

NR 2
2004

1 marca 2004

BIULETYN
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze m.in.:

- Odbiorcy sezonowi a taryfy dla energii elektrycznej
- Projekty nowych aktów prawnych Komisji Europejskiej
- Modelowanie procesów konkurencyjnych
- Alternatywne źródła energii

Urząd Regulacji Energetyki

00-872 Warszawa, ul. Chłodna 64

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

Urząd Regulacji Energetyki
e-mail: ure@ure.gov.pl
adres internetowy: www.ure.gov.pl

Szanowni Czytelnicy!

Bieżący numer Biuletynu rozpoczynamy od stanowiska Prezesa URE zwalniającego koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne z obowiązku przedkładania Prezesowi URE corocznych sprawozdań z realizacji warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej.

W bloku prawnym zachęcamy Państwa do zapoznania się z orzecznictwem Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w sprawach dotyczących rozstrzygania sporów o odmowę zawarcia umowy o przyłączenie do sieci oraz zasadności wstrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne dostarczania energii elektrycznej z powodu stwierdzenia ingerencji w układ pomiarowo-rozliczeniowy.

Niezwykle interesujący problem aktualnie stosowanego systemu taryfowego w odniesieniu do odbiorców prowadzących działalność o charakterze sezonowym, podnosi w swoim artykule Tomasz Kowalak. Autor stara się odpowiedzieć na pytania dotyczące: udziału odbiorcy sezonowego w opłatach sieciowych wg obiegowego wyobrażenia, jego udziału przy rozdziale tych opłat pomiędzy wszystkich odbiorców oraz faktycznego obciążenia go nimi. Czy rzeczywiście odbiorcy sezonowi – jak sami podnoszą – są dyskryminowani i czy należy wprowadzić zmiany do zasad stanowienia taryf – zachęcamy do lektury.

W dziale dotyczącym Integracji Europejskiej omówiono dokładnie projekty nowych uregulowań prawnych Komisji Europejskiej (obejmujących środki zmierzające do zwiększenia bezpieczeństwa dostaw i poprawy funkcjonowania wewnętrznego rynku energii), przedstawiono noty interpretacyjne do nowych dyrektyw (rynek energii elektrycznej i gazu) i rozporządzenia (dostęp do sieci) Parlamentu Europejskiego i Rady, a także przybliżono rynek gazu na Ukrainie.

Od dłuższego czasu trwają intensywne prace nad rozwiązaniem problemu kontraktów długoterminowych zawartych w latach 90. pomiędzy wytwórcami energii elektrycznej a Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi SA. Coraz częściej padają pytania – jaki będzie poziom cen na rynku po tej jednorazowej operacji. Na zlecenie Prezesa URE firma Central Europe Trust – Polska Sp. z o.o. przeprowadziła analizę zależności pomiędzy przyszłymi cenami a strukturą rynku opierając się na modelowaniu procesów konkurencyjnych, pozwalającemu przyjmować różne scenariusze cenowe w zależności m.in. od liczby konkurentów i elastyczności popytu. Wyniki tych badań prezentujemy w artykule „Model analizy cen na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej”.

Redakcja

SPIS TREŚCI

Stanowisko Prezesa URE w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku przedstawiania Prezesowi URE corocznych sprawozdań z realizacji warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej w podsektorach energii elektrycznej, ciepłownictwa, paliw gazowych oraz paliw ciekłych	2
Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie minimalnej ilości biokomponentów wprowadzanych do obrotu w paliwach ciekłych lub biopaliwach ciekłych w 2004 r.	3
Ekonomiczne warunki dostarczania paliw i energii a obowiązek zawarcia umowy przez przedsiębiorstwa energetyczne	4
Z orzecznictwa Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów	7
Czy aktualnie stosowane taryfy krzywdzą odbiorców sezonowych?	10
Problemy odbiorców w 2003 r.	15
Niekonwencjonalne źródła energii	18
Europejski rynek energii elektrycznej i gazu – projekty nowych uregulowań Komisji Europejskiej	22
Co autor miał na myśli, czyli Komisja Europejska interpretuje zapisy Dyrektyw 2003/54/EC, 2003/55/EC i rozporządzenia 1228/03	29
Ukraiński sektor gazowy – wybrane problemy	33
Model analizy cen na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej	37
Gruntowna restrukturyzacja bez prywatyzacji w ciepłownictwie	45
Informacje i komunikaty	49

