temperaturze wyższej niż temperatura tego ośrodka.

Według [1] chłodzeniem nazywa się proces fizyczny, podczas którego wskutek odprowadzania ciepła z danego ośrodka następuje spadek lub utrzymywanie jego temperatury na stałym poziomie, niższym od temperatury otoczenia. Chłodzenie może odbywać się w sposób:

- naturalny, przy użyciu czynnika o temperaturze niższej niż temperatura ochładzanej substancji lub ośrodka,
- sztuczny, przy użyciu czynnika podlegającego procesowi termodynamicznemu, głównie zamkniętemu, dzięki któremu możliwe jest uzyskiwanie niskich temperatur.

Zgodnie z drugą zasadą termodynamiki: aby przekazać ciepło ze źródła o temperaturze niższej do źródła o temperaturze wyższej, należy wykonać pracę lub

dostarczyć z zewnątrz równoważną tej pracy ilość ciepła.

Technika rozwinęła zasadniczo dwa rodzaje urządzeń chłodniczych. W urządzeniach chłodniczych sprężarkowych jest dostarczana praca z zewnątrz, natomiast w urządzeniach absorpcyjnych – ciepło.

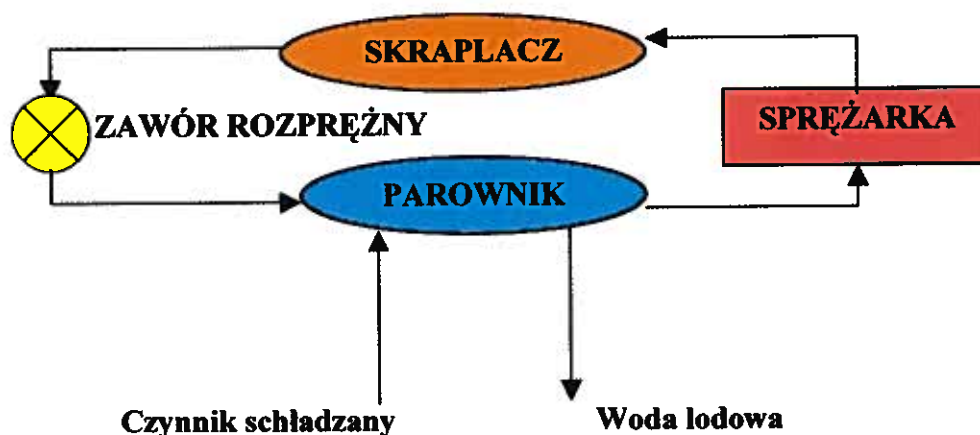
Najbardziej znane, z uwagi na relatywną łatwość zastosowań, są małe urządzenia sprężarkowe zwane popularnie klimatyzatorami. Urządzenia te zasilane są energią elektryczną. Mogą one być przenośne lub zainstalowane na stałe (ścienne lub podsufitowe), występują także w wersjach kanałowych do umieszczenia w przewodzie wentylacyjnym lub w oknie pomieszczenia. Z reguły ich moc wystarcza na klimatyzowanie jednego lub co najwyżej kilku pomieszczeń. Klimatyzator to w uproszczeniu agregat chłodniczy lodówki z wentylatorem, jednocześnie osuszający wnętrze chłodzonego pomieszczenia.

Przy klimatyzowaniu całego budynku projektuje się instalację wentylacji i klimatyzacji w jego części użytkowej oraz instalację chłodu i ciepła technologicznego na potrzeby klimatyzacji. W budynkach już istniejących możliwa jest rozbudowa istniejącego układu centralnego ogrzewania. Instalacja chłodu ma za zadanie obsłużyć chłodnice w centralach klimatyzacyjnych i w klimakonwektorach (ang. *fan-coil*) lub w szafach klimatyzacyjnych – urządzeniach potrzebnych w szpitalach czy firmach farmaceutycznych do precyzyjnego regulowania temperatury i wilgotności w pomieszczeniach. Klimakonwektory, podobnie jak klimatyzatory, mogą być wolno stojące (w miejscach tradycyjnych grzejników) lub naścienne, czy kasetonowe, umieszczone w suficie. Przy tego typu instalacjach zakłada się utrzymywanie stałej temperatury, niezależnie od warunków atmosferycznych i pór roku. Dlatego klimakonwektor jest zasilany ciepłem w okresie zimowym, a chłodem w okresie letnim. Ciepło technologiczne do zasilania klimakonwektorów dostarczane jest zwykle z węzła cieplnego. Natomiast źródłem chłodu jest agregat wody lodowej (ang. *chiller*).

Stosowane są dwa rodzaje agregatów wody lodowej: sprężarkowe i absorpcyjne.

Zwiększenie ciśnienia czynnika chłodniczego przez **sprężarkę** (patrz rysunek 1) powoduje zwiększenie jego entalpii właściwej (zawartości energetycznej), następnie przy stałym ciśnieniu para zostaje schłodzona i skroplona w **skraplaczu** oraz następuje zmniejszenie ciśnienia czynnika chłodniczego przy tej samej entalpii przez **zawór rozprężny**. W **parowniku** odbywa się wymiana ciepła z czynnikiem schładzanym. Energia utracona w **skraplaczu** jest pobierana w **parowniku** od

Rysunek 1. Schemat ideowy najprostszego, jednostopniowego chłodniczego urządzenia sprężarkowego (na podstawie [1])



czynnika schładzanego. Przy stałym ciśnieniu następuje wymiana ciepła od czynnika o temperaturze wyższej (**czynnik schładzany**) do czynnika o temperaturze niższej (**czynnik chłodniczy**), w następstwie czego otrzymuje się **wodę lodową**.

Sprężarkowe agregaty wody lodowej występują jako jedno- i wielosprężarkowe. Mogą one w niektórych wersjach pracować w układzie pompy ciepła (urządzenie chłodnicze stosowane do celów grzewczych); w tym wypadku zastosowanie tego sposobu pracy następuje zimą.

W absorpcyjnych agregatach wody lodowej należy zwrócić przede wszystkim uwagę na różnicę w sposobie sprężania pary. Proces ten, realizowany w agregatach sprężarkowych przez sprężarkę napędzaną mechanicznie, jest zastąpiony absorpcją pary czynnika chłodniczego (przy wydzielaniu się ciepła) przez ciekły absorbent, zwiększeniem ciśnienia przez pompę oraz desorpcją (oddestylowanie) pary czynnika chłodniczego od sorbentu przez doprowadzenie ciepła.

Absorpcyjny agregat wody lodowej (patrz rysunek 2) składa się z dwóch zbiorników i czterech istotnych powierzchni wymiany ciepła. W dolnym zbiorniku, gdzie ciśnienie wynosi około 1/100 normalnego ciśnienia następuje wymiana ciepła poprzez **parownik** i **absorber**, natomiast w górnym – gdzie ciśnienie wynosi około 1/10 normalnego ciśnienia, wymiana następuje poprzez **skraplacz** i **warnik**. Systemy absorpcyjne wykorzystują do przekazywania ciepła procesy parowania i skraplania. **Absorberem** jest zazwyczaj roztwór bromku litu, soli o wysokiej zdolności wchłaniania wody, a **czynnikiem chłodniczym** – woda. W celu poprawienia ekonomiczności systemu, następuje dogrzanie roztworu w **wymienniku ciepła roztworów** przez stężony roztwór z **warnika**.

**Czynnik chłodniczy** wprowadzony do dolnego zbiornika i rozpylony nad rurkami **parownika** wrze dzięki niskiemu ciśnieniu w zbiorniku, w temperaturze dużo niższej od temperatury wrzenia schładzanej wody znaj-

dującej się w **wymienniku ciepła I**. Gwałtowne parowanie całą objętością **czynnika chłodniczego** powoduje wymianę ciepła z ośrodkiem o temperaturze wyższej (schładzana woda) do ośrodka o temperaturze niższej (wrzący **czynnik chłodniczy**). Na wyjściu z **wymiennika ciepła I** otrzymujemy **wodę lodową**, która może być wykorzystywana na potrzeby chłodnictwa.

**Pompa czynnika chłodniczego** przekazuje jego nadmiar do górnej części naczynia. Para czynnika chłodniczego schłodzona **chłodziwem** poprzez **wymiennik ciepła II**, podczas opadania na dno zbiornika jest wchłaniana przez **absorber**. Słaby roztwór bromku litu z dna zbiornika tłoczony jest **pompą roztworów** poprzez **wymiennik ciepła roztworów** do zbiornika górnego, gdzie podgrzany przez **wodę gorącą** wrze, destylując **czynnik chłodniczy** od sorbentu. Pary wody schłodzone w **skraplaczu** płyną do dolnego naczynia, gdzie są rozpylane nad **parownikiem**, a stężony roztwór z **warnika** zasila i podgrzewa **wymiennik ciepła** oraz powraca do dolnego naczynia.

W omawianym przykładzie absorpcyjnego agregatu wody lodowej ciepło jest dostarczane do układu w celu oddestylowania czynnika chłodzącego od sorbentu. Ciepło na potrzeby wytwarzania chłodu jest wykorzystywane latem, kiedy nie ma dostaw ciepła do centralnego ogrzewania, ale moc cieplna zamówiona przez odbiorców jest niezmienna przez cały rok. Moc cieplna nie wykorzystana w okresie letnim może być zagospodarowana w celu dostarczenia ciepła na potrzeby wytwarzania chłodu.

Jako aspekt dodatkowy należy wziąć pod uwagę, że dla elektrociepłowni zwykle zasilających aglomeracje w scentralizowane ciepło, dodatkowy pobór ciepła latem jest bardzo korzystny. Urządzenia wytwarzające je w skojarzeniu z wytwarzaniem energii elektrycznej mogą pracować wykorzystując oba media przez niemal cały rok (unikają się tzw. pracy w kondensacji, uzyskując zwiększenie sprawności poprzez bardziej efektywne wykorzystanie energii chemicznej paliwa).

**Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE**  
(stan na 30.11.2003 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Podwyżka w %
<b>Warszawa</b>	Polski Koncern Naftowy ORLEN SA – Płock	2,08
	Zarząd Zakładów Komunalnych (Gmina Wierzbica) – Wierzbica	8,01
	Mazowiecka Wytwórnia Wódek i Drożdży POLMOS SA – Józefów	2,16
	DAMIS Bogdan Tomaszewski – Warszawa (poprzednio: Łódź)	3,04
	Zakład Energetyki Ciepłej (Gmina i Miasto Ilża) – Ilża	1,70
<b>Szczecin</b>	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Koszalin	- 0,24
	Przedsiębiorstwo Usług Komunalnych w Chojnie Sp. z o.o.	- 0,58
	„BARLINEK” SA – Barlinek	- 11,37
	Fabryka Papieru Szczecin – Skolwin SA – Szczecin	13,57
	Edward Kmita – Przedsiębiorstwo Projektowo-Usługowe „HYDRONIKA” – Koszalin	1,76
	PCE – EUDO Sp. z o.o. – Świnoujście	- 1,72
	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Świdwin	2,04
	GEOTERMIA PYRZYCE Sp. z o.o. – Pyrzyce	1,57
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Sławno	0,25
	Zakład Ciepłownictwa Sp. z o.o. – Złocieniec	1,99
	KOMUNALNIK Sp. z o.o. – Sulęcín	- 4,08
	Zakłady Chemiczne POLICE SA – Police	- 3,67
	ENERGETYKA CIEPLNA Sp. z o.o. – Polczyn Zdrój	1,05
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa Oddział Terenowy w Zielonej Górze	- 2,99
	Zakład Gospodarki Ciepłej Sp. z o.o. – Żagań	- 0,20
Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Świebodzin	2,14	
<b>Gdańsk</b>	Pruszczanie Przedsiębiorstwo Ciepłownicze PEC Sp. z o.o. – Pruszcz Gdański	9,81
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Potęgowo	1,99
	Młodzieżowa Spółdzielnia Mieszkaniowa „SZKUNER I” – Władysławowo	25,33
	Andrzej Skwiercz PUH SKWIERCZ – INSTAL – Połochowo	0,11
	Zakład Gospodarki Komunalnej w Przechlewie (Gmina Przechlewo)	2,35
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Braniewo	0,57
	Przedsiębiorstwo Instalacyjne „PRIM” SA – Elk	- 2,19
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Gołdap	4,78
	EKOTERM Sp. z o.o. – Szczytno	- 0,23
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Ostróda	3,43
	Elektrociepłownia Starogard Sp. z o.o. – Starogard Gdański	3,84
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Lidzbark Warmiński	1,61
	Fabryka Śrub ORNETA Sp. z o.o. – Ornetą	1,75
<b>Poznań</b>	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Ciecchocinek	0,62
	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej, Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o. – Wąbrzeźno	1,67
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Śrem	2,10
	Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. – Pniewy	2,10
	Amica Wronki SA – Wronki	0,99
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Brodnica	1,25
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Janikowo	2,38
	Elektrociepłownie Kujawskie Sp. z o.o. – Inowrocław	12,31
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Gniezno	- 1,90
	Sydkraft Złotów Sp. z o.o. – Złotów	1,16
	H. CEGIELSKI – ENERGOCENTRUM Sp. z o.o. – Poznań	8,49



	Agencja Własności Rolnej Skarbu Państwa Oddział w Poznaniu	- 7,34
	KOMOPAL Sp. z o.o. – Opalenica	2,36
	METALPLAST-SYSTEM Sp. z o.o. – Oborniki	2,25
	Zakład Energetyki Ciepłej (Gmina Rawicz) – Rawicz	- 4,81
<b>Lublin</b>	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Radzyń Podlaski	0,80
	Zakłady Tytoniowe w Lublinie SA – Lublin	8,13
	Krasnystawska Spółdzielnia Mieszkaniowa – Krasnystaw	3,17
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Poniatowa	2,48
	Wojciech Kondracki – Przedsiębiorstwo Usługowo-Doradczo-Handlowe INKLUZ – Łomża	2,60
	Zakład Energetyki Ciepłej (Gmina Łapy) – Łapy	3,60
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Grajewo	- 0,15
	SCO – PAK Sp. z o.o. – Chełm	0,00
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Hrubieszów	- 3,04
<b>Łódź</b>	Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Skierniewice	- 0,12
	Kielecka Spółdzielnia Mieszkaniowa – Kielce	- 4,01
	Zakład Energetyki Ciepłej w Łowiczu Sp. z o.o. – Łowicz	- 14,52
	Zakład Energetyki Ciepłej SC – Złoczew	6,47
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Sandomierz	- 2,30
<b>Wrocław</b>	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe DZT BUILDING Sp. z o.o. – Świebodzice	14,56
	Przedsiębiorstwo Usług Techniczno-Socjalnych Jelcz – Laskowice	- 0,10
	Ciepłownia Złoty Stok TERMEX Sp. z o.o. – Złoty Stok	6,25
	Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Legnicy SA – Legnica	1,30
	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Kędzierzyn Koźle	2,50
<b>Katowice</b>	Agencja Poszanowania Energii i Usług Energetyczno-Górnicych ENMAG-EG Sp. z o.o. – Piekary Śląskie	- 1,59
	Elektrociepłownia Chorzów „ELCHO” Sp. z o.o. – Chorzów	5,60
	FENICE Poland Sp. z o.o. – Bielsko-Biała	- 10,10
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Ruda Śląska	0,02
	Zabrzeńskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Zabrze	- 7,39
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Gliwice Sp. z o.o. – Gliwice	0,10
	Zakład Inżynierii Miejskiej Sp. z o.o. – Mikołów	2,68
	POWEN SA – Zabrze	1,27
	Spółdzielnia Mieszkaniowa CHEMIK – Tarnowskie Góry *)	-
	ENERGO – INWEST PPU Sp. z o.o. – Rybnik	0,08
	WZD Sp. z o.o. – Pszczyna	7,34
	Huta Baildon w upadłości SA – Katowice	0,00
<b>Kraków</b>	Nadwiślańska Spółka Energetyczna Sp. z o.o. – Brzeszcze	4,27
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej i Gospodarki Wodno-Ściekowej ENWOS Sp. z o.o. – Chelmek	3,55
	Fabryka Firanek WISAN SA – Skopanie	4,78
	Stomil – Sanok SA – Sanok	1,79
	FUM KAMAX SA – Kańczuga	8,65
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Tarnów	1,68
	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Kęty	4,86
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Nowa Dęba	- 4,11

\*) Spółdzielnia rozpocznie działalność gospodarczą z chwilą uprawomocnienia decyzji zatwierdzającej taryfę.

## Odmowy zatwierdzenia taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE (stan na 30.11.2003 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Data odmowy
Gdańsk	VOYDAREX Wojciech Kuczyk – Gdynia	30.10.2003
	Therminvest Sp. z o.o. – Gdańsk	25.11.2003
Poznań	MAKRAN Sp. z o.o. – Poznań	23.10.2003
	Sydkraft Polska Sp. z o.o. – Poznań	7.11.2003

## Informacje

### Obszary działania Oddziałów Terenowych URE

Oddział Centralny w Warszawie – woj. mazowieckie

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

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

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

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

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

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

Oddział południowy z siedzibą w Katowicach – woj. śląskie

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

### Publikacja taryf

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

Decyzje Prezesa Urzędu w sprawie taryf dla energii elektrycznej i paliw gazowych publikowane są odpowiednio w „Biuletynie Branżowym URE – Energia elektryczna” oraz „Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe”.

### Zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej (stan na 12.12.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakład Usług Technicznych Sp. z o.o.	17.10.2003 r.
2	Przędzalnia Czesankowa „POLMERINO” SA w upadłości	24.10.2003 r.
3	Zakłady Tworzyw Sztucznych IZO-ERG SA	24.10.2003 r.
4	Pomorska Specjalna Strefa Ekonomiczna Sp. z o.o.	24.10.2003 r.
5	Teco – Park Sp. z o.o.	24.10.2003 r.
6	Arctic Paper Kostrzyn SA	31.10.2003 r.
7	„Energetyka” Sp. z o.o.	31.10.2003 r.
8	Zakład Czynników Energetycznych Sp. z o.o.	14.11.2003 r.
9	Zakłady Chemiczne „Siarkopol” Tarnobrzeg Sp. z o.o.	21.11.2003 r.
10	Polski Koncern Naftowy „ORLEN” SA	21.11.2003 r.
11	Instytut Problemów Jądrowych im. Andrzeja Sołtana	21.11.2003 r.
12	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowo-Produkcyjne „ELTRONIK” Spółka Jawna	28.11.2003 r.
13	Wojkowicki Zakład Energetyczny „WOJZEC” Sp. z o.o. w upadłości	28.11.2003 r.
14	Elektrociepłownie Kujawskie Sp. z o.o.	5.12.2003 r.
15	„TERMA-DOM” Sp. z o.o.	5.12.2003 r.
16	ENERGO-INWEST SA	5.12.2003 r.
17	Zakłady Azotowe Anwil SA	12.12.2003 r.
18	Elektrociepłownia „Megatem EC – Lublin” Sp. z o.o.	12.12.2003 r.
19	Huta Baildon SA w upadłości	12.12.2003 r.
20	NSK – ISKRA SA	12.12.2003 r.
21	Zakłady Azotowe w Chorzowie – Holding – SA	12.12.2003 r.
22	„Andropol – Elektrociepłownia” Sp. z o.o.	12.12.2003 r.

### Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla energii elektrycznej (stan na 12.12.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	FENICE Poland Sp. z o.o.	17.10.2003 r.
2	Grupa Kęty SA	31.10.2003 r.
3	Carbon Black Polska Sp. z o.o.	14.11.2003 r.
4	Stocznia Gdynia SA	21.11.2003 r.
5	SwePol Link (Poland) Sp. z o.o.	28.11.2003 r.
6	Stocznia Marynarki Wojennej PP	28.11.2003 r.
7	FENICE Poland Sp. z o.o.	28.11.2003 r.
8	Zakłady Samochodowe Jelcz SA	12.12.2003 r.

### Odmowy zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej (stan na 12.12.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	ELANA SA	5.12.2003 r.
2	Przedsiębiorstwo Górnicze „DEMEX” Sp. z o.o.	5.12.2003 r.



**Ustalenie okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych  
w taryfie dla energii elektrycznej  
(stan na 12.12.2003 r.)**

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Rzeszowski Zakład Energetyczny SA	21.11.2003 r.
2	Zakład Energetyczny Opole SA	21.11.2003 r.

**Zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych  
(stan na 12.12.2003 r.)**

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	HSW – Zakład Energetyczny Sp. z o.o.	7.11.2003 r.
2	Zakład Energetyki – Blachownia Sp. z o.o.	14.11.2003 r.
3	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe „ENERGOMEDIA” Sp. z o.o.	28.11.2003 r.

**Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla paliw gazowych  
(stan na 12.12.2003 r.)**

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	FENICE Poland Sp. z o.o.	17.10.2003 r.
2	Zakłady Mechaniczne Bumar Łabędy SA	17.10.2003 r.
3	Zakład Elektroenergetyczny H. Cz. ELSEN Sp. z o.o.	17.10.2003 r.
4	PETRICO SA	17.10.2003 r.