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 27 lutego 2004 r. Nakład: 2000 egzemplarzy. ISSN 1506-090X Cena zł 15 (w tym 0% VAT)

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

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

www.ure.gov.pl



PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI
dr Leszek Juchniewicz

STANOWISKO

w sprawie

zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku przedstawiania Prezesowi URE corocznych sprawozdań z realizacji warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej w podsektorach energii elektrycznej, ciepłownictwa^{*)}, paliw gazowych oraz paliw ciekłych

1. Art. 32 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 i Nr 203, poz. 1966) nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne obowiązek uzyskania koncesji, z wyłączeniem przypadków wymienionych w tym przepisie. W koncesjach wydanych na podstawie ustawy – Prawo energetyczne określono szereg warunków mających na celu dostosowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych do zasad określonych w tej ustawie oraz zasad gospodarki rynkowej. Znaczna część koncesji, obejmująca przedsiębiorstwa energetyczne o podstawowym znaczeniu dla bezpieczeństwa energetycznego kraju, została wydana w latach 1998-99. Uznaję, że okres jaki upłynął od wydania tych koncesji pozwolił koncesjonariuszom na dostosowanie prowadzonej działalności do nowych zasad.
2. Warunki zawarte w wydanych koncesjach dotyczą m.in. sprawozdawczości i udzielania informacji przez przedsiębiorstwa koncesjonowane. Jeden z warunków zobowiązuje koncesjonariuszy do przedstawiania Prezesowi URE do dnia 15 kwietnia każdego roku, sprawozdania z realizacji w roku poprzednim warunków określonych w koncesji.
3. Ustawa – Prawo energetyczne nakłada na Prezesa URE szereg obowiązków związanych z regulacją działalności przedsiębiorstw energetycznych. W celu realizacji tych zadań wdrożono narzędzia pozwalające na ocenę samych przedsiębiorstw, jak i prowadzonej przez nie działalności. W procesie gromadzenia informacji niezbędnych dla funkcjonowania tych narzędzi, niezależnie od ww. sprawozdań koncesyjnych, pozyskiwane są dane pozwalające ocenić również sposób realizacji warunków zapisanych w koncesji.
4. Mając na uwadze powyższe okoliczności, celem uproszczenia warunków prowadzenia działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwa energetyczne oraz zmniejszenia obciążeń nałożonych na koncesjonariuszy, **postanawiam zwolnić koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne z obowiązku przedstawiania Prezesowi URE corocznych sprawozdań z realizacji warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej.**

Zwolnienie obowiązuje począwszy od okresu sprawozdawczego obejmującego rok 2003, do końca okresu na jaki zostały wydane aktualnie obowiązujące koncesje. W związku z powyższym, w zakresie objętym niniejszym stanowiskiem, nie będą wobec przedsiębiorstw stosowane sankcje, wynikające z art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne.

W przypadku wystąpienia okoliczności uzasadniających odwołanie niniejszego zwolnienia, koncesjonariusze zostaną o tym fakcie powiadomieni w zindywidualizowany sposób.

Zwolnienie nie dotyczy pozostałych warunków określonych w koncesji, w tym związanych z obowiązkiem informowania Prezesa URE o zmianach w zakresie warunków prowadzenia działalności.

Jednocześnie przypominam, że na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE może żądać od przedsiębiorstwa energetycznego informacji dotyczących prowadzonej działalności, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.

Warszawa, 24 lutego 2004 r.

^{*)} Rozesłany przez Oddziały Terenowe URE formularz „Sprawozdania z realizacji warunków określonych w koncesji oraz działalności wytwórców, dystrybutorów i przedsiębiorstw obrotu ciepłem w roku 2003” wskazuje na konieczność przedstawienia informacji w tym zakresie (Część II. Sprawozdanie z wykonania warunków określonych w koncesji), ale niniejszym Stanowiskiem znoszę ten obowiązek.

ROZPORZĄDZENIE RADY MINISTRÓW

z dnia 10 stycznia 2004 r.

w sprawie minimalnej ilości biokomponentów wprowadzanych do obrotu w paliwach ciekłych lub biopaliwach ciekłych w 2004 r.

(Dz. U. z Nr 3, poz. 16)

Na podstawie art. 12 ust. 6 ustawy z dnia 2 października 2003 r. o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych (Dz. U. Nr 199, poz. 1934) zarządza się, co następuje:

§ 1. Określa się w załączniku do rozporządzenia minimalną ilość poszczególnych biokomponentów, jaką ma obowiązek wprowadzić do obrotu producent w paliwach ciekłych lub biopaliwach ciekłych w 2004 r.