**Ustalenie okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych  
w taryfie dla paliw gazowych  
(stan na 12.12.2003 r.)**

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	HSW – Zakład Energetyczny Sp. z o.o.	7.11.2003 r.
2	Zakład Energetyki – Blachownia Sp. z o.o.	14.11.2003 r.
3	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe „ENERGOMEDIA” Sp. z o.o.	28.11.2003 r.

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE NA WNIOSEK (stan na 12.12.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	GLORMAX-OIL Sp. z o.o.	00-375 Warszawa, ul. Smolna 38/5	Opc
2	PETRO-NAFT Sp. z o.o.	00-830 Warszawa, ul. Pańska 65/126	Opc
3	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „JPG” Sp. z o.o.	00-849 Warszawa, ul. Pereca 13/19 lok. 813	Opc
4	WIMTEC Sp. z o.o.	00-871 Warszawa, ul. Żelazna 67/62	Oee
5	Przedsiębiorstwo Państwowe „Porty Lotnicze”	00-906 Warszawa, ul. Żwirki i Wigury 1	Opc
6	ZRUG WARSZAWA SA	01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25	Ppg, Opg
7	GTC MARS Sp. z o.o.	02-672 Warszawa, ul. Domaniewska 41	Pee, Oee
8	PW „ROMA” R. A. Miśta, M. A. Koział Spółka Jawna	05-126 Nieporęt, ul. Zegrzyńska 11	Opc
9	Gmina Góra Kalwaria – Zakład Gospodarki Komunalnej	05-330 Góra Kalwaria, ul. Św. Antoniego 1	Occ
10	Irena Zatorska – Stacja Paliw ELLAND	05-530 Góra Kalwaria, ul. Wojska Polskiego 35	Opc
11	Andrzej Denkwicz – PHU OKTAN Stacja Paliw	06-300 Przasnysz, ul. Leszno 35	Opc
12	EUROPA Centrum Handlowe Sp. z o.o.	07-300 Ostrów Mazowiecka, Nagoszewo 24	Opc
13	Krzysztof Markowski, Jan Adam Kwiatkowski, Cezary Cybulski Spółka Jawna	09-407 Płock, ul. Otolińska 21/401	Opc
14	Mirosław Biłas – BIŁAS i SYNOWIE	11-500 Giżycko, Al. 1 Maja 25	Opc
15	Stacja Benzynowa MARIANOWO H. Z. Lewandowscy Spółka Jawna	13-106 Kurzętnik, ul. Sienkiewicza 5	Opc
16	SIENKO I SYN Sp. z o.o.	15-168 Białystok, ul. Wysockiego 65	Opc
17	COPAR Sp. z o.o.	20-445 Lublin, ul. Zemborzycka 57	Opc
18	Sławomir Stempień, Wiesław Chwaściński – PRIM Stempień Sławomir, Wiesław Chwaściński SC	26-230 Radoszyce, ul. Piaskowa 14	Opc
19	Rafał Socha – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „HORTUS-PLON” Rafał Socha	27-600 Sandomierz, ul. Przemysłowa 2	Opc
20	TRANZIT Sp. z o.o.	29-135 Radków, Chycza 52	Opc
21	Janusz Jezior – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe KARPA	30-085 Kraków, ul. Czyżewskiego 1	Opc
22	„CHEVRON – JANSEN” Sp. z o.o.	31-462 Kraków, ul. Lotnicza 9	Opc
23	Waldemar Micko – Firma Handlowa „WAM-POL” Import-Export	33-102 Tarnów, ul. Mroźna 18	Opc
24	Marek Hajduk – Firma Handlowo-Uslugowa MARGLIM	38-300 Gorlice, ul. Broniewskiego 9/10	Opc
25	„CLASSIC 3+” Sp. z o.o.	38-400 Krosno, ul. Tysiąclecia 28	Opc
26	PGKIM Sp. z o.o.	39-460 Nowa Dęba, ul. Leśna 1	Wcc
27	Krzysztof Pawlusek – Firma KRYSTAL	40-086 Katowice, ul. Ligocka 103	Opc
28	FIRMA HALLER SA	40-833 Katowice, ul. Obroki 133	Opc
29	ORION Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Katedralna 8	Opc
30	Walenty Sztuka – Firma Usługowo-Handlowa WAMEX	42-672 Wieszowa, ul. Bytomska 2	Opc
31	SILESIA TANK Sp. z o.o.	43-190 Mikołów, ul. Waryńskiego 65	Opc
32	MIRGAZ Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Jasnogórska 8/3	Opc
33	Spółdzielnia Mieszkaniowa przy Elektrowni Rybnik	44-200 Rybnik, ul. Mglista	Pcc, Occ
34	Brzeskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	49-300 Brzeg, ul. Myczkowskiego 3	Wcc, Pcc
35	Stadnina Koni Dębno – Adam Lachera, Ewa Lachera, Żaneta Lachera Spółka Jawna	55-140 Żmigród, Dębno 1a	Opc

36	Małgorzata Sieńko – CPN „MARGO”	58–100 Świdnica, ul. Księżnej Jadwigi 19/3	Opc
37	Przedsiębiorstwo Transportowe Handlu Wewnętrznego „TRANS-POZ” SA	60–156 Poznań, ul. Wieruszowska 2/8	Opc
38	Barbara Łbik – Firma „BARBARA”	61–255 Poznań, Osiedle Tysiąclecia 72/101	Opc
39	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe TRANSKOM Sp. z o.o.	62–028 Koziegłowy, ul. Piaskowa 1	Opc
40	Spółdzielnia Mieszkaniowo-Administracyjna w Dobrojewie	64–500 Szamotuły, Gałowo	Wcc
41	Spółdzielnia Mieszkaniowa DOLINKI	66–400 Gorzów Wlkp., ul. Okólna 25	Pcc, Occ
42	Stacja Paliw SZEJK – A. Synówka, S. Gwardecki Spółka Jawna	73–110 Stargard Szczeciński, Strachocin 48	Opc
43	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	77–330 Czarne, ul. Kościuszki 42	Wcc, Pcc
44	PETRICO SA	78–230 Karlino, ul. Koszalińska 96A	Wcc, Pcc
45	Tadeusz Cirocki – Usługi Transportowo-Handlowe i Stacja Paliw Cirocki Tadeusz	83–331 Przyjaźń, Niestępowo, ul. Raduńska 9	Opc
46	Młodzieżowa Spółdzielnia Mieszkaniowa „Szkuner I”	84–120 Władysławowo, ul. 1000-lecia PP 48	Occ
47	Frantschach Świecie SA	86–100 Świecie, ul. Bydgoska 1	Pcc
48	Marek Twarogowski – Stacja Paliw	87–300 Brodnica, ul. Sądowa 9	Opc
49	Benedykt Rakowski – Zakład Transportu Handlu i Usług Rakowski Benedykt	88–220 Osiecin, ul. Leśna 40	Opc
50	Henryk Ostalski, Zbigniew Ostalski – Firma HEZBO SC	97–216 Czerniewice, Lipie 37a	Opc

## Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi



## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE ZŁOŻYŁY WNIOSKI KONCESYJNE

(stan na 12.12.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	MAZEIKIU NAFTA TRADING HOUSE Sp. z o.o.	00-034 Warszawa, ul. Warecka 5/7 lok. 23
2	„PETROPEK” Sp. z o.o.	00-040 Warszawa, ul. Warecka 8 lok. 10
3	PPH TRADE PROD Sp. z o.o.	00-695 Warszawa, ul. Nowogrodzka 49
4	Polskie Elektryczne Gazowe Sp. z o.o.	00-876 Warszawa, ul. Ogrodowa 59a
5	„EKOPOL” Sp. z o.o.	01-797 Warszawa, ul. Powązkowska 44c
6	BUDMEL Sp. z o.o.	02-144 Warszawa, ul. Sasanki 14
7	Norton-Gaz Sp. z o.o.	02-690 Warszawa, ul. Bokserska 64/220
8	„JAR-2003” Sp. z o.o.	03-285 Warszawa, ul. Kondratowicza 18/158
9	ORLEN Transport Warszawa Sp. z o.o.	05-080 Izabelin, ul. Estrady 8
10	„MIX-BUD BIS” E. i D. Mięta Spółka Jawna	05-140 Serock, ul. Pułtuska 112
11	POLIGRAFIA I TMW Piatilow Włodzimierz	05-200 Wołomin, ul. Błotna 1
12	Gaz TANK Sp. z o.o.	05-822 Milanówek, ul. Kościuszki 60
13	Zespół Elektrowni Ostrołęka SA	07-401 Ostrołęka, ul. Elektryczna 5
14	„TRAGOR-TRUCK” Sp. z o.o.	07-411 Rzekuń, ul. Ławy 97
15	HANDPAL Spółka Jawna Zedler, Nasitowska, Kosieradzki	08-110 Siedlce, ul. Czerwonego Krzyża 45
16	„OKTAN” Kolodziejczyk Spółka Jawna	10-701 Olsztyn, Al. Warszawska 105
17	Przedsiębiorstwo Handlu Zagranicznego „Alex” Teresa Siwik i Alfred Siwik	11-700 Mragowo, ul. Mały Rynek 4
18	BOSS 19 Sp. z o.o.	11-700 Mragowo, ul. Młodkowskiego 40a
19	MARTEX OIL Zdzisław Kamiński	14-200 Ława, ul. Składowa 1A
20	Paszkwicz Company Spółka Jawna	16-300 Augustów, ul. Wojska Polskiego 579
21	ZNSP TOLPAL Anatol Wasiluk	17-100 Bielski Podlaski, ul. Topolowa 9
22	Auto-Myjnia Sprzedaż Paliw Adam Kozłowski	19-400 Olecko, Al. Lipowe 1A
23	MANOR Dom Finansowy Sp. z o.o.	20-306 Lublin, ul. Firlejowska 32
24	LUB-CHEM Sp. z o.o.	20-445 Lublin, ul. Zemborzycza 53
25	PHU „INWOD” Roman Pacek	21-100 Lubartów, ul. Nowodworska 5
26	„OPAL” Jerzy Groszek	21-100 Lubartów, ul. Słowackiego 10
27	PPHU „PETRO-TUR Józef Borysiuk	21-302 Kąkolewica, ul. Turów 56
28	Firma Mlynek Marek Młynarczyk	21-500 Biała Podlaska, ul. Miłkowskiego 4
29	PKP Linia Hutnicza Szerokotorowa Sp. z o.o.	22-400 Zamość, ul. Szczepieszka 11
30	„Bomax” SC M. Pędziwiatr, B. Oleszek	23-400 Biłgoraj, ul. Krzeszowska 61/107
31	PHU „EXPOL-BIS” Kottownia	26-110 Skarżysko-Kamienna, ul. Sokoła
32	Ceramika Serwis Sp. z o.o.	26-300 Opoczno, ul. Piotrkowska 83-89
33	„TRANSPED” T. Rejmer, W. Dębowski Transport i Spedycja Spółka Jawna	26-400 Przysucha, ul. Skarbowa 1
34	MARROM ENERGIA Sp. z o.o.	26-505 Orońsko, ul. Dobrut 18B
35	Zakład Produkcyjno-Handlowy Jerzy Strzałkowski	26-600 Radom, ul. Klwatecka 33A
36	ENVIROCHEM POLSKA Sp. z o.o.	26-600 Radom, ul. Wernera 33/37
37	IMPERIAL SC	30-663 Kraków, ul. Wielicka 181a
38	Firma „WESTAL” Sp. z o.o.	31-261 Kraków, ul. J. Wybickiego 7c
39	Bogdan Zarzeczny – Usługi Diagnostyczne Pojazdów Bogdan Zarzeczny	32-020 Wieliczka, ul. Sadowa 57
40	PHU „UM-SAMET” Sp. z o.o.	32-050 Skawina, ul. Krakowska 28a
41	ENERGO ECO TECH Sp. z o.o.	32-400 Myślenice, ul. 3-go Maja 1A
42	Sogma Sp. z o.o.	32-500 Chrzanów, ul. Sokoła 4
43	Sieć Stacji PKN Orlen SA, „EXPANS” E. Golonka, E. Wiśniewska Spółka Jawna	33-340 Stary Sącz, ul. Cyganowice 100
44	„FORCAR” SC	34-100 Nowy Targ, ul. Kolejowa 169
45	„EKOL-TRANS” Spółka Jawna T. Zawadzka, J. Zawadzki	34-500 Zakopane, ul. Szymony 17a
46	Stacja Paliw „ALFA” Alina Falandysz	37-418 Krzeszów, ul. Kamionka Kolonia 37
47	Fundacja Pomocy Edukacyjnej Dla Młodzieży im. Heleny i Tadeusza Zielińskich	37-500 Jarosław, ul. Gen. Z. Zielińskiego 4
48	Firma Transportowo-Handlowo-Usługowa „PANMAR” Spółka Jawna Sz. Czekański, W. Szmyd	38-401 Krosno, ul. Podkarpacka 16b
49	Joanna Copija J.M.OIL	40-048 Katowice, ul. Kościuszki 35/5
50	CM OIL Copija-Maliszewska Spółka Jawna	40-160 Katowice, Al. Korfańskiego 66/1
51	FHU „PATEX”	40-857 Katowice, ul. Józefa Wolnego 14
52	PW INFA TRANS Sp. z o.o.	40-857 Katowice, ul. Wolnego 14
53	PPHU „TRIMEX” Sp. z o.o.	41-700 Ruda Śląska, ul. Kokotek 58
54	Śląskie Centrum Innowacyjno-Kapitałowo-Produkcyjne „RUD-POL”	41-710 Ruda Śląska, ul. 1-go Maja 357

55	ECON Sp. z o.o.	41-922 Radzionków, ul. Knosaty 115
56	Przedsiębiorstwo Handlowe BKB Sp. z o.o.	41-933 Bytom, ul. Strzelców Bytomskich 87b
57	OIL SYSTEM Dariusz Tambor	41-940 Piekary Śląskie, ul. St. Wyszyńskiego 5
58	PPUH „TRANSFER” Sp. z o.o.	42-100 Kłobuck, ul. Staszica 10
59	PPU „EKO-TRANS”	42-164 Parzymiechy, ul. Częstochowska 10
60	„GALO” Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, Al. Wojska Polskiego 83
61	FHU „INWESTOR” Przemysław Perz	42-200 Częstochowa, ul. Ogrodowa 66/8
62	EMPER Sp. z o.o.	42-262 Poczesna, ul. Kopalniana 17
63	PW Aniela Wrzosowska	42-289 Woźniki, ul. Asfaltowa 179
64	Baza Transportu Samochodowego Sp. z o.o.	42-523 Dąbrowa Górnicza, ul. Koksownicza 1
65	PUH Laguna-Postój Zbigniew	43-100 Tychy, ul. Morcinka 2/12
66	„WTÓR MET” Kopeć Kinga	43-300 Bielsko-Biała, ul. Listopadowa 67/34
67	Firma Jakobsze Arkadiusz Jakobsze	43-300 Bielsko-Biała, ul. Warszawska 56
68	ELMAREX Sp. z o.o.	43-316 Bielsko-Biała, ul. Karpacka 45
69	UNITRADE Mirosław Koziarz	43-600 Jaworzno, ul. Rzemieśnicza 16
70	Pronet SA	44-207 Rybnik, ul. Lipowa 17
71	„PETRO-BUD” SC Małgorzata Mylek, Krzysztof Kuligowski	44-210 Rybnik, ul. Chabrowa 1
72	„EURO-NAFT” E. Z. i R. J. Sygitowicz Spółka Jawna	44-290 Jejkowice, ul. Poprzeczna 16a
73	„MAŁAPANEW” – Zakłady Odlewnicze Sp. z o.o.	46-040 Ozimek, ul. Kolejowa 1
74	Zakład Elektro-Mechaniczny Sp. z o.o.	46-100 Namysłów, ul. Pułaskiego 4
75	Zakłady Azotowe Kędzierzyn SA	47-220 Kędzierzyn Koźle
76	„DATA” Anna Bączkiewicz	54-129 Wrocław, ul. Drzewieckiego 24/54
77	Stacja Paliw „OKTAN” Iwona Bagińska	55-080 Kąty Wrocławskie, ul. Nowowiejska 30
78	Stacja Paliw „OKTAN” Andrzej Bagiński	56-300 Milicz, ul. Wszewilki 6
79	„FAŁ” Sp. z o.o.	58-400 Kamienna Góra, ul. Spacerowa 1A
80	Stacja Paliw COLO, COLO Grzegorz Górski	59-921 Sieniawka, ul. Bogatyńska
81	ARIS POLSKA Sp. z o.o.	61-371 Poznań, ul. Romana Maya 1
82	PHU Słowiński Henryk	62-530 Kazimierz Biskupi, ul. Sienkiewicza 1
83	PPHU Jerzy & Dariusz Bednarek Spółka Jawna	62-700 Turek, ul. Słoneczna 2b
84	Stacja Paliw Stańczak Dariusz	63-100 Śrem, ul. Staszica 2
85	Spółdzielnia Kółek Rolniczych w Ostrzeszowie	63-500 Ostrzeszów, ul. Składowa 1A
86	Gmina Miejska Kościan – Miejski Zakład Gospodarki Mieszkaniowej i Drogowej	64-000 Kościan, ul. Ks. Piotra Bączkowskiego 6
87	UKPETROL Sp. z o.o.	64-000 Kościan, ul. Północna 52
88	PW ROMIX Sp. z o.o.	64-212 Siedlec-Zodyń, ul. Główna 56
89	Stacja SC Małgorzata Szewczyk, Małgorzata Skubek	66-100 Sulechów, ul. Nowy Świat 16
90	Zakład Usług Przewozowych „ENERGOTRANS” Sp. z o.o.	66-400 Gorzów Wlkp., ul. Energetyków 4
91	PPKS	67-100 Nowa Sól, ul. Przyszłości 1
92	„DPV Service” Sp. z o.o.	67-106 Otyń, ul. Zakęcie 234/1
93	Marcin Przekoracki	69-110 Rzepin, ul. Bolesława Chrobrego 22C/3
94	„SOLAN” Sp. z o.o.	70-473 Szczecin, ul. Wojska Polskiego 29/21
95	PHU Stacja Paliw Marta Chromicz	70-795 Szczecin, ul. Zajęcza 14d
96	HYDROGRAF Sp. z o.o.	72-300 Gryfice, ul. Piłsudskiego 20A
97	PUH Stacja Paliw Wiesław Chromicz	74-200 Pyrzyce, ul. Warszawska 2
98	K&K Sp. z o.o.	78-230 Karlino, ul. Szymanowskiego 17/2
99	FUELPLAST Sp. z o.o.	80-175 Gdańsk, ul. Orzechowa 15
100	OKTAN PLUS Sp. z o.o.	81-212 Gdynia, ul. Hutnicza 1
101	GIGATERM INVESTMENT SERWIS Sp. z o.o.	81-531 Gdynia, ul. Wielkopolska 280
102	BROSS-BUD Piotr Patej	83-011 Wiślinka, ul. Sobieszewska 11
103	RMK-ART. SC Robert Krzywoszyński, Marcin Krzywoszyński	85-807 Bydgoszcz, ul. Kapuściska 12/35
104	JANPOL Sp. z o.o.	87-100 Toruń, ul. Targowa 26/28
105	SC „AMA”	87-152 Łubianka, ul. Pigża 11
106	Zakład Produkcyjno-Handlowo-Usługowy „KAMA” Kowalski	87-630 Skępe, ul. Rumunki Skępskie
107	ANWIL SA	87-805 Włocławek, ul. Toruńska 22
108	„FORFATING SA	88-430 Janowiec Wielkopolski, ul. Gnieźnieńska 18
109	Firma Handlowa EKO-OLEJ Zofia Odejewska	89-600 Chojnice, ul. Kaszubska
110	„KEW” Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe W. Koźmiński Spółka Jawna	93-441 Łódź, ul. Wiekowa 13
111	Stacja Paliw „JANISZ” Jan i Małgorzata Janiszewscy	95-046 Gieczno, ul. Główna 53
112	Przedsiębiorstwo Andrzej Krężlik	97-400 Bełchatów, ul. Brylantowa 4
113	PUH „BENZ-HURT” Jan Zalewski, Tadeusz Zajda Spółka Jawna	98-100 Łask, ul. Warszawska 133
114	„OPAL” SC K. Kotala, Z. Mielczarek, M. Tomasiak	98-300 Wieluń, ul. Gaszyńska 8
115	TURBO-CAR Jerzy Migda	99-400 Łowicz, ul. Poznańska 26/30