§ 2. Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem ogłoszenia.

ZAŁĄCZNIK

**MINIMALNA ILOŚĆ POSZCZEGÓLNYCH BIOKOMPONENTÓW,
JAKĄ MA OBOWIĄZEK WPROWADZIĆ DO OBROTU PRODUCENT
W PALIWACH CIEKŁYCH LUB BIOPALIWACH CIEKŁYCH W 2004 R.**

Lp.	Biokomponenty	Minimalna ilość biokomponentów ¹⁾
1	Ester w oleju napędowym	0,11
2	Bioetanol, w tym bioetanol zawarty w eterze etylo-tert-butylovym ²⁾ lub eterze etylo-tert-amylovym ³⁾	
	a) do dnia 30 września 2004 r.	1,60
	b) w okresie od dnia 1 października do dnia 31 grudnia 2004 r.	2,40

1) Minimalna ilość biokomponentów jest określona w ułamku objętościowym wyrażonym w procentach ogólnej ilości wprowadzanych do obrotu paliw ciekłych.

2) Objętość bioetanolu zawartego w eterze etylo-tert-butylovym wynosi 47%.

3) Objętość bioetanolu zawartego w eterze etylo-tert-amylovym wynosi 40%.

EKONOMICZNE WARUNKI DOSTARCZANIA PALIW I ENERGII A OBOWIĄZEK ZAWARCIA UMOWY PRZEZ PRZEDSIĘBIORSTWA ENERGETYCZNE

Małgorzata Szczepańska

W Prawie energetycznym¹⁾ wielokrotnie problemy natury ekonomicznej i prawnej przeplatają się wzajemnie. Nierzadko prawnik musi stawiać czoła kwestiom czysto ekonomicznym a ekonomista zrozumieć zawile zagadnienie prawne. Wystarczy wskazać na takie pojęcia jak „uzasadnione koszty” czy „ekonomiczne warunki dostarczenia”.

Kwestie ekonomiczne niejednokrotnie pojawiają się w sprawach dotyczących rozstrzygnięcia sporów o odmowę zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, czy też umowy sprzedaży paliw lub energii albo umowy przesyłowej. W sprawach tych w pierwszej kolejności należy ustalić, czy istnieje **publicznoprawny obowiązek** przedsiębiorstwa sieciowego zawarcia umowy. O przesłankach powstania tego obowiązku mowa jest w art. 7 ust. 1 Prawa energetycznego²⁾. Zgodnie z tym przepisem dla powstania publicznoprawnego obowiązku zawarcia umów konieczne są:

- 1) istnienie technicznych i ekonomicznych warunków dostarczenia paliw lub energii,
- 2) spełnienie warunków przyłączenia,
- 3) spełnienie warunków odbioru paliw lub energii.

Dodatkowym warunkiem jest – co do zasady – by podmiot ubiegający się o zawarcie umowy posiadał tytuł prawny do korzystania z obiektu, do którego paliwa lub energia mają być dostarczane.

Dotychczasowe doświadczenia wskazują, iż w praktyce największe problemy powstają przy interpretacji „ekonomicznych warunków dostarczenia”. Co więcej, analiza niemałego dorobku orzecznictwa Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (SOKiK) nie rozwiewa rodzących się wątpliwości, a jedynie potwierdza, iż ustalenie w konkretnej sprawie, czy „ekonomiczne warunki dostarczenia” istnieją czy nie, nie jest zadaniem łatwym. Problem ustalenia zakresu tych warunków najbardziej widoczny jest w sporach o odmowę przyłączenia do sieci. Dlatego też warto podjąć próbę przedstawienia stanowisk Sądu dotyczących zagadnienia ekonomicznych warunków dostarczenia paliw i energii.

W komentarzach do Prawa energetycznego prezentowany jest pogląd, że „*Najwięcej wątpliwości wiąże się*

z zakresem pojęcia «ekonomiczne warunki dostarczenia», przy braku jego ustawowej definicji. W takiej sytuacji należy założyć, że każda indywidualna odmowa zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z powołaniem się na brak warunków technicznych lub ekonomicznych (wystarczy brak jednych bądź drugich), winna być szczególnie uzasadniona. Należy w odmowie wskazać brak jakich konkretnych technicznych lub ekonomicznych warunków dostarczenia jest przeszkodą do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci.»³⁾

Również w ocenie Prezesa URE, powoływanie się przez przedsiębiorstwo energetyczne na „brak warunków technicznych i ekonomicznych” jako podstawę odmowy zawarcia umowy należy poddać wnikliwej analizie. Natomiast przesłanka „ekonomicznych warunków dostarczenia” powinna być stosowana przez przedsiębiorstwa energetyczne z dużą ostrożnością, tak aby nie można było postawić zarzutu jej nadużycia, a treść warunków powinna być ustalana w odniesieniu do konkretnego stanu faktycznego. Podobny pogląd wyraził SOKiK w wyroku z 18 września 2002 r., sygn. akt XVII Ame 100/01, gdzie m.in. stwierdził, iż z normy art. 7 Prawa energetycznego „*inferencyjnie wynika obowiązek nałożony na przedsiębiorstwa energetyczne badania z należytą starannością przyjętą dla stosunków profesjonalnych istnienia warunków ekonomicznych i technicznych przyłączenia do sieci.*”. I dalej w tym samym orzeczeniu Sąd stwierdził, że „*z aksjologicznego punktu widzenia stan braku ekonomicznych warunków dostarczenia może wystąpić jedynie w przypadkach wyjątkowych, a więc np. wówczas gdy obiekt odbiorcy położony jest w znacznej odległości od sieci lub w miejscu szczególnie trudno dostępnym.*”.

Ustalenie istnienia warunków ekonomicznych nie powinno powodować zbyt wielu problemów w sytuacji, gdy dodatkowo spełnione są warunki z art. 7 ust. 4 Prawa energetycznego. Zgodnie z tym przepisem, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła są obowiązane zapewniać realizację i finansowanie budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączy podmiotów ubiegających się o przyłączenie,

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

2) Z wyjątkiem przypadków określonych w art. 7 ust. 1a i 2.

3) Pogląd ten prezentują J. Baehr, E. Stawicki, J. Antczak, *Prawo energetyczne. Komentarz*, Zakamycze 2003 r. (str. 93).

na warunkach określonych w przepisach rozporządzeń wykonawczych do Prawa energetycznego oraz w uchwalanych przez radę gminy założeniach do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną lub gaz. Za przyłączenie do sieci przewidzianej w tych założeniach pobiera się opłatę określoną na podstawie stawek opłat ustalonych w taryfie. W takich przypadkach zasadnie można wywodzić, że warunki ekonomiczne dostarczenia paliw lub energii zabezpieczone zostały w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego (por. art. 7 ust. 5 i 6 Prawa energetycznego).

W praktyce przypadki takie należą jednak do rzadkości. W rzeczywistości, zamiast założeń do gminnego planu zaopatrzenia w paliwo, energię lub ciepło w wielu gminach jedynym aktem prawa miejscowego jest miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego.

Problem ten był przedmiotem rozważań SOKiK oraz Sądu Najwyższego, jednak doszły one do odmiennych wniosków. SOKiK w wyroku z 23 kwietnia 2001 r., sygn. akt XVII Ame 43/00 wyraził następujący pogląd: „Analiza treści art. 16 ust. 1 i art. 18 ust. 1 pkt 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. (...) W sytuacji bowiem, gdy Miasto (...) nie przyjęło 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 (zainteresowanemu) opłaty za przyłączenie według rzeczywistych kosztów inwestycji w miejsce opłaty ryczałtowej. Przeciwnie, skoro z zatwierdzonego (...) miejscowego planu szczegółowego zagospodarowania przestrzennego (...) wynika, że objęty nim teren, w tym działka zainteresowanego, przeznaczony jest pod zabudowę mieszkaniową, dla której przewidziano infrastrukturę elektroenergetyczną, to za przyłączenie zainteresowanego powinna zostać pobrana opłata ryczałtowa określona na podstawie ustalonych w taryfie powodowego Zakładu stawek opłat za przyłączenie do sieci odbiorców V grupy przyłączeniowej. W ten właśnie sposób Sąd odczytuje treść art. 7 ust. 4 Prawa energetycznego, w związku z brzmieniem art. 16 ust. 1 i art. 18 ust. 1 i 2 tego Prawa w sytuacji, gdy brak jest w konkretnej sprawie gminnego projektu założeń do planu zaopatrzenia w energię”. W dalszej części tego orzeczenia Sąd wskazał, że „warunki ekonomiczne rozumiane jako opłacalność inwestycji zabezpieczone są zgodnie z art. 45 ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne cenami i stawkami w taryfie przedsiębiorstwa. Właśnie taryfa powinna zapewniać pokrycie kosztów działalności przedsiębiorstwa, w tym także kosztów przyłączenia nowych odbiorców, których nieruchomości objęte zostały w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego”. Podobnie w wyroku z 13 stycznia 2003 r.,