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ZMIENIONO WARUNKI KONCESJI

(stan na 12.12.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Numer decyzji	Zakres zmiany
1	IDEA 98 Sp. z o.o.	42-680 Tarnowskie Góry, ul. Zagórska 83	13.08.2003	WCC/1002C/3281/W/OKA/2003/JL PCC/994C/3281/W/OKA/2003/JL	ZPiZPD*)
2	Zabrzańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	41-800 Zabrze, ul. Goethego 3	2.10.2003	WCC/159D/198/W/OKA/2003/RK	ZPiZPD
3	Zakłady Tworzyw Sztucznych „Gamrat” SA	38-200 Jasło, ul. Mickiewicza 108	3.10.2003	WCC/409A/1155/W/OKR/2003/WS PCC/429A/1155/W/OKR/2003/WS	zmiana zakresu działalności
4	ENERGO INWEST PPU Sp. z o.o.	41-207 Rybnik, ul. Podmiejska 7	9.10.2003	WCC/978B/9102/W/OKA/2003/AM	ZPiZPD
5	Zakłady Azotowe „Puławy” SA	24-110 Puławy, Al. 1000-lecia PP 13	14.10.2003	PCC/498A/590/W/OLB/2003/MSZ	ZPiZPD
6	Andrzej Cichy - GAZELA	55-335 Wilkczyn, ul. Marszowska 12	14.10.2003	OPC/241C/3076/W/2/2003/MJ	rozszerzenie zakresu działalności
7	Pabianickie Zakłady Farmaceutyczne Polfa SA	95-200 Pabianice, ul. Piłsudskiego 5	14.10.2003	WCC/202B/1681/W/OŁO/2003/TB PCC/212B/1681/W/OŁO/2003/TB	ZPiZPD oraz formy organizacyjnej i nazwy
8	Zakład Technik Grzewczych „Proterm”	31-706 Kraków, ul. M. Jaskry 13	17.10.2003	WCC/1033C/3555/W/OKR/7803/MS	zmiana zakresu działalności
9	PGKIM Sp. z o.o.	39-400 Nowa Dęba, ul. Leśna 1	17.10.2003	PCC/181A/360/W/OKR/2003/WS	zmiana zakresu działalności
10	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	63-500 Ostrzeszów, ul. Sportowa 2a	17.10.2003	WCC/807C/9605/W/OPO/2003/AJ PCCF/851D/9605/W/OPO/2003/AJ	ZPiZPD
11	Zakład Usług Komunalnych Sp. z o.o.	26-700 Zwoleń, ul. Bogusza 19	20.10.2003	WCC/747E/4957/W/OWA/2003/AR	zmiana mocy zainstalowanej źródeł ciepła
12	Elektrociepłownia CHORZÓW ELCHO Sp. z o.o.	41-500 Chorzów, ul. Kościuszki 6	20.10.2003	WCC/869A/8033/W/OKA/2003/PP WEE/66A/8033/W/OKA/2003/AM	ZPiZPD
13	GZE KONTAKT Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Portowa 14	20.10.2003	OEE/207A/9856/W/1/2003/MS	zmiana nazwy firmy
14	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Wrocław SA	50-413 Wrocław, ul. Walońska 3-5	20.10.2003	WCC/934D/252/W/OWR/2003/TT	zmiana zakresu działalności
15	Spółka Komunalna Wschowa Sp. z o.o.	67-400 Wschowa, ul. Daszyńskiego 10	20.10.2003	WCC/723C/2845/W/OSZ/2003/MG PCC/844A/2845/W/OSZ/2003/MG	zmiana zakresu działalności
16	MAKRAN Sp. z o.o.	61-806 Poznań, ul. Św. Marcina 45	23.10.2003	WCC/1090S/4542/W/OPO/2003/AJ	ZPiZPD



17	Zakład Energetyczny Plock – Multienergetyczne Przedsiębiorstwo Sieciowe Sp. z o.o.	09–400 Plock, ul. Wyszogrodzka 106	24.10.2003	WCC/1061A/4091/W/OWA/2003/TK	zmiana zainstalowanej mocy cieplnej
18	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	78–400 Walcz, ul. Wojska Polskiego 54	28.10.2003	WCC/134C/347/W/OSZ/2003/EZ PCC/141C/347/W/OSZ/2003/EŻ	zmiana zakresu działalności
19	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	74–320 Barlinek, ul. Przemysłowa 7	29.10.2003	WCC/348D/220/W/OSZ/2003/AB	zmiana zakresu działalności
20	PKN ORLEN SA	09–411 Plock, ul. Chemiczków 7	30.10.2003	WCC/549C/554/W/OWA/2003/AS	wzrost mocy cieplnej
21	Cieplownia Miejskie Sp. z o.o.	11–400 Węgorzewo, ul. Chrobrego 4	31.10.2003	WCC/811C/321/W/OGD/2003/DJ	ZPIZPD
22	MAKS-OIL Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe SC	26–624 Kowala, Józefów 4a	31.10.2003	OPC/1244B/1236/W/2/2003/AJP	zmiana nazwy i siedziby firmy
23	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe ENCO Sp. z o.o.	41–914 Bytom, ul. Strzelców Bytomskich 165	31.10.2003	WCC/368C/330/W/OKA/2003/AM PCC/358E/330/W/OKA/2003/AM	ZPIZPD
24	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	41–700 Ruda Śląska, ul. Zabrzańska 24	3.11.2003	OCC/13C/190/W/OKA/2003/PP	ZPIZPD
25	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	21–500 Biała Podlaska, ul. Pokoju 26	4.11.2003	WCC/19A/242/W/OLB/2003/MSZ PCC/19A/242/W/OLB/2003/MSZ	ZPIZPD
26	Sydkraft Term Sp. z o.o.	60–351 Poznań, ul. Zakręt 8	4.11.2003	WCC/1030C/3706/W/OPO/2003/AJ PCC/1014C/3706/W/OPO/2003/AJ	ZPIZPD
27	Therminvest Sp. z o.o.	80–556 Gdańsk, ul. Wielopole 7	4.11.2003	WCC/1001C/2317/W/OGD/2003/GL	ZPIZPD
28	SWF Energia Sp. z o.o.	44–100 Gilwice, ul. Św. Urbana 17	5.11.2003	PCC/934E/1528/W/OKA/2003/RZ	ZPIZPD
29	ORNETA-ENERGIA Sp. z o.o.	11–130 Orneia, ul. Dworcowa 2	7.11.2003	WCC/220B/749/W/OGD/2003/DJ PCC/233C/749/W/OGD/2003/DJ	zmiana nazwy firmy
30	Larkis Sp. z o.o.	32–410 Dobczyce, ul. Obwodowa 4	7.11.2003	WCC/1080A/4432/W/OKR/2003/WS	zmiana nazwy firmy
31	Zakłady Azotowe w Chorzowie – Holding SA	41–503 Chorzów, ul. Narutowicza 15	7.11.2003	PEE/254A/3888/W/1/2002/MS	ZPIZPD
32	Zgorzeleckie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Zgorzelcu Sp. z o.o.	59–900 Zgorzelec, ul. Groszowa 1	7.11.2003	PCC/111D/400/W/OWR/2003/JJ	zmiana zakresu działalności
33	MEGAWAT Sp. z o.o.	64–610 Rogoźno, ul. Fabryczna 7	7.11.2003	WCC/311E/540/W/OPO/2003/AJ	ZPIZPD
34	Barlinek SA	74–320 Barlinek, ul. Przemysłowa 1	7.11.2003	WCC/867A/1014/W/OSZ/2003/BS	zmiana zakresu działalności
35	Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Legnicy SA	59–220 Legnica, ul. Poznańska 48	12.11.2003	WCC/130G/157/W/OWR/2003/GM	zmiana zakresu działalności
36	JAR-POL Zakłady Produkcyjno-Handlowe Spółka Jawna R. i J. Buraczek	78–100 Kołobrzeg, ul. Św. Wojciecha 10	12.11.2003	WCC/1039A/3795/W/OSZ/2003/ZD	zmiana zakresu działalności
37	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	78–400 Szczecinek, ul. Armii Krajowej 81	12.11.2003	WCC/669B/283/W/OSZ/2003/EŻ	zmiana zakresu działalności
38	Przedsiębiorstwo Energetyki Systemy Ciepłownicze SA	42–200 Częstochowa, ul. POW 2	14.11.2003	PCC/5281/251/W/OKA/2003/PP	zmiana terminu warunku koncesji

39	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „EMPEC” Sp. z o.o.	76-270 Ustka, Osiedle XX-lecia 5	14.11.2003	WCC/174D/266W/OGD/2003/KC	ZPIZPD
40	Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja SA	50-220 Wrocław, ul. Łowiecka 24	15.11.2003	WCC/583C/1276W/OWR/2003/MB	zmiana zakresu działalności
41	Zakłady Górniczo-Hutnicze „Bolesław”	32-332 Bukowno, ul. Kolejowa 37	17.11.2003	OEE/139A/605W/2003/MS	ZPIZPD
42	Spółka Ciepłowniczo-Energetyczna Jaworzno III Sp. z o.o.	43-601 Jaworzno, Al. Tysiąclecia 7	17.11.2003	WCC/863C/205W/OKA/2003/RK PCC/66B/205W/OKA/2003/RK	ZPIZPD
43	Mieczysław Meroniuk – „MEROSŁAW”	64-541 Podrzewie, ul. Długa 14	17.11.2003	OPC/2358A/379W/2/2003/BP	zmiana nazwy i siedziby firmy
44	Paliwa i Produkty Naftowe Witold Wielgus, Marian Pastuszak Spółka Jawna	74-200 Pyrzyce, ul. Żwirki i Wigury 3	17.11.2003	MPC/79B/1225W/2/2003/BP	ZPIZPD
45	ENERGIA-ECO Sp. z o.o.	02-683 Warszawa, ul. Gotarda 9	18.11.2003	WEE/166A/4322W/1/2003/BT OEE/338B/4322W/1/2003/BT	zmiana siedziby firmy
46	EEPD Sp. z o.o.	02-683 Warszawa, ul. Gotarda 9	18.11.2003	OEE/339B/4321W/1/2003/BT	zmiana siedziby firmy
47	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	11-100 Lidzbark Warmiński, ul. Astronomów 47	18.11.2003	WCC/524D/429W/OGD/2003/SA	ZPIZPD
48	Gmina i Miasto Lubraniec – Zakład Usług Komunalnych	87-890 Lubraniec, ul. Słowackiego 22	18.11.2003	WCC/882D/1733W/OPO/2003/MP PCC/590A/1733W/OPO/2003/MP	zmiana nazwy i Regionu zakładu budżetowego prowadzącego działalność w imieniu gminy
49	Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA	45-118 Opole, ul. Harcerska 15	19.11.2003	WCC/374G/73W/OWR/2003/MB	zmiana zakresu działalności
50	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	66-530 Drezdenko, ul. Pierwszej Brygady 21	19.11.2003	WCC/152C/1413/OSZ/2003/RN	zmiana zakresu działalności
51	Geotermia Pyrzyce Sp. z o.o.	74-200 Pyrzyce, ul. Ciepłownicza 27	19.11.2003	WCC/246A/420W/OSZ/2003/JC	zmiana zakresu działalności
52	EEZ Sp. z o.o.	02-683 Warszawa, ul. Gotarda 9	20.11.2003	OEE/340A/4259W/1/2003/BT	zmiana siedziby firmy
53	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	64-600 Oborniki, ul. Wybudowanie 56	20.11.2003	WCC/117B/398W/OPO/2003/AJ PCC/123A/398W/OPO/2003/AJ	ZPIZPD
54	EEPN Sp. z o.o.	02-683 Warszawa, ul. Gotarda 9	21.11.2003	OEE/342A/4325W/1/2003/BT	zmiana siedziby firmy
55	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	12-200 Pisz, ul. Mickiewicza 39	21.11.2003	WCC/517C/274W/OGD/2003/SA OCC/144A/274W/OGD/2003/SA	zmiana siedziby firmy

56	Poludniowy Koncern Energetyczny SA	40-389 Katowice, ul. Lwowska 23	21.11.2003	WCC/968E/1883/W/OKA/2003/MG PCC/961C/1883/W/OKA/2003/MG WEE/100E/1883/W/OKA/2003/MG	ZPIZPD
57	Zespół Ciepłowni Przemysłowych CARBO ENERGIA Sp. z o.o.	41-700 Ruda Śl., ul. Szyb Walenty 32	21.11.2003	PCC/77E/207W/OKA/2003/PS	ZPIZPD
58	Frantschach Świecie SA	86-100 Świecie, ul. Bydgoska 1	25.11.2003	WCC/179A/740/W/OPO/2003/MP WEE/5A/740/W/OPO/2003/MP	ZPIZPD
59	KT Sp. z o.o.	23-400 Biłgoraj, ul. Kochanowskiego 24	26.11.2003	OPC/1200D/1180/W/2/2003/MJ	zmiana formy prawnej
60	GAZ Technologia i Energia Sp. z o.o.	70-340 Szczecin, ul. Boh. Warszawy 34/35	26.11.2003	WCC/831C/28W/OSZ/2003/JC	zmiana zakresu działalności
61	Sydkraft Złotów Sp. z o.o.	77-400 Złotów, ul. Za Dworcem 3	27.11.2003	WCC/131B/300/W/OPO/2003/AJ	ZPIZPD
62	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA	62-800 Kalisz, ul. M. Dąbrowskiej 3	28.11.2003	WCC/63A/178W/OPO/2003/AJ	ZPIZPD
63	Zespół Elektrowni Dolna Odra SA	71-105 Nowe Czarnowo	5.12.2003	WCC/346A/1272W/OSZ/2003/AB	zmiana zakresu działalności

## Legenda:

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

\*1) ZPIZPD – zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności



## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM SPROSTOWANO DECYZJE KONCESYJNE

(stan na 12.12.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres sprostowania
1	Pruszczańskie Przedsiębiorstwo Ciepłownicze „PEC” Sp. z o.o.	83-00 Pruszcz Gdański, ul. Obrońców Pokoju 18	6.10.2003	Wcc	sprostowanie oczywistej pomyłki
2	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sochaczew Sp. z o.o.	96-500 Sochaczew, Al. 600-lecia 90	27.11.2003	Wcc	sprostowanie oczywistej pomyłki

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM COFNIĘTO KONCESJE

(stan na 12.12.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Wavin Metalplast-Buk Sp. z o.o.	64-320 Buk, ul. Dobieżyńska 43	10.10.2003	Wcc	sprzedaż źródła ciepła
2	Młodzieżowa Spółdzielnia Mieszkaniowa „Szkuner I”	84-120 Władysławowo, ul. 1000-lecia PP 48	14.10.2003	Wcc	zaprzestanie prowadzenia działalności
3	Zakład Energetyki Ciepłej w Łowiczu Sp. z o.o.	99-400 Łowicz, ul. Kaliska 22	22.10.2003	Occ	zaprzestanie prowadzenia działalności
4	Zakład Przemysłu Lekkiego WIGOLEN SA	42-280 Częstochowa, ul. Przejazdowa 2	22.10.2003	Wcc	zaprzestanie prowadzenia działalności
5	„Delphi Krosno” SA	38-400 Krosno, ul. Okulickiego 7	29.10.2003	Wcc, Pcc	zaprzestanie prowadzenia działalności
6	Cukrownia „Opalenica” SA	64-330 Opalenica, ul. 5 Stycznia 54	7.11.2003	Wee	zaprzestanie prowadzenia działalności

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM UMORZONO POSTĘPOWANIE KONCESYJNE LUB UCHYLONO DECYZJE KONCESYJNE

(stan na 12.12.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres umorzenia/uchylenia
1	PKN ORLEN SA	09-411 Plock, ul. Chemików 9	7.10.2003	Pcc	uchylenie decyzji
2	Zakład Gospodarki Ciepłej Śląskiej Akademii Medycznej	40-752 Katowice, ul. Medyków 2a	9.10.2003	Wcc, Pcc, Occ	umorzenie postępowania w sprawie udzielenia promesy koncesji
3	STOMIL-OLSZTYN SA	10-454 Olsztyn, ul. Leonharda 9	20.10.2003	Wee	uchylenie decyzji
4	Polterm Sp. z o.o.	00-716 Warszawa, ul. Bartycka 26	21.10.2003	Wcc	umorzenie postępowania
5	Spółdzielnia Mieszkaniowo-Administracyjna w Dobrojewie	64-500 Szamotuły, Gałowo	23.10.2003	Pcc	działalność nie wymaga koncesji
6	SKT Sp. z o.o.	50-515 Wrocław, ul. Klimasa 46	18.11.2003	Pcc	uchylenie decyzji
7	Sydkraft Złotów Sp. z o.o.	77-400 Złotów, ul. Za Dworcem 3	27.11.2003	Pcc	umorzenie postępowania
8	BIW Sp. z o.o.	70-777 Szczecin, ul. A. Struga 78	3.12.2003	Opc	uchylenie decyzji

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Opc – obrót paliwami ciekłymi

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM WYGASŁY DECYZJE KONCESYJNE

(stan na 12.12.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Zakłady Chemiczne i Tworzyw Sztucznych „Boryszew” SA	96-500 Sochaczew, ul. 15 Sierpnia 106	1.10.2003	Wcc, Pcc	wygaśnięcie koncesji
2	Instytut Warzywnictwa	96-100 Skierniewice, ul. Konstytucji 3 Maja 1/3	16.10.2003	Wcc, Pcc	zakończenie działalności
3	Górażdże Cement SA	45-076 Chorula, ul. Cementowa 1	17.10.2003	Wcc, Pcc	zaprzestanie działalności
4	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „MTM”	39-218 Straszecin 295C	17.10.2003	Wcc, Pcc	moc zamówiona poniżej 1 MW
5	ŁĘGAJNY RENEWABLE ENERGY GENERATION Sp. z o.o.	00-542 Warszawa, ul. Mokotowska 49	4.11.2003	Wcc	moc zamówiona poniżej 1 MW
6	Andrzej Szulc – „INSTALGAZ”	64-330 Opalenica	5.11.2003	Wcc, Pcc	wydzierżawienie i poddzierżawienie źródła ciepła i sieci innemu koncesjonariuszowi
7	Cukrownia Wróblin SA	49-340 Lewin Brzeski, ul. Powstańców Śl. 30	14.11.2003	Wcc	działalność nie wymaga koncesji
8	Okręgowa Spółdzielnia Mleczarska	99-400 Łowicz, ul. Przemysłowa 3	28.11.2003	Wcc	zakończenie działalności

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

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

(stan na 12.12.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Petro Best Sp. z o.o.	44-100 Zabrze, ul. Nad Kanalem	14.10.2003	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego
2	P-LINE HYDRO Sp. z o.o.	76-200 Słupsk, ul. Jana Pawła II 11	20.10.2003	Oee	brak zabezpieczenia majątkowego
3	ECO ENERGY Sp. z o.o.	35-959 Rzeszów, ul. Piłsudskiego 32	30.10.2003	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego
4	Tomasz Domzół – PPHU „VEGA”	43-502 Czechowice-Dziedzice, ul. Sosnowicka 36	17.11.2003	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego
5	RAPOL Sp. z o.o.	87-100 Toruń, ul. Drzewieckiego 15/63	17.11.2003	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego
6	OTO Sp. z o.o.	31-128 Kraków, ul. Karmelicka 36	3.12.2003	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego

Legenda:

Oee – obrót energią elektryczną

Opc – obrót paliwami ciekłymi

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYCH WNIOSKI KONCESYJNE POZOSTAŁY BEZ ROZPOZNANIA

(stan na 12.12.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Jarosław Pękala – DANPOL	23-400 Biłgoraj, ul. Nadstawna 58/23	10.10.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
2	SUPPORT Sp. z o.o.	41-503 Chorzów, ul. Kościuszki 63	10.10.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
3	Urszula Kobiela – PPHU – „ULEX”	43-430 Skoczów, Kiczyce, ul. Wiosenna 7	10.10.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
4	GIGATERM INVESTMENT SERWIS Sp. z o.o.	81-531 Gdynia, ul. Wielkopolska 280	14.11.2003	Wcc, Pcc	nie usunięcie braków formalnych
5	Ryszard Dudelas – PWHZ SIGAL	33-100 Tarnów, ul. Brodzińskiego 18/8	17.11.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
6	Robert Gosk – „MARGO-TRANS”	09-407 Plock, ul. Saperska 10	17.11.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
7	KENRO Sp. z o.o.	24-100 Puławy, ul. Kilińskiego 30	17.11.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
8	Artur Trepkowski – ARGAZ – Dystrybucja, Sprzedaż Hurtowa i Detaliczna Gazu Płynnego i Usługi Transportowe	05-555 Tarczyn, ul. Stępkowskiego 10	17.11.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
9	Zdzisław Gałuszka – Firma Handlowa Import-Eksport	32-600 Oświęcim, ul. Grunwaldzka 28	17.11.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
10	Wojciech Juzwiszyn – PPHU „JUNIOR”	46-100 Namysłów, ul. Piłsudskiego 23	17.11.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych

Legenda:

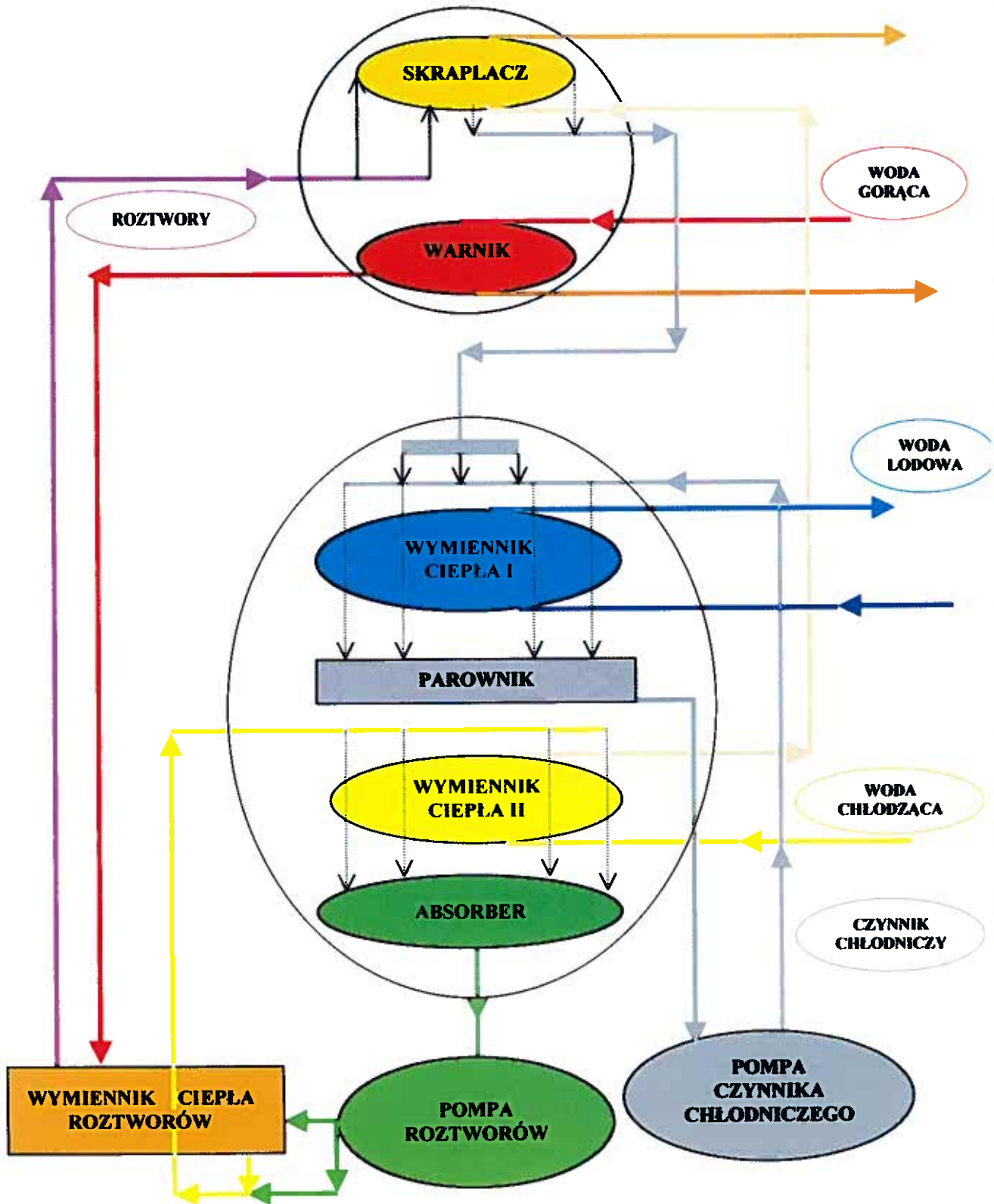
Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Opc – obrót paliwami ciekłymi



Rysunek 2. Zasada działania absorpcyjnego agregatu wody lodowej (na podstawie [3])



Dostawą ciepła do wytwarzania chłodu z powodzeniem może zajmować się przedsiębiorstwo ciepłownicze, które może także na podstawie odrębnej umowy zainstalować wszystkie urządzenia do utrzymania właściwych parametrów chłodu. Nie ma przeszkód dla podejmowania szerszego zakresu działalności obejmującego także eksploatację agregatu wody lodowej, któremu notabene odpowiada określenie węzła cieplnego. Treść § 2 pkt 10 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. z 2000 r. Nr 96, poz. 1053), a także treść § 2 pkt 8 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 11 sierpnia 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci ciepłowniczych, obrotu ciepłem, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. z 2000 r. Nr 72, poz. 845) określają węzeł cieplny jako połączone ze sobą urządzenia lub instalacje służące do zmiany rodzaju lub parametrów nośnika ciepła dostarczanego z przyłącza oraz regulacji ilości ciepła dostarczanego do instalacji odbiorczych.

Kontrahent przedsiębiorstwa ciepłowniczego – podmiot zainteresowany dostawą chłodu do obiektu, będzie *de facto* kolejnym odbiorcą ciepła.

Zaobserwowano jednostkową próbę podjęcia takiej działalności w naszym kraju. W internetowej ofercie pn. „Dostawa chłodu” jedno z przedsiębiorstw ciepłowniczych wskazuje zalety systemów absorpcyjnych:

- niski koszt ciepła jako energii napędowej,
- cicha praca,
- mała awaryjność,
- doskonała możliwość regulacji,
- obojętna dla środowiska naturalnego substancja używana jako sorbent.

W Europie, zwłaszcza w jej północnej części, gdzie szczególnie w dużych miastach ze względu na klimat rozwinięte są sieci ciepłownicze, ten rodzaj usługi jest znany. Poniżej, na podstawie [2], dokonano krótkiego przeglądu wybranych krajów europejskich, w których świadczone są usługi dostaw „chłodu scentralizowanego”. Wskaźnik udziału chłodu w tabeli pokazuje, że

nie jest to znacząca ilość energii w dostawach ciepła scentralizowanego, jednak istnieją prognozy dynamicznego rozwoju tych usług w przedsiębiorstwach ciepłowniczych.

Chłód wprowadzany do sieci wytwarzany jest różnymi sposobami, w zależności od uwarunkowań lokalnych. Oprócz wykorzystywania sposobów opisanych w niniejszym artykule, w wielu przypadkach chłód pozyskiwany jest z pomp ciepła. W niektórych miastach źródłem ciepła wykorzystywanego do wytwarzania chłodu jest tanie ciepło odpadowe. W pobliżu dużych zbiorników wodnych, jako wody lodowej używa się wody pompowanej z głębokich jezior lub z morza. Dane zawarte w tabeli 1 nie ukazują wielkości uzyskanych poszczególnymi sposobami. Są to orientacyjne liczby przedstawiające zarysujący się segment rynku, który nadaża za potrzebami odbiorców ciepła oraz wykorzystuje możliwości, jakie daje technika.

Scentralizowane systemy ciepłownicze Norwegii są rozwinięte w mniejszym stopniu niż w innych krajach skandynawskich. W odniesieniu do tego państwa wskaźnik udziału chłodu w całym ciepłe scentralizowanym jest najwyższy, chociaż aktualna ilość wytworzonego chłodu, to według szacunków zaledwie 3% zapotrzebowania w tym kraju na chłód (szacunek wynosi 1 TWh = 3 600 000 GJ).

W Norwegii do produkcji chłodu głównie stosuje się pompy ciepła.

Zwiększa się rola zaopatrzenia w chłód w Finlandii. W samych Helsinkach przewidywany potencjał dla chłodu scentralizowanego określa się na 300 MW, przy mocy wytwórczej 6,4 MW w 2001 r. zaangażowanej w te przedsięwzięcia w całym kraju.

Dostarczanie chłodu to także dynamicznie rozwijający się sektor we Włoszech.

W Szwecji chłód scentralizowany wprowadzono jako usługę 10 lat temu. Dzisiaj Szwecja jest w czołówce dostawców chłodu, a 27 miast posiada plany realizacji tej usługi i oczekuje na jej sfinalizowanie.

Z uwagi na pionierski charakter zamierzenia w Polsce, trudno precyzować jego ekonomiczne skutki. Biorąc natomiast pod uwagę występujący w systemach ciepłowniczych nierównomierny charakter zapotrzebowania na ciepło w poszczególnych okresach roku, z wyraźnym spadkiem takiego zapotrzebowania

Tabela 1. Wytworzony chłód i ciepło scentralizowane w 2001 r. (na podstawie [2])

Państwo	Chłód wytworzony [GJ]	Ciepło dostarczone odbiorcom [GJ]	Udział chłodu w ciepłe [%]
Austria	14 040	39 844 800	0,035
Finlandia	15 840	105 012 000	0,015
Włochy	225 000	15 577 200	1,444
Holandia	79 200	20 304 000	0,390
Szwecja	1 537 200	167 760 000	0,916
Norwegia	101 880	3 204 000	3,180
Szwajcaria	10 800	14 328 000	0,075



w okresie letnim, upowszechnienie się takiej usługi powinno wpłynąć korzystnie na stopień wykorzystania zdolności wytwórczych i przesyłowych tych systemów. To z kolei powinno być czynnikiem redukującym poziom kosztów jednostkowych wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła w systemie.

**Literatura:**

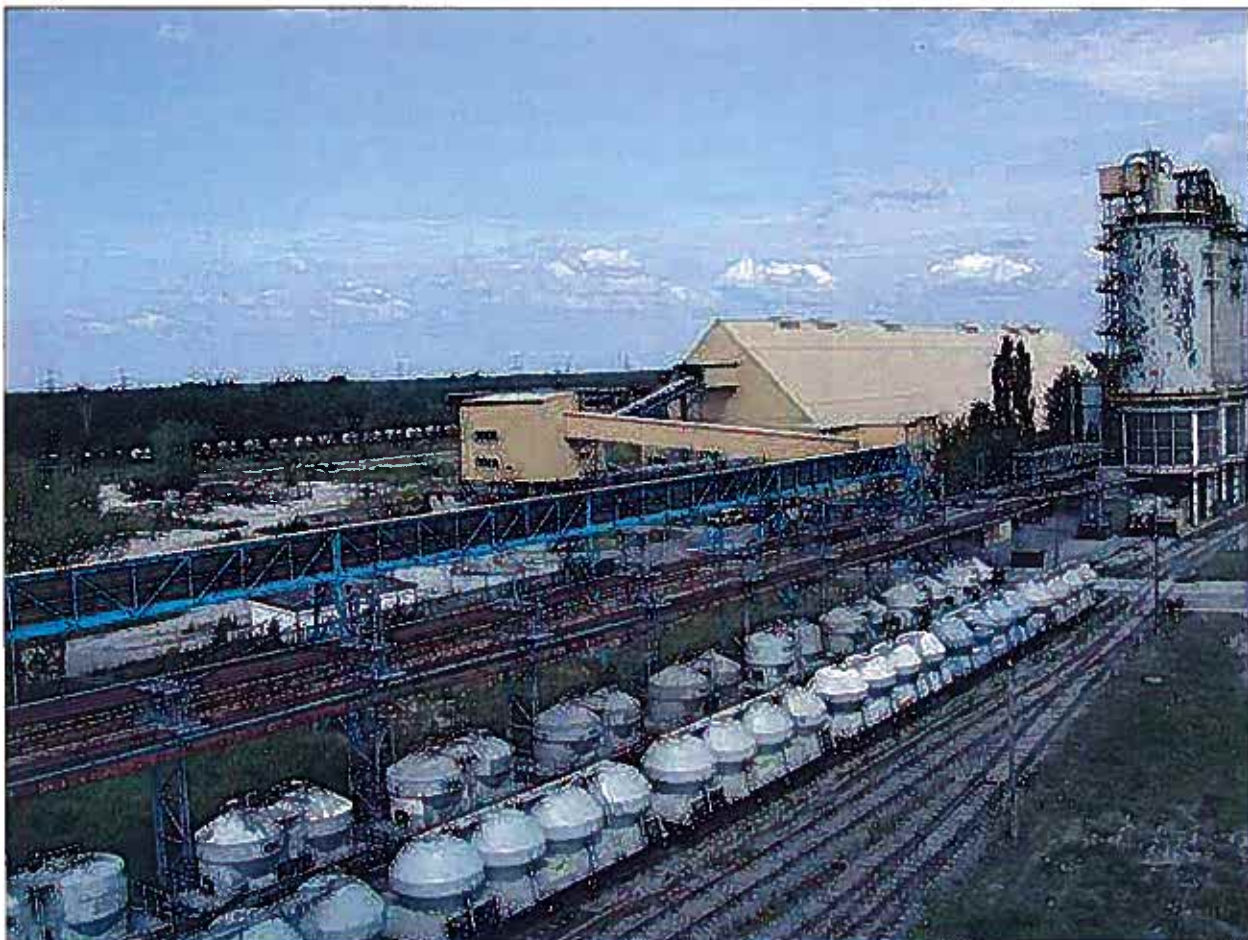
1. M. K. Gutkowski, *Chłodnictwo i klimatyzacja*, WNT, Warszawa 2003.
2. *District Heat in Europe, country by country / 2003 survey*, Euroheat @ Power.
3. *YIA Single Effect Absorption Chiller Engineering guide* YORK International.



*Paweł Bogusławski*  
p.o. zastępcy dyrektora  
Dep. Przedsiębiorstw  
Energetycznych URE



*Marek Woszczyk*  
zastępca dyrektora  
Oddziału  
Centralnego URE



*Elektrownia Kozienice SA, stacja załadunku popiołu*

# LIBERALIZACJA RYNKU A BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ<sup>1)</sup>

dr Mirosław Duda

Ostatnie awarie dostaw energii w systemach elektroenergetycznych USA i Europy wzbudziły dyskusje w mediach światowych a także wśród specjalistów na temat związku tych wydarzeń z procesem liberalizacji rynku energii elektrycznej. Temat ten był również często poruszany w referatach i dyskusjach panelowych na Światowym Forum Regulacji Energetyki, które odbyło się w Rzymie w październiku 2003 r. Stwierdzono tam, że **nie ma podstaw, aby kwestionować możliwość osiągnięcia wymaganego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii sieciowej w warunkach liberalizacji rynku.** Tym niemniej w wielu krajach i w wielu międzynarodowych organizacjach energetycznych podjęto prace w celu szczegółowego wyjaśnienia przyczyn ostatnich wydarzeń, ich uogólnienia i wypracowania metod ograniczenia występowania awarii systemowych<sup>2)</sup>. W artykule przedstawiono niektóre problemy strukturalne związane z relacją pomiędzy liberalizacją rynku a bezpieczeństwem dostaw energii elektrycznej dyskutowane obecnie w świecie, które ze względu na specyfikę naszej elektroenergetyki powinny być przedmiotem zainteresowania energetyków w Polsce, jak i organów stanowiących prawo.

## Bezpieczeństwo dostaw a bezpieczeństwo energetyczne

Głównym celem polityki energetycznej we wszystkich krajach jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego państwa, rozumianego prawie bez wyjątków jako:

- bezpieczeństwo dostaw energii wymaganego rodzaju i jakości,
- akceptowalne dla gospodarki i odbiorców bytowo-komunalnych ceny poszczególnych nośników energii,
- ograniczenie negatywnego wpływu energetyki na środowisko (lub zapewnienie warunków zrównoważonego rozwoju).

Powyższe składniki bezpieczeństwa energetycznego są w istocie swojej wzajemnie sprzeczne, gdyż odpowiedni poziom bezpieczeństwa dostaw, a zwłaszcza spełnianie wciąż wzrastających wymogów ochrony środowiska, wiąże się z koniecznością ponoszenia coraz

wyższych kosztów. Akceptowalne ceny to konieczność dyscyplinowania kosztów i podwyższania efektywności przedsiębiorstw.

Do niedawna wymuszanie podwyższania efektywności przedsiębiorstw energetycznych następowało w wyniku regulacji, której ograniczenia są powszechnie znane. Jedną z istotnych wad regulacji, a zwłaszcza typu „cost plus”, było dopuszczanie przez regulatorów do przeinwestowania nadmiernie ambitnych przedsiębiorstw, co pociągało za sobą nieuzasadniony wzrost cen dla odbiorców. Wobec niedoskonałości mechanizmów regulacji administracyjnej postanowiono więc rozpocząć wdrażanie mechanizmów najsilniejszego „regulatora” a więc konkurencji. W definicjach bezpieczeństwa energetycznego pojawiło się uzupełnienie, że bezpieczeństwo dostaw energii i akceptowalne ceny energii a także spełnienie wymogów ochrony środowiska ma następować **w warunkach liberalizacji rynku energii**, lub po prostu w warunkach rynkowych.

## Pierwsze doświadczenia

Proces wdrażania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej we wszystkich krajach okazał się bardzo trudny, przede wszystkim w systemach, w których działały duże przedsiębiorstwa pionowo zintegrowane. Już wydzielenie w takich przedsiębiorstwach, nawet tylko księgowo, segmentu działalności konkurencyjnej (w zakresie dostaw<sup>3)</sup> energii do sieci) i działalności regulowanej (w zakresie transportu energii siecią), oraz zakaz przepływów finansowych pomiędzy tymi rodzajami działalności napotykało na duże opory managerów. Jednym z argumentów była obawa przed ryzykiem działalności konkurencyjnej, związanym z dużą zmiennością cen na takim rynku i jego ewentualnym wpływem na pogorszenie warunków inwestycji zarówno po stronie wytwarzania, jak i sieci. W istocie chodziło o utrudnienie zarządzania w warunkach zakazu skrośnego subsydowania i nadal dość restrykcyjnej regulacji nie tylko działalności sieciowej, ale również dostaw poprzez wprowadzanie przepisami prawnymi rozmaitego typu pułapów cenowych dla odbiorców finalnych.

W zakresie skuteczności oddziaływania rynku konkurencyjnego na obniżenie cen energii sieciowej nie było doświadczeń światowych. Pierwsze pojawiły się w USA

1) Poniższy tekst ukaże się także w grudniowym numerze „Przeglądu Energetycznego”.

2) O szczegółowych przyczynach awarii systemowych w USA i Europie oraz podjętych działaniach zapobiegawczych można się dowiedzieć z referatów S. Kasprzyk, dostępnych na stronie internetowej PSE SA i IGEOS.

3) Użyto już nowej definicji „dostawy” przyjętej w Dyrektywie UE 2003/54/EC, a więc oznaczającej sprzedaż lub odsprzedaż energii, czyli działalność handlową przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem i przedsiębiorstw zajmujących się obrotem energią.



i Anglii na początku lat dziewięćdziesiątych. Okazało się, że dostawcy na rynku konkurencyjnym mogą oferować ceny o 20-30% niższe w odniesieniu do cen sprzed reformy<sup>4</sup>). Potem przyszły pozytywne doświadczenia z rynku skandynawskiego i niemieckiego oraz innych krajów europejskich. Po bardzo dobrych wynikach początkowych nastąpił znany kryzys na kalifornijskim rynku energii elektrycznej, gdzie po raz pierwszy przekonano się, że wprowadzenie mechanizmów rynku konkurencyjnego w obrocie hurtowym i jednocześnie utrzymywanie pułapów cenowych na rynku detalicznym energii w warunkach jednoczesnych utrudnień ekologicznych i przedłużających się procedur uzgadniania nowych inwestycji, może w perspektywie długofalowej doprowadzić do poważnych zakłóceń dostaw. Był to pierwszy poważny sygnał, że źle zaprojektowane mechanizmy rynkowe i regulacyjne mogą być zagrożeniem dla bezpieczeństwa dostaw energii.

Zupełnie odwrotne doświadczenie uzyskano ostatnio na rynku skandynawskim. Deficyt energii wytwarzanej w Norwegii przez własne źródła zimą 2002/2003, spowodowany niskim stanem wody w elektrowniach wodnych, wywołał gwałtowny wzrost cen energii na rynku spot do poziomu ok. 100 Euro/MWh. Nie wprowadzono jednak żadnych ograniczeń administracyjnych poboru energii ani pułapów dla cen pozostawiając sytuację oddziaływaniu tylko mechanizmów rynkowych. Odbiorcy przemysłowi w obliczu tak wysokiego wzrostu cen energii podjęli we własnym zakresie działania ograniczające zapotrzebowanie i uruchomili zamrożone własne jednostki wytwórcze. Jednocześnie zakontraktowano duże ilości energii z importu (z Polski kablem prądu stałego). Pozwoliło to na opanowanie doraźnej sytuacji, aczkolwiek zagrożenie bezpieczeństwa dostaw pozostało ze względu na utrzymujący się deficyt zasobów wody w zbiornikach elektrowni wodnych.

### **Wstępne wnioski z analiz awarii systemowych w USA i Europie**

Analizy podjęte przez Komisję Europejską, Radę Europejskich Regulatorów Energetyki (CEER), Stowarzyszenie Europejskich Operatorów Systemów Przesyłowych (ETSO) i inne międzynarodowe organizacje energetyczne pozwoliły na sformułowanie wstępnych ocen przyczyn ostatnich awarii systemowych. Wynika z nich, że prawie każda awaria charakteryzowała się specyficznymi okolicznościami i koincydencją co najmniej kilku przyczyn, z których istotnymi były głębokie anomalie pogodowe. Nie ma jeszcze końcowych raportów z wynikami szczegółowych analiz, tym niemniej opublikowano już (m.in. CEER)

4) Gwoli sprawiedliwości dane te odnoszą się do porównań historycznych i trzeba mieć na uwadze, że owe duże spadki cen dostaw energii elektrycznej były w okresie, w którym również spadały ceny energii pierwotnej. Tym niemniej efekt działania konkurencji był niewątpliwy.

pewne wnioski wstępne, które można wykorzystać do podjęcia działań zapobiegawczych. Generalnie wspólnymi przyczynami strukturalnymi ostatnich awarii – poza ekstremalnymi warunkami pogodowymi – są:

- niewystarczający poziom i struktura mocy wytwórczych,
- niewystarczający poziom i struktura mocy przesyłowych w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych, zwłaszcza połączeń międzysystemowych,
- niedostosowane do sytuacji nadzwyczajnych procedury zarządzania ograniczeniami systemowymi, zwłaszcza koordynacje operatorów współpracujących ze sobą systemów przesyłowych,
- niekompletny i nieprzejrzysty podział zadań i odpowiedzialności podmiotów na zdecentralizowanym rynku<sup>5</sup>).

### **Problemy mocy wytwórczych**

Na podstawie wstępnych wniosków można stwierdzić, że fascynacja liberalizacją rynku energii elektrycznej uśpiła, do pewnego stopnia, troskę organizatorów rynku o długofalowe bezpieczeństwo dostaw, które zależy od odpowiedniego poziomu i struktury inwestycji. Okazuje się, że na zliberalizowanym rynku energii dostatecznego poziomu i właściwej struktury inwestycji energetycznych, z reguły kapitałochłonnych i podlegających długotrwałym procedurom administracyjnym, nie mogą zapewnić tylko sygnały rynkowe, które z natury mają charakter krótkoterminowy. Ryzyko inwestorów uzyskania odpowiedniego zwrotu z kapitału w takich warunkach jest zbyt wysokie nie tylko ze względu na trudne prognozy cen energii na rynku, lecz również z powodu dającego się zauważyć w wielu krajach, nie tylko w Polsce, braku stabilności i przejrzystości legislacji a także regulacji mechanizmów rynkowych. Ta niestabilność jest spowodowana w dużym stopniu brakiem sprawdzonych wzorów – nawet w krajach o rozwiniętej gospodarce rynkowej.

W stanowisku CEER z października 2003 r. znajduje się stwierdzenie, że w okresie przejściowym do rozwiniętego rynku konkurencyjnego, zwłaszcza w odniesieniu do niektórych typów źródeł (szczytowe i odnawialne), same mechanizmy rynkowe nie wystarczą. Potrzebne jest monitorowanie sytuacji bieżącej i trendów długofalowych na rynku inwestycji wytwórczych oraz działania stymulujące organów państwa, jeśli nie ma wystarczającej podaży rynkowej. Takie podejście znalazło swój wyraz w Dyrektywie 2003/54/EC, która zawiera przepisy zobowiązujące państwa członkowskie do wyznaczenia organu mającego za zadanie monitorowanie długofalowego bezpieczeństwa dostaw (bilansu podaży i popytu energii w warunkach rynkowych) i ogłaszanie przetargów na nowe moce o odpowiedniej strukturze, jeśli

5) Sprawa ta nie wymaga komentarza, gdyż jest to jakość przepisów prawa i umów między podmiotami.

wyniki monitoringu będą wskazywać na deficyt inwestycji podejmowanych w oparciu o koncesje. Dane z monitoringu mają być przekazywane również do Komisji Europejskiej, która będzie podejmować stosowne działania w skali Unii Europejskiej.

Należy podkreślić, że w polskim prawie energetycznym odpowiednie przepisy już istnieją. Jest to art. 16 ustawy – Prawo energetyczne zobowiązujący przedsiębiorstwa sieciowe do uzgadniania planów rozwoju obejmujących okres nie krótszy niż 3 lata, z Prezesem URE, w których powinno być określone finansowanie inwestycji również w zakresie wytwarzania, jeśli podaż nie jest wystarczająca. Te przepisy będą musiały być tylko przystosowane do wymogu Dyrektywy 2003/54/EC o obowiązku prawnego wydzielenia operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, gdyż były one sformułowane przy założeniu, że działalność sieciowa nie będzie prawnie wydzielona. Potrzebny będzie również przepis wykonawczy, określający szczegółowe warunki opracowywania i wymogi dla takich planów, z którego niepotrzebnie zrezygnowano w procesie kolejnych nowelizacji ustawy.

#### Problemy mocy przesyłowych

W warunkach centralnego sterowania jednostkami wytwórczymi konfiguracja sieci przesyłowych i dystrybucyjnych była dostosowana do ukształtowanego długofalowo modeli rozptyłów mocy. Liberalizacja wprowadziła powiązania pomiędzy dostawcami a odbiorcami, wynikające z gry konkurencyjnej, które mogą na bieżąco znacznie odbiegać od modelu (lub modeli) ukształtowanego w systemie sterowania centralnego. Operator systemu przesyłowego, który jest przede wszystkim odpowiedzialny za bezpieczeństwo funkcjonowania systemu ma w związku z tym trudniejsze zadanie w bilansowaniu i zarządzaniu ograniczeniami systemowymi. Aby sprostać temu wyzwaniu, potrzebne są wysoko wydajne systemy informatyczne.

Rozwój zliberalizowanego rynku prowadzi do rozszerzenia geograficznego powiązań rynkowych, co stawia operatorom systemów przesyłowych jeszcze trudniejsze wyzwania. Podstawowym problemem są niedostateczne przepustowości połączeń międzysystemowych, które po pierwsze, wprowadzają ograniczenia w rozwoju rynku, a po drugie, utrudniają zarządzanie ograniczeniami systemowymi i zmniejszają szanse kompensowania deficytu mocy wytwórczych poprzez zwiększanie międzysystemowej wymiany energii. Nie rozwiązano do tej pory w wystarczającym stopniu problemu finansowania inwestycji połączeniowych. W tym zakresie prowadzone są prace w Komisji Europejskiej i europejskich organizacjach energetycznych. Rozszerzający się zakres rynku energii elektrycznej do wymiaru europejskiego wymaga dalszego rozwoju telemetrycznych systemów pomiarowych i sterowania, zwłaszcza do współpracy sąsiednich systemów.

Właściwy poziom i struktura inwestycji w systemach przesyłowych zależy od stabilności i przejrzystości tzw.

kodeksów sieciowych oraz przejrzystości zasad regulacji, w tym dotyczących regulacji taryf zapewniających odpowiednie przychody pokrywające koszty eksploatacji i odpowiedni poziom zwrotu z kapitału.

W przypadku inwestycji sieciowych niewystarczające moce przesyłowe wynikają często z utrudnień procesu inwestycyjnego, przede wszystkim w pozyskiwaniu terenów pod budowę. W Polsce ten problem występuje ostatnio ze szczególną ostrością. Na fali demokratyzacji i liberalizacji całej gospodarki zapomniano, że powinny istnieć pewne priorytety i konieczność podporządkowywania interesów indywidualnych interesom ogółu, przede wszystkim w budowie infrastruktury. Tego rodzaju trudności nie są specyficzne tylko dla Polski, gdyż pojęcie NIMBY<sup>6)</sup> pochodzi z kolebki nowoczesnej demokracji.

#### Problemy zarządzania i współpracy operatorów systemów przesyłowych

Rozszerzenie zakresu rynku energii wymaga przejrzystego planowania krótkoterminowego oraz zasad współpracy operatorów systemów przesyłowych, zwłaszcza w sytuacjach nadzwyczajnych na obszarze nie tylko rynku krajowego, lecz także regionalnego. Podział zadań i odpowiedzialności ma kluczowe znaczenie, zwłaszcza w zakresie zarządzania systemami w sytuacjach nadzwyczajnych (praca wyspowa i odbudowa systemów). W tym celu opracowywane są obecnie standardowe umowy, w których mają się znaleźć stosowne zapisy.

Na zliberalizowanym rynku energii szczególne znaczenie mają uprawnienia operatora systemu przesyłowego do technicznego zarządzania systemem w warunkach rynku konkurencyjnego. Obserwuje się wyraźnie w Polsce (gdzie doprowadzono do nadmiernego rozczłonkowania elektroenergetyki) obawy przed zbyt silną pozycją operatora systemu przesyłowego. Jest to usprawiedliwione obecnie jeszcze dualną działalnością PSE SA, nie tylko siecią, lecz również w zakresie obrotu i tendencjami ochrony tego obrotu, podczas gdy **silna pozycja operatora w zarządzaniu systemem przesyłowym jest potrzebna właśnie ze względu na bezpieczeństwo dostaw**. Pozycja ta powinna być umocowana prawnie, co obecnie w Polsce nie jest jeszcze w pełni spełnione. Prawnego umocowania wymaga również Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Systemu Przesyłowego (w innych krajach jest to Kodeks Sieci), co musi być wykonane w procesie dostosowania naszego prawa do wymogów nowej Dyrektywy 2003/54/EC. W szczególności powinny być prawnie uregulowane upoważnienia OSP do zarządzania odcinkami sieci 110 kV, które stanowią zamknięcie systemu przesyłowego, mimo że napięciowo i własnościowo do niego nie należą. Nie powinno być zwłaszcza dyskusji w otrzymywaniu przez OSP każdej informacji istotnej dla

6) Not In My Backyard – Nie Na Moim Podwórku.



bezpieczeństwa dostaw. Wydaje się, że te problemy zostaną rozwiązane po faktycznym wydzieleniu prawnym OSP.

\*\*\*

Należy zauważyć, że niezależnie od przytoczonych powyżej przedsięwzięć zapobiegawczych w elektroenergetyce w zakresie bezpieczeństwa dostaw, potrzebne będą znacznie szersze działania w celu ograniczenia ryzyka inwestowania w sektorze energetycznym. Europejscy regulatorzy zalecają, aby państwa zapewniły priorytet w legislacji dla inwestycji infrastrukturalnych w celu m.in. usprawnienia procesu lokalizacji nowych obiektów energetycznych. Potrzebna jest również harmonizacja działań z zakresu inwestycji i eksploatacji obiektów energetycznych z działaniami z dziedziny

ekologii. Przykład Kalifornii wskazuje, że brak tej harmonizacji może być jedną z poważnych przyczyn zagrożenia bezpieczeństwa dostaw.



Autor pełni obowiązki dyrektora Departamentu Promowania Konkurencji URE

Zapraszamy na stronę internetową URE:

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

The screenshot shows the website of the Energy Regulatory Office (URE) in Poland. The page title is "URZĄD REGULACJI ENERGETYKI". The main content area displays a list of bulletins and decisions, including:

- Biuletyn Branżowy URE - Paliwa gazowe Nr 19:** 5.12.2003
  - Taryfa Przedsiębiorstwa Produkcyjno-Usługowo-Handlowego "ENERGOMEDIA" Sp. z o.o.
- Biuletyn Branżowy URE - Energia Elektryczna Nr 52:** 5.12.2003
  - Taryfa Przedsiębiorstwa Usługowo-Handlowo-Produkcyjnego "ELTRONIK" Spółka Jawna
  - Taryfa Wojtkowickiego Zakładu Energetycznego "WOJZEC" Sp. z o.o. w upadłość
  - Informacja o decyzji w sprawie zmiany taryfy dla SwePol Link (Poland) Sp. z o.o.
  - Informacja o decyzji w sprawie rozstrzygnięcia sporu pomiędzy ELNORD SA a Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi SA
  - Informacja o decyzji w sprawie taryfy dla Stoczni Marynarki Wojennej PP
  - Informacja o decyzji w sprawie taryfy dla FENICE Poland Sp. z o.o.
- Biuletyn URE nr 6/2003:** 21.11.2003
- Komunikat URE w sprawie taryf dla paliw gazowych przedsiębiorstw energetycznych grupy kapitałowej Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA:** 18.09.2003
- Informacja o powołaniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki komisji kwalifikacyjnych:** 5.08.2003
- Ankieta w sprawie zapasów paliw:** 16.05.2003
- Informacja w sprawie średniej ceny energii elektrycznej wytworzonej w krajowym systemie elektroenergetycznym w jednostkach wytwórczych kondensacyjnych:** 7.04.2003
- Sprawozdanie ciepłownicze:** 30.01.2003

# GENERACJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ POCHODZĄCEJ Z ELEKTROWNI WIATROWEJ W ŚWIELE WYMAGAŃ DOTYCZĄCYCH JAKOŚCI ENERGII

Krzysztof Wiśniewski

Finansowanie inwestycji, takich jak budowa elektrowni wiatrowej, wiąże się z wieloma rodzajami ryzyka. Do najważniejszych z nich należą: ryzyko finansowe podjętej decyzji inwestycyjnej, ryzyko związane ze złożonością techniczną procesu oraz ryzyko dokumentacyjno-formalne (zezwolenia, koncesje). Co prawda część z nich jest redukowana ze względu na prawny obowiązek zakupu energii przez spółki dystrybucyjne<sup>1)</sup>, ale coraz częściej prowadzone są analizy opłacalności inwestycji w elektrownie wiatrowe. Wyniki tych analiz bazują na co najmniej kilkuletnich pomiarach stopnia wietrzności, co jest jednym z czynników determinujących potencjalną lokalizację przyszłej farmy wiatrowej. Nie mniej istotnym elementem, często zaniechanym na etapie fazy wstępnej projektu, jest możliwość technicznego przyłączenia źródła do istniejącej infrastruktury elektroenergetycznej oraz możliwość sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej. Dlatego też wybór potencjalnych miejsc na lokalizację przyszłej inwestycji powinien opierać się również na analizie skutków wpływu pracy elektrowni wiatrowej na działanie sieci, co w przyszłości może uchronić inwestora przed ponoszeniem dodatkowych kosztów na dostosowanie jakości sprzedawanej energii elektrycznej do parametrów sieci.

Praca elektrowni wiatrowej charakteryzuje się nieustannymi zmianami stanu związanymi z wahaniami generowanej mocy czynnej. Wpływa to znacząco na jakość energii elektrycznej dostarczanej do sieci i ma bezpośrednie przełożenie na napięcie zasilania odbiorców. Zgodnie z § 6 ust. 4 pkt 3 rozporządzenia przyłączeniowego<sup>2)</sup> inwestor ubiegający się o wydanie

warunków przyłączenia do sieci ma obowiązek wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji na krajowy system elektroenergetyczny, jednakże tylko wówczas, gdy jest zaliczany do I i II grupy przyłączeniowej. Zgodnie z tym zapisem obowiązek ten nie dotyczy m.in. farm wiatrowych przyłączanych na napięciach niższych niż wynikające z I i II grupy. Prawny brak jednolitego, dla wszystkich grup przyłączeniowych, obowiązku załączenia takiej analizy powoduje także, że podejście poszczególnych operatorów sieci rozdzielczej (OSR) do zgłaszanych wniosków o wydanie warunków technicznych przyłączenia dla inwestorów budujących farmy wiatrowe jest różne. Okazuje się, że w praktyce każdy OSR ma inne w tym zakresie wymagania – ekspertyzy techniczne wykonywane są bowiem zarówno przez instytuty badawcze, uczelnie wyższe jak i indywidualne osoby posiadające stosowne uprawnienia. Należy jednak zauważyć, że wynikający z analizy wpływ przyłączanej generacji na parametry jakościowe energii elektrycznej w sieci, zazwyczaj odbiega w rzeczywistości od stanu faktycznego. Ze względu na planowany w niedalekiej przyszłości szybki przyrost mocy pochodzących z tego rodzaju generacji budzi to uzasadnione obawy. Istotą współpracy pomiędzy operatorem sieci przesyłowej (OSP) i OSR powinno być działanie na rzecz bilansowania mocy zainstalowanej i prowadzenie systemu tak, aby nie dopuścić do jego awarii, a niepodlegającym dyskusji jest fakt generowania przez elektrownie wiatrowe szeregu właściwości niekorzystnych dla pracy systemu. Chodzi tu głównie o czynniki mające wpływ na parametry jakościowe energii elektrycznej, a wynikające z charakteru pracy źródeł napędzanych wiatrem, takie jak:

- zmiana momentu obrotowego związana z okresowym przesłaniem łopat śmigła przez wieżę,
- zmiana momentu obrotowego wynikająca z niejednakowej prędkości wiatru na różnych wysokościach,
- oddziaływanie układów przekształtnikowych zainstalowanych w niektórych typach elektrowni wiatrowych.

Przyłączanie nowych źródeł wiatrowych do sieci wiąże się także z koniecznością rezerwowania dodatkowej mocy pochodzącej ze źródeł charakteryzujących się stałą pracą na sieć bez wahań generowanej mocy czynnej. Cechą polskiego systemu jest brak wolnych

1) Obowiązek zakupu energii pochodzącej z odnawialnych źródeł wynika z art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348 z późn. zm.). Zakres dotyczący wypełniania obowiązku zakupu jest zawarty w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 30 maja 2003 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (Dz. U. z 2003 r. Nr 104, poz. 971).

2) Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 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. z 2000 r. Nr 85, poz. 957).



bloków o krótkim czasie przywołania<sup>3)</sup>, możliwych do wykorzystania jako rezerwa w obszarach budowy nowych farm wiatrowych, oraz układ sieciowy wykluczający możliwość wykorzystania źródeł położonych w innych rejonach kraju. Powoduje to, że decyzje dotyczące przyłączania nowych wiatraków do sieci powinny być wydawane po konsultacji OSR z OSP.

W Polsce, w przeciwieństwie do krajów Unii Europejskiej, nie istnieją jak na razie przepisy ściśle regulujące zakres analiz jakościowych wykonywanych tylko na potrzeby inwestycji w parki wiatrowe. Zapisy dotyczące parametrów jakości energii elektrycznej, zawarte w obowiązującym rozporządzeniu przyłączeniowym, są w niektórych przypadkach niezgodne ze standardami obowiązującymi w państwach Unii Europejskiej, a nawet z normalizacją krajową<sup>4)</sup>. Jako przykład można tu przytoczyć kryterium statycznej wartości napięcia, wynikające z § 32 ust. 1 pkt 2 rozporządzenia przyłączeniowego, które określa, że w sieci 15 kV dopuszczalne odchylenie od napięcia znamionowego w czasie 15 minut powinno mieścić się w przedziale od (-) 10% do (+) 5%. Kraje przodujące na świecie w dziedzinie elektrowni wiatrowych mają znacznie ostrzejsze wymagania. Wprowadzono bardziej precyzyjne zapisy dotyczące farm wiatrowych, według których określa się maksymalną zmianę napięcia zasilającego w punkcie przyłączenia pomiędzy dwoma stanami pracy – przed i po załączeniu elektrowni wiatrowej. Dla przykładu, w przepisach niemieckich dopuszczalną statyczną zmianę napięcia w punkcie przyłączenia określono na poziomie 2%<sup>5)</sup>.

Nadzieję na szybką poprawę sytuacji budzi konieczność uchwalenia przed dniem 1 stycznia 2004 r. nowego rozporządzenia przyłączeniowego<sup>6)</sup>, które w zakresie zagadnień związanych z jakością energii elektrycznej może stanowić znaczny postęp w stosunku do obowiązujących uregulowań prawnych. Zapisy w nowym rozporządzeniu powinny, w zakresie standardów jakości energii elektrycznej, uwzględniać wymagania Polskiej Normy 50160<sup>7)</sup>, której przyjęcie

można uznać za krok we właściwym kierunku. Należy również zaznaczyć, iż nowe rozporządzenie powinno rozszerzać na wszystkie podmioty (posiadające jednostki wytwórcze współpracujące z siecią) występujące z wnioskiem o wydanie warunków technicznych, obowiązek wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji na system elektroenergetyczny, do którego następuje przyłączenie.

Ważnym uzupełnieniem nowych przepisów, umożliwiającym dokonanie na porównywalnych warunkach wymaganej ekspertyzy, jest przygotowywana do wprowadzenia w Polsce norma europejska IEC 61400-21: „Pomiar i ocena jakości energii elektrycznej dostarczanej przez turboszpoty wiatrowe przyłączone do sieci elektroenergetycznej”<sup>8)</sup>. W normie zdefiniowano i określono wielkości, jakie należy wyznaczyć w celu scharakteryzowania jakości energii dostarczanej przez turboszpót wiatrowy przyłączony do sieci. Zawarto szczegółowe procedury pomiarów służące do ilościowego opisu charakterystyk oraz procedury oceny zgodności z wymaganiami dotyczącymi jakości energii, łącznie z oceną jakości energii oczekiwanej od danego typu turboszpótu zainstalowanego w określonym miejscu (ewentualnie w zespołach). Dokument ten jest adresowany do:

- producentów turboszpótów starających się dotrzymać określonych parametrów jakości energii,
- nabywców turboszpótów formułujących wymagania dotyczące parametrów jakości energii,
- eksploatatora turboszpótu sprawdzającego czy deklarowane lub wymagane parametry jakości energii są dotrzymane,
- projektanta lub operatora turboszpótu, który powinien dokładnie i rzetelnie określić wpływ turboszpótu wiatrowego na jakość energii,
- instytucji dopuszczających siłownie do pracy lub instytucji prowadzących badania podzespołów w celu oceny parametrów jakości energii określonego typu turboszpótu,
- projektanta lub operatora sieci, którzy powinni wskazać wymagany sposób przyłączenia turboszpótu do sieci.

3) Chodzi głównie o elektrownie parowo-gazowe i wodne.

4) Dodatkowo, brak jest uregulowań w zakresie istotnych parametrów jakości energii elektrycznej dotyczących niesymetrii i wahan napięcia energii elektrycznej.

5) P. Janiszewski, J. Sawicki, A. Stawowy, *Wpływ elektrowni wiatrowej na parametry jakościowe energii – na konkretnym przykładzie*, artykuł prezentowany na konferencji „Jakość energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych w Polsce, zmiana napięcia w sieciach nn”, Jelenia Góra, maj 2003.

6) Zgodnie z art. 5 ustawy z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2002 r. Nr 135, poz. 1144) przepisy wykonawcze, wydane przez dzień wejścia w życie tej ustawy na podstawie upoważnień zmienionych tą ustawą, zachowują moc, o ile nie są z nią sprzeczne, do czasu wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie upoważnień w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie dłużej jednak niż przez 12 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

7) Polska Norma 50160 *Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych* jest tłumaczeniem

normy europejskiej EN 50160 *Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems*. Jest to podstawowy dokument w krajach Unii Europejskiej określający standardy jakościowe energii elektrycznej w publicznych sieciach rozdzielczych do 35 kV. Norma została przyjęta przez CENELEC (Europejski Komitet Normalizacyjny Elektrotechniki). Zgodnie z wewnętrznymi przepisami członkowie CENELEC są zobowiązani do nadania normie europejskiej statusu normy krajowej bez jakichkolwiek zmian (jest ona jednak normą nieobligatoryjną).

- 8) Oprócz normy IEC 61400-21, elektrownie wiatrowe powinny odpowiadać wymaganiom następujących norm:  
 IEC 61400-1: *Wind Turbine Safety and Design*,  
 EN 61400-2: *Small Wind Turbine Safety*,  
 EN 61400-12: *Power Quality*,  
 EN 61400-13: *Mechanical Load Measurements*,  
 IEC 61400-22: *Wind Turbine Certification*,  
 IEC 61400-23: *Blade Structural Testing*,  
 IEC 61400-24: *Lightning protection for wind turbines*.

Zapisy dotyczące jakości energii elektrycznej, które powinny być zawarte w nowym rozporządzeniu przyłączeniowym, jak i wprowadzenie norm europejskich (jeśli zostaną zatwierdzone w proponowanym kształcie) mogą, paradoksalnie, spowodować znaczne ostudzenie zapału inwestorów budujących farmy wiatrowe w Polsce, poprzez zwrócenie ich uwagi na realia związane z sytuacją krajowego systemu elektroenergetycznego. Możliwa jest bowiem sytuacja, że po wprowadzeniu nowego rozporządzenia przyłączeniowego, pracujące turbiny wiatrowe w przypadku niedotrzymywania standardów jakościowych energii, zgodnie z nowymi przepisami będą mogły być odłączone przez OSR od sieci na którą pracują. W skali całego kraju może to spowodować spadek wielkości zainstalowanej mocy pochodzącej z elektrowni wiatrowych. Należy także zauważyć, że dostosowanie parametrów jakościowych energii generowanej z urządzeń już pracujących będzie się wiązało z koniecznością poniesienia dodatkowych kosztów, nie uwzględnianych we wcześniejszej kalkulacji projekcji finansowej inwestycji i wynikającej z niej ceny sprzedaży energii elektrycznej. Może to zachęcać inwestorów użytkujących wiatraki do próby wynegocjowania wyższej ceny energii sprzedawanej do sieci OSR. Oddawanie do użytku nowych farm wiatrowych na obszarach bez odpowiedniej infrastruktury sieciowej umożliwiającej wyprowadzenie generowanej mocy i konieczność zapewnienia odpowiedniej rezerwy mocy prowadzi także do przyrostu kosztów ograniczeń sieciowych ponoszonych przez OSP, który będzie wnioskować, w kolejnych taryfach, o wyższe stawki opłaty przesyłowej.

Groźba odmowy wydania warunków technicznych na podłączenie do sieci, spowodowana niemożnością spełnienia wymagań jakości energii elektrycznej generowanej przez wiatraki, spowoduje zapewne także przesunięcie zainteresowania inwestorów od starych konstrukcyjnie wiatraków, które łatwo można pozyskać na zachodzie po korzystnych cenach, zapewniających krótki okres zwrotu z inwestycji, w kierunku nowoczesnych konstrukcji, spełniających wymagania dotyczące jakości generowanej energii elektrycznej bez konieczności instalowania dodatkowych urządzeń<sup>9)</sup>.

Czynnikiem korzystnym dla inwestorów będą z pewnością jasne i precyzyjne regulacje prawne, pozwalające na szybkie dokonanie klasyfikacji ewentualnych możliwych lokalizacji pod kątem zdolności do przyłączenia do sieci i możliwości sprzedaży energii elektrycznej, co umożliwi szybszą i tańszą realizację projektów. Wprowadzenie nowych przepisów dotyczących jakości energii elektrycznej wytwarzanej przez elektrownie wiatrowe, może

ułatwić Prezesowi URE kontrolowanie parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców w zakresie obrotu energią elektryczną, jak również może spowodować rozwiązanie problemów zarówno OSP i OSR w zakresie przestrzegania wymagań parametrów jakościowych w zawieranych kontraktach.



Autor jest pracownikiem Departamentu Promowania Konkurencji URE

#### Literatura:

1. G. Barzyk: *Techniczne aspekty współpracy elektrowni wiatrowej z systemem elektroenergetycznym – wspomaganie procesu decyzyjnego*, „Energia Gigawat” maj 2003.
2. R. Burzyński: *Procedury prawno-administracyjne w procesie przygotowania inwestycji w elektrownie wiatrowe*, Europejskie Centrum Energii Odnawialnej, Instytut Budownictwa, Mechanizacji i Elektryfikacji Rolnictwa, strona: [www.elektrownie-wiatrowe.org.pl](http://www.elektrownie-wiatrowe.org.pl).
3. European Norm EN 50160 *Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems*.
4. European Norm IEC 61400-21 *Wind turbine generator systems. Part 21 Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines*.
5. Z. Hanzelka: *Najnowsze kierunki prac w normalizacji europejskiej. Dotychczasowe i nowe wymagania związane z jakością energii*, artykuł prezentowany na konferencji „Jakość energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych w Polsce, zmiana napięcia w sieciach nn”, Jelenia Góra, maj 2003.
6. P. Janiszewski, J. Sawicki, A. Stawowy: *Wpływ elektrowni wiatrowej na parametry jakościowe energii – na konkretnym przykładzie*, artykuł prezentowany na konferencji „Jakość energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych w Polsce, zmiana napięcia w sieciach nn”, Jelenia Góra, maj 2003.
7. Polska Norma 50160 *Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych*.
8. E. Siwy: *Jakość energii elektrycznej w polskich przepisach normalizacyjnych na tle wymagań w Unii Europejskiej*, artykuł prezentowany na konferencji „Jakość energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych w Polsce, zmiana napięcia w sieciach nn”, Jelenia Góra, maj 2003.
9. Z. Szpryngiel: *Zagadnienia jakości energii elektrycznej w świetle ustawy Prawo energetyczne i przepisów wykonawczych do ustawy*, artykuł prezentowany na konferencji „Jakość energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych w Polsce, zmiana napięcia w sieciach nn”, Jelenia Góra, maj 2003.

9) Najczęściej nowe elektrownie wiatrowe produkowane w Unii Europejskiej posiadają dokument wydawany przez znane instytuty badawcze, tzw. Windtest, zapisany na zunifikowanym formularzu i zawierający podstawowe parametry istotne dla współpracy z systemem elektroenergetycznym.



# ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII – ENERGIA ZE SŁOŃCA I BIOMASY

dr Andrzej W. Różycki

Pod powyższym tematem odbyła się w końcu października w Warszawie konferencja, która miała na celu podsumowanie realizacji polsko-duńskiego pilotażowego projektu „Solar School in Łódź”. Została ona zorganizowana przez Agencję Poszanowania Energii SA i Instytut Podstawowych Problemów Techniki Polskiej Akademii Nauk (IPPT PAN) przy współpracy duńskich instytucji: Hedemann Consult, Nordsol Aps i Centrum Energii Słonecznej Duńskiego Instytutu Technologicznego (DTI SEC).

Tematyka pierwszej części konferencji, zapowiadana w oficjalnym programie, miała dotyczyć roli odnawialnych źródeł energii w polityce ekologicznej państwa oraz szeroko rozumianych regulacji politycznych i prawnych. Do wygłoszenia dwóch referatów z tego zakresu jednak nie doszło. W krótkim referacie zostały natomiast przedstawione kompetencje i regulacyjna rola Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wobec odnawialnych źródeł energii.

Część druga konferencji dotyczyła energii uzyskiwanej z promieniowania słonecznego. Wprowadzeniem do tej tematyki był referat pt. „Wykorzystanie energii słonecznej w krajach UE”. Była to wszechstronna relacja i jednocześnie studium porównawcze stanu i osiągnięć energetyki słonecznej w poszczególnych krajach. Szczególne osiągnięcia mają w tym zakresie europejskie kraje południowe (np. Grecja). Zdecydowana większość instalacji słonecznych jest tam wykorzystywana do wytwarzania ciepła, a szczególnie wody użytkowej – przez kolektory słoneczne. Sporadycznie spotykane są natomiast instalacje fotowoltaiczne wytwarzające energię elektryczną.

Warunki nasłonecznienia krajów południowych naszego kontynentu są nieporównywalne z istniejącymi w naszym kraju. Dlatego też doświadczenia innych państw dotyczące kolektorów słonecznych są mało przydatne w krajach środkowej i północnej Europy. Bardzo poważne osiągnięcia w instalowaniu kolektorów słonecznych ma również Republika Federalna Niemiec. Ogłoszony kilka lat temu program 100 000 dachów wyposażonych w kolektory został ostatnio zmieniony na bardziej intensywny program rozwoju energetyki słonecznej. Państwo niemieckie uruchomiło cały system wsparcia energetyki „zielonej” poprzez dopłaty i fundusze ekologiczne. Kolektory wytwarzające ciepłą wodę użytkową są na ogół instalacjami autonomicznymi i służą jedynie pojedynczym domostwom bez związku z sieciami ciepłowniczymi.

Niemiecka ustawa EEG, dotycząca energetyki odnawialnej, odnosi się także do energii elektrycznej

uzyskiwanej ze słonecznych instalacji fotowoltaicznych. Elektroenergetyczne spółki dystrybucyjne, mające ustawowy obowiązek odbioru energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, muszą honorować także jej stałą i bardzo wygórowaną cenę, bo aż ok. 2 zł za kWh. Nie jest to jednak żaden problem dla rynku energii, bowiem energia elektryczna uzyskiwana z ogniw fotowoltaicznych stanowi w Republice Federalnej Niemiec jedynie śladowe ilości.

Kraj, który leży w podobnych warunkach geograficznych i który osiąga znaczące sukcesy w korzystaniu z energii słonecznej jest inspirującym przykładem dla polskich inwestorów. Dotyczy to kolektorów słonecznych wytwarzających ciepło. Pojawiło się w naszym kraju wiele firm oferujących kompletne systemy tych urządzeń dla indywidualnych odbiorców. Są już także przykłady wykorzystywania energii słonecznej w rolnictwie, np. w suszarniach płodów rolnych. Trudno natomiast uznać za sukces polskiej fotowoltaiki sporadyczne wykorzystywanie energii słonecznej do oświetlania znaków drogowych po zmierzchu, czy też do bezprzewodowego zasilania lamp ogrodowych.

Dwa kolejne referaty odnosiły się do realizacji pilotażowego polsko-duńskiego projektu wykorzystania energii słonecznej w Szkole Podstawowej nr 173 w Łodzi. Projekt był częścią kompleksowej termomodernizacji budynków szkoły. W jej ramach docieplone zostały ściany i stropodachy, wymieniono stolarkę okienną itp. W ramach prac remontowych przebudowano także basen kąpielowy, który w zamysłu miał być odbiornikiem części wytwarzanego ciepła. Tradycyjne węzły cieplne wykorzystujące paliwa konwencjonalne zostały zastąpione jednym źródłem ciepła wykorzystującym energię słoneczną. Było to możliwe dzięki zainstalowaniu, na dachu budynku, 40 płaskich kolektorów słonecznych firmy Nordsol Aps. Powierzchnia czynna jednego kolektora wynosi 2,01 m<sup>2</sup>, zaś kanaliki absorbera zawierają 2,5 litra czynnika roboczego (np. glikolu). Zadaniem instalacji solarnej jest wytwarzanie ciepłej wody użytkowej dla budynków szkoły, a ewentualne jej nadwyżki stosowane są do ogrzewania wody w przyszkolnym basenie. W sporadycznych sytuacjach, kiedy ilość ciepłej wody użytkowej nie zaspokaja potrzeb obiektu, istnieje możliwość korzystania z miejskiej sieci ciepłowniczej. Całość instalacji jest monitorowana i sterowana z wykorzystaniem automatyki czasowo-pogodowej. Poza walorami użytkowymi instalacji solarnej w łódzkiej szkole, niezwykle ważny jest tutaj aspekt edukacyjny. Z jednej strony przyczynia się do

propagowania odnawialnych źródeł energii, z drugiej zaś uwiarygodnia opłacalność podejmowanych inwestycji w tym zakresie.

Duńska Agencja Energii (DEA) dofinansowała projekt w 84% jego kosztów zaś pozostałe środki zapewnił Urząd Miasta Łodzi. Koordynatorami projektu były firmy: duńska Hedemann Consult i Agencja Poszanowania Energii SA z Łodzi. Opiekę naukową nad projektem sprawowały: Centrum Energii Słonecznej Duńskiego Instytutu Technologicznego (SEC DTI) oraz Instytut Podstawowych Problemów Techniki Polskiej Akademii Nauk (IPT PAN).

Dalsza część konferencji poświęcona była energetycznemu wykorzystaniu biomasy. Ważny referat dotyczył polskich doświadczeń w jej wykorzystaniu. Omówione zostały różne formy występowania tego zasobu energetycznego. Pośród biomasy wyróżniono biopaliwa stałe takie jak: drewno opałowe, brykiety, ścinki drewna, pelety, osady ściekowe odwodnione i rośliny energetyczne. Do biopaliwa gazowego zostały zaliczone: biogaz rolniczy (fermentacja gnojowicy), biogaz z fermentacji odpadów spożywczych, biogaz z fermentacji odpadów ściekowych, gaz wysypiskowy i gaz drzewny. Do biopaliw płynnych zaliczono: biodiesel (paliwo rzepakowe), etanol, metanol i paliwa płynne uzyskiwane z przeróbki drewna (benzyna i biooleje).

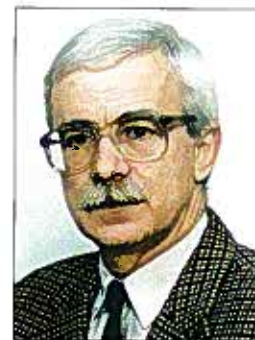
Najpowszechniej wykorzystywana jest obecnie biomasa w postaci drewna opałowego. Dotyczy to głównie terenów wiejskich, gdzie zbyt wysokie ceny węgla spowodowały, w ostatnich latach, masowy powrót gospodarstw domowych do drewna jako nośnika energii cieplnej. Bardzo trudno jest jednak precyzyjnie określić, ile biomasy wykorzystuje się w naszym kraju i dlatego też wszystkie podawane informacje w tym zakresie mają dzisiaj jedynie charakter szacunkowy. Wiarygodne dane o wykorzystaniu biomasy i wytwarzanej energii można natomiast uzyskać od tych podmiotów, które są przyłączone do sieci dystrybucyjnych i tych, które działają na podstawie koncesji uzyskanej od Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Kolejnym referentem był przedstawiciel duńskiej firmy REKA produkującej urządzenia wykorzystujące biomasę do wytwarzania ciepła. Firma oferuje m.in. szeroką gamę kotłów rusztowych o mocy od 100 kW do

3,5 MW. Instalacje na biomasę wykorzystują głównie zrębki drzewne lub słomę. Przedstawione zostały przykłady inwestycji zrealizowanych z powodzeniem przez firmę REKA w Norwegii (800 kW), Estonii (500 kW) i na Litwie (1 MW).

Innego rodzaju informacje zawarte były w referacie przedstawiciela Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Łodzi. W prezentacji zilustrowano pomoc funduszu w finansowaniu w ostatnich latach różnych inwestycji z zakresu odnawialnych źródeł energii. Największe środki przeznaczono na rozwój geotermii w Uniejowie, gdzie wykorzystuje się wodę głębinową o temperaturze 67°C i przepływie 67 m<sup>3</sup>/godzinę. Uzyskiwana moc cieplna wynosi 3,2 MW. Zakończenie inwestycji w Uniejowie umożliwiło radykalne ograniczenie emisji gazów CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i pyłów w regionie. WFOŚiGW w Łodzi wspierał ponadto energetyczne wykorzystanie biomasy, wiatru i biogazu. Ma także niepodważalne zasługi dla promocji i edukacji ekologicznej m.in. poprzez organizowanie seminariów, konferencji i szkoleń.

Konferencja „Odnawialne źródła energii – energia ze słońca i biomasy”, aktywnie wspierana przez instytucje duńskie Hedemann Consult i Danish Energy Authority przy współpracy Agencji Poszanowania Energii SA, była jedną z kilku corocznie organizowanych, promujących duński dorobek naukowy i osiągnięcia technologiczne w dziedzinie odnawialnych źródeł energii. Wszystkim tym pożytecznym inicjatywom patronowała Ambasada Królestwa Danii w Warszawie.



*Autor jest pracownikiem  
Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych URE*



# OD KRAJOWEGO REGULATORA ENERGETYKI DO PANEUROPEJSKIEGO?

dr Agnieszka Dobroczyńska, Zofia Janiszewska

## Misja regulacyjna władz publicznych wobec energetyki

Proces, którego celem jest wprowadzenie do energetyki konkurencji dla poprawy efektywności funkcjonowania sektora i obniżki cen energii jest coraz powszechniejszy<sup>1)</sup>. To co ćwierć wieku temu było jeszcze normą w zarządzaniu energetyką – monopolistyczny sposób organizacji zaopatrzenia w dobra i usługi tej sfery połączony z publicznym nadzorem – dzisiaj, jeżeli występuje, jest barierą wzrostu gospodarczego. Uprzedni system powodował rosnące koszty dostarczania energii i tym samym spowolniał ekspansję gospodarczą i wzrost dobrobytu.

Promotorem takiego procesu mogą być jedynie władze publiczne, na których ciąży niezbywalna odpowiedzialność za bezpieczeństwo energetyczne. Dlatego aktywność państwa lub takich instytucji integracji międzynarodowej, jak np. Unia Europejska, wobec energetyki przybiera formę wyspecjalizowanej *regulacji*, podporządkowanej celom polityki energetycznej. Stosuje się różne mechanizmy i narzędzia, powoływane są także, w ramach aparatu władzy lub administracji państwowej, autonomiczne instytucje regulacyjne (tzw. regulator<sup>2)</sup>). Działaniom tym często towarzyszy wzmocnienie roli instytucji antymonopolowych i to zarówno w obszarze władzy wykonawczej, jak i sędziowskiej.

Nie bez znaczenia dla procesu transformacji rynkowej energetyki jest postawa odbiorców energii, którzy coraz bardziej świadomie korzystają z należnych im praw i tym samym przyczyniają się do wymuszania na energetyce koniecznych reform, pogłębiając służebną wobec siebie rolę energetyki.

Trudność misji regulacyjnej w obszarze energetyki wynika z konieczności stosowania specyficznych regulacji wpływających na funkcjonowanie sektora energii, tak aby to co jest pewnym odstępstwem od warunków powszechnie obowiązujących na innych rynkach towarów i usług, miało charakter przejściowy. Mówiąc umownie: od monopolu do rynku poprzez regulację, będącą pewnym *substytutem* rynku konkurencyjnego<sup>3)</sup>.

Pamiętać należy, że sprawa dotyczy rynku czegoś, co zarówno nie przestanie być dobrem, fundamentalnie cywilizacyjnym jak i równocześnie, aby mogło należycie swoją funkcję pełnić, musi mieć cechę towaru, czyli racjonalną cenę. Regulacje swoiste podejmowane są bowiem wtedy, kiedy zachodzi konieczność szczególnej ochrony interesu publicznego.

W Unii Europejskiej fundamentem prawnym dla określenia celów, instytucji i narzędzi regulacyjnych wobec energetyki są *Dyrektywy energetyczne* a ich krajowymi odpowiednikami specjalne ustawy stanowiące tzw. prawo energetyczne.

## System regulowania energetyki

Regulacja rynków energetycznych oznacza realizację zupełnie nowych zadań, nie wykonywanych dotąd w wymaganym kształcie przez istniejące instytucje. Jednym z głównych impulsów gwałtownie przebiegającego w ostatnich latach procesu ustanawiania w poszczególnych państwach członkowskich organów regulacyjnych było zamieszczenie w dyrektywie elektroenergetycznej<sup>4)</sup> obowiązku wyznaczenia władz odpowiedzialnych za rozstrzygnięcie sporów pomiędzy odbiorcami i dostawcami energii, posiadających jednocześnie prawo dostępu do sprawozdań finansowych przedsiębiorstw energetycznych. To oznaczało konieczność podjęcia decyzji o podziale funkcji i zakresów odpowiedzialności pomiędzy istniejące i tworzone organy. Na ogół w grę wchodziły trzy możliwości: powołanie nowej instytucji, czyli *regulatora*<sup>5)</sup>, powołanie ministra tzw. liniowego, który może działać pod różnymi nazwami, ale zawsze ponosi odpowiedzialność za politykę energetyczną państwa i powierzenie zadań organowi do spraw konkurencji. W większości krajów wykorzystano pierwsze rozwiązanie.

Stopniowo zakres kompetencji *regulatorów* był coraz większy, aż po praktycznie całościowy nadzór nad funkcjonowaniem rynku energii elektrycznej i gazu<sup>6)</sup>.

1) Artykuł porusza kwestie szeroko omówione w książce *Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu* pod redakcją A. Dobroczyńskiej, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – Biblioteka Regulatora, Warszawa, grudzień 2003.

2) Ilekroć w tekście pojawi się termin *regulator* należy rozumieć, że jest to wyodrębniona prawnie instytucja powołana do stosowania specyficznych regulacji wobec sektora energii.

3) Więcej informacji na ten temat w książce *Jaki model rynku energii?*, praca zbiorowa pod redakcją M. Okólskiego, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – Biblioteka Regulatora, Warszawa, grudzień 2001.

4) Dyrektywa 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 19 grudnia 1996 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej, OJ L 027/20.

5) Są to zbliżone instytucje do stanowiska Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w Polsce.

6) Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca Dyrektywę 96/92/WE – Oświadczenia składane w odniesieniu do działań związanych z likwidacją i zarządzaniem odpadami, OJ L 176/37 oraz Dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca Dyrektywę 98/30/WE, OJ L 176/57.

Należy podkreślić, że w państwach członkowskich Unii Europejskiej instytucje regulatorów stanowią jedynie część ogólnego mechanizmu kształtującego sektor energetyczny. Współtworzą go bowiem także inne podmioty, których zakres kompetencyjny pozwala na udział w tym procesie. Dlatego też mówiąc o systemach regulacji należy brać pod uwagę wszystkie organy, które realnie oddziałują na zachowania przedsiębiorstw energetycznych.

Nie istnieją dwa identyczne systemy regulacyjne w krajach Unii Europejskiej<sup>7)</sup>. Przyglądając się im bliżej zauważa się ich duże zróżnicowanie i jednocześnie podobieństwo w występowaniu pewnych ogólnych tendencji. Z jednej strony systemy regulacyjne muszą działać spójnie z tradycją polityczną kraju i ogólnymi zasadami, na których oparte jest prawne działanie państwa, z drugiej strony zaś służyć celom regulacyjnym, wynikiem których są specyficzne przekształcenia części gospodarki. Nie bez znaczenia jest też wyjściowa charakterystyka sektora energetycznego w danym kraju.

Pierwotne znaczenie w kształtowaniu się systemu regulacji posiada parlament, który określa ramy prawne dotyczące między innymi uprawnień i obowiązków regulatora. Nie można pominąć też innych instytucji, których kompetencje dotyczące między innymi ochrony środowiska, zmian właścicielskich przedsiębiorstw energetycznych czy ochrony najbardziej nędznych grup społecznych, leżą często na granicy zadań wykonywanych przez organy regulacyjne. Sposób wykorzystania zastanych ram regulacji w dużym stopniu zależy z kolei od prowadzonej polityki energetycznej.

Wszystko to powoduje dużą złożoność relacji pomiędzy poszczególnymi elementami tworzącymi system regulacji i jednocześnie różnorodność jego funkcjonowania w poszczególnych państwach członkowskich UE. Wskazuje to zarazem na wielorakość możliwych rozwiązań. Niemniej efektem działania systemu w każdym przypadku jest transformacja rynkowa energetyki.

Gros zadań związanych z realizacją celów regulacji sektorów elektroenergetycznego i gazowego pozostaje jednak w domenie nowo powoływanych instytucji, czyli regulatorów.

### Cele i zakres działalności regulatora

Państwa członkowskie, podejmując decyzję o wyłonieniu organu regulacyjnego, muszą przede wszystkim rozstrzygnąć co do jego usytuowania w strukturze instytucjonalnej państwa. Proces ten jest złożony i wymaga analizy różnorodnych aspektów oraz dokonania wielu wyborów, poczynając od odpowiedzi na pytanie po co i w jaki sposób ma być powołany regulator, poprzez defi-

niowanie kompetencji, kończąc na określeniu, w jakie instrumenty zostanie on wyposażony<sup>8)</sup>.

Na przykład zdefiniowanie celu w obszarze misji regulacyjnej oznacza na ogół wybór relacji pomiędzy ochroną odbiorcy, ochroną inwestora i efektywnością ekonomiczną. Niezmiernie trudnym problemem jest określenie w tej relacji stanu równowagi, a tym samym dochowania bezpieczeństwa energetycznego, co przesądza o skuteczności całego systemu. Podstawowym tego warunkiem jest z kolei zabezpieczenie niezależności regulatora (w grę wchodzi takie instrumenty, jak kadencyjność; nie łączenie funkcji regulatora z pracą w regulowanych przedsiębiorstwach; stałe, niezależne finansowanie działalności instytucji regulacyjnej itd.).

Zasadniczo cele działalności regulatora mogłyby się ograniczać jedynie do kwestii ekonomicznych. Do najczęściej bowiem spotykanych należą takie sprawy, jak wpływanie na wzrost efektywności ekonomicznej przy jednoczesnej ochronie odbiorcy i ochronie inwestora, co w rezultacie polega na równoważeniu interesów obu stron. W praktyce okazuje się jednak, że nie sposób pominąć takich celów jak oddziaływanie energetyki na człowieka i jego środowisko. Można je określić jako społeczne. Na regulatora mogą zostać nałożone dodatkowe obowiązki, których celem jest monitorowanie i promowanie konkurencji. Udział regulatora w tego rodzaju sprawach wydaje się być jak najbardziej zasadny, niemniej często pełni on wyłącznie rolę wspomagającą i uzupełniającą. Dość powszechnym jest również brak jednoznacznego rozdziału w tym zakresie uprawnień regulatora od uprawnień odrębnego organu zajmującego się konkurencją. Mogą z tego wynikać z tego powodu liczne nieporozumienia i konflikty kompetencyjne.

### Regulacja paneuropejska

Doświadczenia państw członkowskich Unii Europejskiej w poddawaniu sektora energetycznego regulom rynkowym pokazują związek, jaki istnieje pomiędzy postępowaniem w liberalizacji na rynkach krajowych a stosowanymi regulacjami. Otwarte krajowe rynki energii mają stworzyć wspólnotę europejskiego rynku energii elektrycznej i gazu, co jest celem unijnej polityki energetycznej. Traktat Europejski<sup>9)</sup> ustanawiający Unię Europejską wskazał kierunek rozwoju tj. dążenie do pełnej integracji państw członkowskich.

Pojawia się zatem pytanie, czy realizacja misji regulacyjnej tylko przez państwo, w odniesieniu do wyodrębnionych rynków krajowych jest w tym dążeniu wystarczająca? Niewątpliwie – nieodzowna, przy czym jest ona zarówno inspirowana przez prawo wspólnotowe, jak też, przede wszystkim wspomagana,

7) Więcej w rozdziale 4 książki *Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu* pod redakcją A. Dobroczyńskiej, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – Biblioteka Regulatora, Warszawa, grudzień 2003.

8) *Trends in the Management of Regulation: A Comparison of Energy Regulators in OECD Member Countries*, Carlos Ocaña and Energy Diversification Division of the IEA, September 2002.

9) OJ z 24.12.2002, C 235/1.



w szerokim znaczeniu słowa, działaniami instytucji unijnych. Jakie to są instytucje a także czy unijne rozwiązania instytucjonalne wyczerpują zagadnienie, umownie mówiąc, zewnętrznego wobec państw członkowskich otoczenia regulacyjnego – to kolejne nasuwające się pytania. Czy ze względu na ogromne znaczenie z jednej strony i złożoność materii regulacyjnej z drugiej nie można na tym poprzestawać i należy promować wszystkie możliwe formy wspomaganie procesu tworzenia jednolitego rynku energii? W odpowiedzi na to pojawiają się zarówno pewne branżowe przedsięwzięcia (choćby typu Europejskiego Forum Regulacji Sektora Energii Elektrycznej, tzw. Forum Florenckie i Europejskiego Forum Regulacji Sektora Gazu, tzw. Forum Madryckie) jak i ciekawe regionalne inicjatywy (Rynek Nordycki i Rynek Iberyjski).

Jedną z silnych dominant kształtowania się europejskiego rynku energii jest kwestia bezpieczeństwa i ciągłości dostaw energii. To powoduje konieczność objęcia współpracą energetyczną także państw nie wchodzących wprawdzie w skład UE, ale funkcjonujących w ramach m.in. Europejskiego Obszaru Gospodarczego czy Karty Energetycznej<sup>10)</sup>.

Są jeszcze międzynarodowe przedsięwzięcia, jak chociażby Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD) oraz Międzynarodowa Agencja Energii (IEA), ich analizy i raporty, które również mają regulacyjne konsekwencje.

Może się pojawić pytanie, czy wszystkie wymienione instytucje, porozumienia i organizacje – formalne i poza urzędowe przedsięwzięcia – razem wzięte można traktować jako swoisty „paneuropejski system regulacji” i jaka może być jego przyszłość?

W obszarze energii<sup>11)</sup> identyfikowanie wpływu działań regulacyjnych na zachowania państw członkowskich UE jest szczególnie trudne, ze względu chociażby na znaczne opóźnienia we włączaniu energii w wewnętrzny rynek. Stosunkowo świeżej daty są podstawowe regulacje prawne, wciąż silne są też opory narodowe przed rezygnacją z wysokiej autonomii w dziedzinie energetyki.

W większości państw członkowskich UE kształtowanie polityki energetycznej należy do parlamentu bądź rządu. Podobny układ można zaobserwować w przypadku instytucji unijnych. Decyzje o charakterze politycznym zapadają na poziomie Rady Unii Europejskiej. **Komisja Europejska** – pełniąca *de facto* funkcję regulatora – jest wykonawcą idei Rady<sup>12)</sup>, aczkolwiek

przekładanie języka idei na język przepisów prawa i późniejsze ich *egzekwowanie* stanowi o kluczowej pozycji tego organu.

Dyrektywy tworzące ramy prawne funkcjonowania jednolitego rynku energii elektrycznej oraz gazu nakładają na Komisję szereg obowiązków, co w połączeniu z uprawnieniami Komisji wynikającymi z Traktatów założycielskich prowadzi do funkcjonowania tego organu w ramach jednolitego rynku energii elektrycznej i gazu jako *administratora* czy też może raczej *regulatora* posiadającego głównie funkcje kontrolno-analityczne. Przyznanie Komisji takich uprawnień okazało się konieczne, gdyż jak pokazały dotychczasowe doświadczenia nie tylko same przedsiębiorstwa energetyczne dążą do zachowania *status quo*, ale problemy z implementacją dyrektyw pojawiają się także ze strony organów państw członkowskich.

Dyrektywy energetyczne ustanowiły generalne ramy i wprowadziły zasady konkurencji na rynku energii, ale zgodnie z zasadą subsydiarności, pozostawiły państwom członkowskim wiele szczegółowych kwestii o charakterze wykonawczym i technicznym do interpretacji. Powoduje to zawsze wiele trudności, szczególnie jeżeli wiąże się to z przypisaniem krajowym instytucjom regulacyjnym zróżnicowanych zakresów kompetencyjnych. Wszystko to zwiększało ryzyko fragmentaryzacji i wyłonienia się nie jednego, lecz kilkunastu rynków energii. Dlatego Komisja dążyła do stworzenia płaszczyzny wielostronnej współpracy między państwami członkowskimi w ramach nowego obszaru działalności, jakim stała się regulacja rynków energii<sup>13)</sup>.

Można uznać, że idea współdziałania wynikała z czystego pragmatyzmu i potrzeby sytuacji. Dążenie to przyjęło na tyle konkretną formę, że zaczęto określać stosowaną przez Komisję Europejską *metodę koordynacji procesu liberalizacji rynku energii jako regulację poprzez współpracę*<sup>14)</sup>.

Liberalizacja rynków energii oznacza konieczność spełniania zasad rynku wewnętrznego oraz unijnego prawa konkurencji. Oznacza to również konieczność *współdziałania wewnątrz Komisji* w procesie regulacji. Oprócz *Dyrektoriatu ds. energii i transportu*, zagadnieniami rynku energii zajmują się bowiem również *Dyrektoriaty ds. podatków* oraz *ds. konkurencji*. Dużą moc oddziaływania posiada zwłaszcza ten ostatni, gdyż na podstawie unijnego prawa konkurencji, pełniącego komplementarną rolę w procesie liberalizacji rynków

10) Więcej na temat Karty Energetycznej m.in. w *Handel Energią. Zasady WTO a Traktat Karty Energetycznej*, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – Biblioteka Regulatora, Warszawa, grudzień 2002 oraz w artykule A. Sanderskiego, *Reguly WTO w handlu energią*, Biuletyn URE nr 2/2003.

11) Traktat ustanawiający Wspólnotę Europejską w art. 3 (1) (u) włączył do polityk wspólnotowych energetykę, co w praktyce oznacza szczególnie zainteresowanie Wspólnoty, a w szczególności Komisji Europejskiej.

12) Zależność ta bardzo dobrze widoczna jest przy konstrukcji projektu dyrektywy w sprawie opodatkowania energii

i produktów energetycznych. Rada np. na spotkaniu w marcu 2002 r. w Barcelonie zwróciła uwagę na konieczność równoległego prowadzenia prac nad projektami dyrektywy w sprawie opodatkowania energii i produktów energetycznych oraz nowelą dyrektywy w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku elektroenergetycznego. Komisja zastosowała się do powyższych zaleceń.

13) 2<sup>nd</sup> Forum of European Electricity Regulation, Florence, October 8<sup>th</sup> and 9<sup>th</sup>, 1998.

14) P. Cameron, *Competition in Energy Markets. Law and Regulation in the European Union*, Oxford University Press, Oxford 2002, str. 53.

energii, dysponuje on bardzo silnymi narzędziami ingerowania, a wydawane decyzje odnoszą się nie tylko do ogólnych założeń funkcjonowania rynków energii, ale też do działalności poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych.

Konieczność współpracy pomiędzy wszystkimi uczestnikami procesu transformacji rynkowej energetyki spowodowała wyjście poza ramy więzi łączących instytucje unijne z krajowymi i doprowadziła do zaistnienia nieformalnych płaszczyzn prowadzenia stałego dialogu pomiędzy Komisją Europejską (na której spoczywa gros obowiązków regulacyjnych) a różnymi organizacjami branżowymi o charakterze międzynarodowym. Instytucje te i ich członkowie są żywotnie zainteresowani wieloma regulacjami mającymi wpływać na zachowania uczestników rynku energii. Dochodzenie do zgodności poglądów na tak zasadnicze sprawy, jak m.in. dostęp do sieci, taryfikacja, traktowanie usług pomocniczych, obowiązek świadczenia usług przesyłowych itd. ogromnie ułatwia pokonywanie wielu barier *antyrynkowych* i zbliża do wewnętrznego rynku energii.

Komisja Europejska, która nie jest związana opiniami tych gremiów ma zarazem świadomość opiniotwórczej wagi poszczególnych organizacji wobec ich członków i traktuje taką współpracę jako istotny instrument regulacyjny. Do najważniejszych instytucji mających swój udział w tworzeniu, w szerokim znaczeniu słowa, ładu regulacyjnego należały do końca 2003 r.: Rada Europejskich Regulatorów Energii (CEER), Karta Energetyczna, Europejskie Forum Regulacji Sektora Energii Elektrycznej (Forum Florenckie), Europejskie Forum

Regulatorów Gazu (Forum Madryckie) oraz Stowarzyszenie Operatorów Sieci Przesyłowych (UCTE).

Spośród dotychczas działających instytucji na szczególną uwagę zasługuje CEER<sup>15)</sup>. Rada odgrywała dotychczas rolę centrum reprezentującego regulatorów w kontaktach z Komisją Europejską (Dyrekcją ds. Energii i Transportu). Bierze ona aktywny udział w Forum Florenckim i Madryckim. Współpracuje także blisko z regulatorami z Ameryki Północnej i z państw przystępujących do UE.

Głównym celem utworzenia CEER było zachęcanie państw członkowskich do poddawania krajowych rynków warunkom konkurencji oraz wspieranie wszelkich przedsięwzięć przyczyniających się do konsolidacji europejskiego rynku energii elektrycznej i gazu m.in. w zakresie handlu transgranicznego i infrastruktury energetycznej.

W roku 2003 CEER wzmógł swoją aktywność nie tylko z powodu prac nad nowelizacją Dyrektyw energetycznych oraz opracowywania regulacji w sprawie warunków dostępu do sieci na potrzeby wymiany transgranicznej energii elektrycznej, lecz przede wszystkim w związku z formalnym ukonstytuowaniem się organizacji, którego finał nastąpił w październiku 2003 r.<sup>16)</sup> a początkiem było, zawarte w Brukseli 10 czerwca 2003 r., porozumienie w sprawie nadania statutu i prawnej formy stowarzyszenia wyższej użyteczności Radzie Europejskich Regulatorów Energetyki (podstawowe treści tego porozumienia są zawarte w ramce 1). Zmiany te niewątpliwie przyczynią się pozytywnie do wypełniania przez CEER misji współtworzenia wspólnego rynku energii w Europie.

#### Ramka 1. Rada Europejskich Regulatorów Energetyki (CEER)

##### Sygnatariusze:

- AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS (Włochy),
- COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (Hiszpania),
- COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE (Francja),
- COMMISSION FOR ENERGY REGULATION (Irlandia),
- DIENST UITVOERING EN TOEZICHT ENERGIE (Holandia),
- ENERGIAMARKKINAVIRASTO (Finlandia),
- ENERGIE-CONTROL GESELLSCHAFT FÜR DIE REGULIERUNG DES ELEKTRIZITÄTS-UND ERDGASMARKTES IN ÖSTERREICH MIT BESCHRÄNKTER HAFTUNG MBH (Austria),
- ENERGITILSYNET (Dania),
- ENTIDADE REGULADORA DOS SERVICOS ENERGÉTICOS (Portugalia),
- NORGES VASSDRAGS-OG ENERGIDIREKTORAT (Norwegia),
- RYTHMISTIKI ARCHI ENERGIAS f v (Grecja),
- STATENS ENERGIMYNDIGHET (Szwecja).

15) Council of European Energy Regulators (CEER) powołana została 7 marca 2000 r. w Brukseli. Porozumienie w sprawie utworzenia CEER podpisali regulatorzy z 10 państw członkowskich UE oraz Norwegii. Obecnie CEER skupia regulatorów z 15 państw Unii Europejskiej oraz Europejskiej Strefy Ekonomicznej.

16) Agreement for the incorporation of the Council of European Energy Regulators. Annexes to the Belgian State Gazette, 21/10/2003.



**Cele Rady:**

1. Promowanie rozwoju efektywnych i konkurencyjnych wewnętrznych rynków energii i gazu w Europie.
2. Wspieranie współpracy na rzecz osiągnięcia konkurencyjnych wewnętrznych rynków energii i gazu w Europie, zapewniających realizację zasad przejrzystości i równości.
3. Wspieranie współpracy, wymiany informacji i wzajemnej pomocy między członkami Rady w celu wspólnego ustalania stanowiska ekspertów do rozmów z instytucjami Unii Europejskiej, w szczególności z Komisją Europejską, jak również z innymi organizacjami międzynarodowymi.
4. Wkład w postęp badań związanych z problematyką regulacji.
5. Gromadzenie spójnej, eksperckiej wiedzy i analiz.
6. Zapewnienie ram dyskusji o sprawach regulacji i warunków do wymiany informacji.
7. Zapewnienie niezbędnych warunków na rzecz rozwoju regulacji w dziedzinie energii elektrycznej i gazu.
8. Uzgadnianie wspólnych stanowisk wobec międzynarodowych przedsiębiorstw energetycznych, które działają na odrębnych regulowanych rynkach bądź mają na nie wpływ.
9. Promowanie kształcenia personelu.
10. Podtrzymywanie stosunków z instytucjami o zbliżonym charakterze, działającymi w ramach Unii Europejskiej.
11. Współpraca, w ramach dostępnych środków, zmierzająca do ustalenia wspólnej polityki Członków Rady w ustalonych kwestiach.

**Warunki członkostwa:**

Członkiem CEER może być organ zajmujący się regulacją energetyki (lub jego przedstawiciel) z kraju członkowskiego Unii Europejskiej (UE) lub Europejskiego Obszaru Gospodarczego (EOG). Organ ten zdefiniowany jest jako ciało regulacyjne mające co najmniej zapewnić poszanowanie zasady niedyskryminacji, efektywną konkurencję i sprawne funkcjonowanie rynków energii elektrycznej i/lub gazu, wyznaczone do pełnienia tych zadań przez państwo członkowskie UE lub EOG i całkowicie niezależne od interesów przemysłu energii elektrycznej i/lub gazu. Obowiązuje przy tym zasada, że dany kraj może być reprezentowany przez wyłącznie jeden taki organ. Źródłem finansowania działalności Rady są składki członkowskie, których wysokość uzależniona jest od wagi głosu danego państwa członkowskiego w Radzie.

**Zgromadzenie ogólne:**

Wszyscy członkowie CEER wchodzi w skład Zgromadzenia Ogólnego. W jego obradach uczestniczyć może także, lecz bez prawa głosu, przedstawiciel Komisji Europejskiej. Obrady zgromadzenia odbywają się co najmniej 4 razy do roku i zwoływane są przez Zarząd. Podjęcie decyzji odbywa się na zasadzie konsensusu bądź, w przypadku jego braku, w wyniku głosowania. Do podjęcia decyzji wymagana jest większość 2/3 głosów, z wyjątkiem przypadków określonych prawem, gdzie wystarcza zwykła większość głosów. Głosy poszczególnych członków wazone są, zgodnie z zasadami stosowanymi w Radzie Ministrów UE.

**Zarząd (Conseil d'Administration):**

Zarząd zapewnia bieżące funkcjonowanie Rady i jej zewnętrzną reprezentację. W jego skład wchodzi przewodniczący i dwóch wiceprzewodniczących. Decyzje podejmowane są zwykłą większością głosów. Przewodniczący i dwaj wiceprzewodniczący wybierani są przez Zgromadzenie Ogólne na okres 2 lat, z możliwością przedłużenia kadencji na dodatkowy rok.

Aktualny Zarząd tworzą:

Przewodniczący:

Antonio Jorge Viegas de Vasconcelos (Portugalia)

Wiceprzewodniczący:

Callum McCarthy (Wielka Brytania)

Pippo Ranci (Włochy)

**Podział głosów w ramach CEER:****Kraje członkowskie UE:**

Niemcy	29
Wielka Brytania	29
Francja	29
Włochy	29
Hiszpania	27
Holandia	13
Grecja	12
Belgia	12
Portugalia	12
Szwecja	10
Austria	10
Dania	7
Finlandia	7
Irlandia	7
Luksemburg	4

**Inni członkowie EOG:**

Norwegia	7
Islandia	4
Lichtenstein	4

**Kraje kandydujące (począwszy od daty ich akcesji):**

Polska	27
Rumunia	14
Czechy	12
Węgry	12
Bułgaria	10
Słowacja	7
Litwa	7
Łotwa	4
Słowenia	4
Estonia	4
Cypr	4
Malta	3

**Konkluzje**

Proces tworzenia jednolitego rynku energii, stanowiący jedną z dróg realizacji traktatowych założeń o tworzeniu rynku wewnętrznego i pełnej integracji państw członkowskich, to z jednej strony proces liberalizacji, mający prowadzić do poprawy konkurencji w sektorze energetycznym, z drugiej zaś harmonizacja zasad regulacji i warunków działania przedsiębiorstw energetycznych na poszczególnych rynkach krajowych. W procesie tym, niezależnie od tego czy jest to etap ustalania założeń polityki, etap stanowienia prawa, czy też ostatni etap realizacji i wcielania w życie zapisów aktów prawnych, biorą udział różnorodne instytucje zarówno unijne, jak i krajowe.

Jest to proces skomplikowany nie tylko ze względu na problemy związane z wypracowaniem konsensu w trakcie procesu legislacyjnego w Unii, lecz przede wszystkim ze względu na dążenie państw (co jest naturalne) do zapewnienia krajowym gospodarkom (przedsiębiorstwom) najlepszych rynków zbytu lub zachowania pozycji na krajowych rynkach. Problemem jest również różnorodność instytucji regulacyjnych w państwach członkowskich oraz sposób organizacji rynków krajowych. Dlatego tak ważne są wszystkie działania podejmowane na forum paneuropejskim skłaniające poszczególne kraje do bardziej zdecydowanego urynkowania energetyki i jej integracji unijnej. Tylko tą drogą można dojść do realizacji podstawowych celów polityki energetycznej jakimi są: bezpieczeństwo, konkurencja, środowisko.

Pomimo zidentyfikowania wielu elementów wspólnotowej regulacji nie tworzą one spójnej całości. Przedwczesne byłoby zatem stosowanie terminu system; system paneuropejskiej regulacji energetyki jeszcze nie istnieje. Jednakże ilość i intensywność zdarzeń w tym obszarze pozwala na stwierdzenie, że regulacja energetyki na poziomie unijnym jest procesem dynamicznym, którego finałem może być całościowa instytucjonalizacja, a nie tylko poprzestanie na pewnych jej załączkach. To zaś, czego można się spodziewać, to:

*po pierwsze*, w związku z przyspieszeniem tempa liberalizacji krajowych rynków energii, prawdopodobnie w najbliższym okresie wzrośnie znaczenie prawa konku-

rencji, zwłaszcza w zakresie prawa antytrustowego i pomocy publicznej. Planowane zmiany, polegające na przeniesieniu w dużym stopniu na krajowe instytucje odpowiedzialne za kwestie konkurencji ciężaru wykonywania zadań z zakresu polityki konkurencji UE, będą oznaczać zwiększoną współpracę pomiędzy nimi a Komisją. Współpraca ta powinna zostać rozciągnięta również na krajowe instytucje regulacyjne, które pełnią decydującą rolę w realizacji deregulacji sektora energetycznego<sup>17)</sup>;

*po drugie*, interesujące zmiany, oznaczające kolejny etap ewolucji regulacji w kierunku systemu, które pojawią się wraz z implementacją do krajowego prawa nowych dyrektyw energetycznych oraz rozporządzenia dotyczącego warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej. Najważniejszym elementem dyrektyw z tego punktu widzenia jest to, że na ich podstawie Komisja Europejska została wyposażona w nowe narzędzia współpracy z krajowymi instytucjami regulacyjnymi oraz narzędzia bezpośredniego oddziaływania na politykę energetyczną państw członkowskich;

*po trzecie*, wzrost świadomości i zarazem woli politycznej, międzynarodowego współdziałania na rzecz unikania kryzysu/awarii w ciągłości zaopatrywania w energię. Kryzys we Włoszech<sup>18)</sup> pokazał, że ścisła współpraca pomiędzy państwami jest konieczna<sup>19)</sup>.

Pewnym potwierdzeniem dążenia do instytucjonalizacji paneuropejskiej regulacji energetyki jest formalna inicjatywa Komisji Europejskiej: Decyzja Komisji w sprawie powołania Europejskiej Grupy Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu (*European Regulators Group for Electricity and Gas – ERGEG*).<sup>20)</sup>

17) Report on Competition Policy, Brussels, 2002.

18) Przerwa w dostawie energii w dniu 28 września 2003 r.

19) Więcej na ten temat m.in. w informacji: *Awaria włoskiego krajowego systemu energetycznego z dnia 28 września 2003 r.*, Biuletyn URE nr 6/2003.

20) Commission Decision of 11 November 2003 on establishing the European Regulators Group for Electricity and Gas; L 296/34 Official Journal of the European Union (2003/796/EC).

Do głównych zadań ERGEG należeć będzie doradztwo i pomoc Komisji Europejskiej w sprawach związanych z tworzeniem i umacnianiem wewnętrznego rynku energii. W szczególności oczekuje się pomocy Grupy podczas przygotowywania projektów wdrażania postanowień w obszarze energii elektrycznej i gazu oraz innych kwestii związanych z wewnętrznym rynkiem gazu i energii elektrycznej. Grupa powinna ułatwiać także konsultacje, koordynację działań i współpracę pomiędzy narodowymi urzędami regulacyjnymi państw członkowskich oraz między tymi urzędami a Komisją. Powołanie grupy w pierwszej kolejności powinno przyczynić się do konsekwentnego wdrażania, przez wszystkie państwa członkowskie, postanowień wynikających z Dyrektyw 2003/54/WE i 2003/55/WE oraz Zarządzenia Nr 1228/2003, jak również innych możliwych przyszłych aktów prawnych UE w tym obszarze. Najprawdopodobniej będzie się to odbywało w drodze ustalania wytycznych i tworzenia zasad najlepszej praktyki. Więcej informacji nt. zasad funkcjonowania ERGEG zamieszczono w ramce 2.

Przy czym mało prawdopodobne wydaje się jednak, aby Grupa w najbliższym czasie otrzymała jakiegokolwiek władcze uprawnienia wobec narodowych rynków energii. Jest też na razie nie dookreślona wzajemna

relacja pomiędzy CEER a ERGEG i KE. Póki co wydaje się, że to Komisja Europejska stała się tą instytucją UE, która w oparciu o dostępne jej narzędzia, przyjęte ogólne zasady funkcjonowania i procedury Wspólnoty oraz po części w wyniku specyfiki regulacji i jej celu, przyjęła rolę koordynatora procesu liberalizacji rynku energii na poziomie ponadnarodowym.

Omawiana inicjatywa KE nakierowana na rozwijanie fachowej wiedzy i kompetencji w zakresie rynków energii elektrycznej i gazu zdaje się tylko utwierdzać w tym przekonaniu.

Na tle dokonujących się przemian pojawia się istotne pytanie o rolę i znaczenie Polski w paneuropejskim systemie regulacji. Polski regulator, teraz już zaproszony do współpracy, stanie się pełnoprawnym członkiem takich gremiów jak CEER i ERGEG z chwilą przystąpienia Polski do Unii Europejskiej. Stworzy to bezprecedensową szansę aktywnego prezentowania interesów polskiej energetyki na forum międzynarodowym – szansę, której nie wolno zaprzepaścić. Polska będzie równoprawnym partnerem krajów europejskich i jest to wyzwanie do którego podejść należy bez kompleksów, biorąc pod uwagę bogactwo doświadczeń polskiej regulacji w dziedzinie energetyki.

#### Ramka 2. Europejska Grupa Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu (ERGEG)

##### Zadania ERGEG:

14 listopada 2003 r. weszła w życie decyzja Komisji Europejskiej o powołaniu niezależnej grupy, której misją jest doradztwo i pomoc w konsolidacji wewnętrznego rynku energii. Grupa, działająca z własnej inicjatywy lub na wniosek Komisji, ma za zadanie ułatwić konsultacje, koordynację i współpracę krajowych organów regulacyjnych.

##### Skład Grupy:

Członkami ERGEG są przewodniczący krajowych organów regulacyjnych lub ich reprezentanci. W przypadku państw, które dotychczas nie powołały organów regulacyjnych dopuszczono przejściowo (do 1 lipca 2004 r.) udział w pracach grupy innego przedstawiciela odpowiedniej władzy publicznej. We wszystkich spotkaniach Grupy uczestniczyć powinien także wyznaczony przez Komisję jej wysokiej rangi przedstawiciel.

##### Organizacja grupy:

Spośród swoich członków ERGEG wybiera przewodniczącego. W miarę potrzeb powoływane być mogą eksperckie grupy robocze. W obradach ERGEG uczestniczyć mogą w roli obserwatorów eksperci z krajów EOG i krajów kandydujących do UE. Grupa może także zaprosić innych obserwatorów i ekspertów do udziału w swoich posiedzeniach. Podjęcie decyzji odbywa się na zasadzie konsensusu bądź, w przypadku jego braku, w wyniku głosowania. Do podjęcia decyzji wymagana jest większość 2/3 głosów, przy zasadzie, że każdy z krajów dysponuje jednym głosem. Decyzje Grupy podlegają akceptacji Komisji.

Sekretarską obsługę ERGEG zapewnia Komisja.

Komisja pokrywa także koszty podróży i inne koszty związane z działalnością ERGEG.

Sprawozdanie z rocznej działalności ERGEG przedstawia Komisji, ta zaś Parlamentowi Europejskiemu i Radzie.



Agnieszka Dobroczyńska  
p.o. dyrektora



Zofia Janiszewska  
główny specjalista

Autorki są pracownikami Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

## ANGIELSKO-POLSKI SŁOWNIK WYRAŻEŃ UŻYWANYCH W REGULACJI (pod redakcją dr. Mariana Ślifierza i Roberta Guzika)

<b>Active power (real power)</b>	– moc czynna
<b>Base load</b>	– obciążenie podstawowe
<b>Black start</b>	– odbudowa zasilania systemu elektroenergetycznego
<b>Congestion (constraint) management</b>	– usuwanie ograniczeń systemowych
<b>Contingency</b>	– zdarzenie awaryjne, awaria elementu systemu elektroenergetycznego np. generatora, linii przesyłowej, przekąźnika, wyłącznika, itp.
<b>Degree (rate) of indebtedness</b>	– stopień zadłużenia
<b>Demand side services</b>	– usługi systemowe świadczone przez odbiorców dysponujących możliwością regulacji własnego zapotrzebowania
<b>Disturbance</b>	– zakłócenie
<b>Flashover (electric arc)</b>	– łuk elektryczny
<b>Forced outage</b>	– odstawienie elementu systemu elektroenergetycznego wymuszone względami bezpieczeństwa
<b>Frequency regulation</b>	– regulacja częstotliwości
<b>Legal risk</b>	– ryzyko zmian w prawie
<b>Liquidity index</b>	– wskaźnik płynności
<b>Long-term security of supplies</b>	– długoterminowe bezpieczeństwo dostaw, długoterminowe bezpieczeństwo energetyczne
<b>Load shedding</b>	– zrzut obciążenia, ograniczenia w dostarczaniu energii elektrycznej do wybranych odbiorców wymuszone stanem awaryjnym systemu elektroenergetycznego
<b>Momentary disturbances</b>	– chwilowe zakłócenia
<b>Momentary reserve</b>	– rezerwa chwilowa
<b>Power swings</b>	– kołysania mocy
<b>Primary control</b>	– regulacja pierwotna <sup>1)</sup>
<b>Reactive power</b>	– moc bierna
<b>Regulatory risk</b>	– ryzyko regulacyjne
<b>Secondary control</b>	– regulacja wtórna <sup>2)</sup>
<b>Tertiary control</b>	– regulacja trójna <sup>3)</sup>

1) W krajach należących do UCTE zdefiniowana jako automatyczna, zdecentralizowana reakcja bloku wytwórczego na zmianę częstotliwości w systemie (*automatic de-centralised frequency response by power plants*).

2) W krajach należących do UCTE zdefiniowana jako automatyczna, scentralizowana kontrola wytwarzania lub obciążenia prowadzona przez operatora systemu przesyłowego (*automatic generation or demand control centralised in the TSO's control centre, also known as Automatic Generation Control or AGC*).

3) W krajach należących do UCTE zdefiniowana jako rezerwy uruchamiane na polecenie operatora systemu przesyłowego (*manually instructed reserves*).



# **SŁOWNIK REGULACJI I REGULATORA**

Wybrane określenia i ich definicje, na podstawie ustawy z 2 października 2003 r.  
o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych  
(Dz. U. z 2003 r. Nr 199, poz. 1934)

**Paliwa ciekłe** – benzyny silnikowe stosowane w pojazdach wyposażonych w silniki z zapłonem iskrowym, zawierające w swoim składzie do 5% bioetanolu oraz do 15% eterów, o których mowa w definicji „biokomponentów”, samochodowe oleje napędowe zawierające do 5% estrów, stosowane w pojazdach wyposażonych w silniki z zapłonem samoczynnym, spełniające wymagania jakościowe określone dla paliw ciekłych w odrębnych przepisach.

**Biopaliwa ciekłe** – estry stanowiące samoistne paliwa silnikowe, benzyny silnikowe zawierające w swoim składzie powyżej 5% bioetanolu oraz powyżej 15% eterów, o których mowa w definicji „biokomponentów”, oleje napędowe zawierające powyżej 5% biokomponentów, spełniające wymagania jakościowe określone dla paliw ciekłych w odrębnych przepisach.

**Biokomponenty** – ester lub bioetanol, w tym bioetanol zawarty w eterze etylo-tert-butylowym lub eterze etylo-tert-amylowym oraz estry stanowiące samoistne paliwa silnikowe.

**Ester** – estry metylowe albo estry etylowe wyższych kwasów tłuszczowych otrzymane w procesie przetwarzania rzepaku albo produktów ubocznych i odpadów.

**Bioetanol** – odwodniony alkohol etylowy rolniczy produkowany z surowców rolniczych lub produktów ubocznych i odpadów.

**Producent rolny** – grupa producentów rolnych w rozumieniu ustawy z 15 września 2000 r. o grupach producentów rolnych i ich związkach oraz zmianie innych ustaw (Dz. U.

z 2000 r. Nr 88, poz. 983), osoba fizyczna, osoba prawna lub niemająca osobowości prawnej spółka prawa handlowego prowadząca gospodarstwo rolne, w którym są uprawiane rośliny z przeznaczeniem na surowce rolnicze.

**Pierwszy przetwórca** – każdy, kto przetwarza surowce rolnicze lub produkty uboczne i odpady na surowy spirytus rolniczy lub surowy olej rzepakowy.

**Surowce rolnicze** – rzepak, ziarna zbóż, kukurydzy, ziemniaki, buraki cukrowe lub ich części uprawiane i zbierane na użytkach rolnych, zawierające tłuszcze lub węglowodany, przeznaczone do produkcji biokomponentów.

**Produkty uboczne i odpady** – melasa, odpady przemysłu spożywczego lub gastronomii zawierające węglowodany, tłuszcze roślinne albo zwierzęce oraz tłuszcze pochodzące z procesów utylizacji zwierząt lub procesów oczyszczania ścieków przeznaczone do produkcji biokomponentów.

**Wytwórca** – przedsiębiorca w rozumieniu ustawy z 19 listopada 1999 r. – Prawo działalności gospodarczej (Dz. U. z 1999 r. Nr 101, poz. 1178, z późn. zm.) wytwarzający lub magazynujący biokomponenty.

**Producent** – przedsiębiorca w rozumieniu ustawy z 19 listopada 1999 r. – Prawo działalności gospodarczej posiadający koncesję na wytwarzanie lub obrót paliwami ciekłymi, wydaną na podstawie przepisów ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504), zajmujący się produkcją, importem lub komponowaniem i wprowadzaniem do obrotu paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych.

Wybrane określenia i ich definicje oraz dyspozycja  
z Dyrektywy 2003/30/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 8 maja 2003 r.  
w sprawie wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych

**Biopaliwa** – płynne lub gazowe paliwo dla transportu, produkowane z biomasy.

**Biomasa** – ulegająca biodegradacji część produktów, odpadów lub pozostałości z rolnictwa (łącznie z substancjami roślinnymi i zwierzęcymi), leśnictwa i związanych z nimi przemysłu, a także ulegająca biodegradacji część odpadów przemysłowych i miejskich.

**Jako biopaliwa powinny być uznawane przynajmniej poniższe produkty:**

**Bioetanol** – etanol produkowany z biomasy i/lub ulegającej biodegradacji części odpadów, do użycia jako biopaliwo.

**Biodiesel** – ester metylowy produkowany z oleju roślinnego lub zwierzęcego, o jakości oleju napędowego, do użycia jako biopaliwo.

**Biometanol** – metanol produkowany z biomasy, do użycia jako biopaliwo.

**Bio – ETBE** (eter etylowo-t-butylowy) – ETBE produkowany na podstawie bioetanolu. Procent objętości bio – ETBE, który jest liczony jako biopaliwo wynosi 47%.

**Bio – MTBE** (eter metylowo-t-butylowy) – paliwo produkowane na bazie biometanolu. Procent objętości bio – MTBE, który jest liczony jako biopaliwo wynosi 36%.



**URE**  
URZĄD REGULACJI ENERGETYKI