sygn. akt Ame XVII 22/02 SOKiK stwierdził, że „pojęcie «warunki ekonomiczne», o których mowa w art. 7 ust. 1 ustawy należy rozumieć w rozpatrywanej sprawie jako opłacalność powodowego Zakładu przy przyłączeniu podmiotu do sieci i zawarciu z nim stosownej umowy. Opłacalność podejmowanych przez powoda działań powinna być zabezpieczona w taryfie. (...) Zakład Gazowniczy winien był się liczyć z tym, że zobowiązany będzie przyłączać do sieci zainteresowanych inwestorów. Ustalając zatem zatwierdzoną następnie przez Prezesa URE taryfę, winien był skalkulować w niej ponoszone przez siebie koszty z tytułu przyłączenia do sieci gazowej tak aby prowadzona przez niego działalność była opłacalna ekonomicznie.”.

Przedstawione wyżej poglądy SOKiK nie znalazły jednak akceptacji Sądu Najwyższego, który w wyroku z 10 lipca 2003 r., sygn. akt ICKN 474/01 stwierdził m.in.: „Należy jednak zauważyć, że w ustawie wspomina się o «ekonomicznych warunkach dostarczenia» (energii elektrycznej) a nie o «ekonomicznych warunkach przyłączenia». Ujęcie językowe nie może mieć, oczywiście, znaczenia decydującego, bowiem każda działalność inwestycyjna przedsiębiorstwa energetycznego, w tym przyłączenie do sieci nowych zainteresowanych (odbiorców energii elektrycznej) powinno odpowiadać regule ekonomicznej opłacalności podejmowanej działalności. W ocenie Sądu Najwyższego, taki jest ogólny sens przepisu art. 7 ust. 1 prawa energetycznego. Dlatego nie można uznać za uzasadnioną taką wykładnię omawianego przepisu zgodnie z którą «ekonomiczne warunki» należałoby rozważać jedynie z punktu widzenia odpłatności o charakterze taryfowym. W przepisie tym – jak wspomniano – nałożono na przedsiębiorstwa energetyczne m.in. obowiązek zawierania umów o przyłączenie do sieci, przy czym aktualizacja tego obowiązku uzależniona została od istnienia technicznych i ekonomicznych warunków dostarczenia energii elektrycznej. Jeżeli zaktualizowałyby się ponadto przesłanki określone w art. 7 ust. 4 prawa energetycznego, to ekonomiczne warunki przyłączenia będą określone w sposób przewidziany w tym przepisie (według stawek taryfowych). W pozostałych sytuacjach właściwe byłoby wynagrodzenie (opłaty) pozataryfowe, ale przy uwzględnieniu ogólnych reguł przewidzianych w prawie energetycznym z 1997 r., dotyczących zwłaszcza kalkulacji kosztów działalności przedsiębiorstwa energetycznego”.⁴⁾

W związku z tym warto zauważyć, że w przypadkach, gdy zastosowanie stawek opłat za przyłączenie, zatwierdzonych w taryfie nie będzie możliwe, strony tak powinny ułożyć stosunek prawny, aby nie uchybić zasadzie ekwiwalentności świadczeń (art. 487 § 2 Kodeksu cywilnego). W przypadku, gdyby zasada ta została naruszona przez przedsiębiorstwo energetyczne, może ono narazić się na zarzut nadużywania pozycji dominującej

4) Wyrok ten znacznie szerzej został omówiony w artykule Joanny Kędzi: Wpływ zmian stanu prawnego na stabilność decyzji Prezesa URE, Biuletyn URE nr 1/2004.

poprzez narzucanie uciążliwych warunków umów, przynoszących nieuzasadnione korzyści, w rozumieniu art. 8 ust. 1 i ust. 2 pkt 6 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów⁵⁾, a podmiot zawierający taką umowę będzie mógł skorzystać z ochrony zapewnionej przepisami tej ustawy. W tym kontekście warto przywołać wyrok Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z 16 stycznia 2002 r., sygn. akt XVII Ama 32/01, w którym wyrażono pogląd, że „Nieekwiwalentny udział inwestora w partycypowaniu w kosztach wykonania urządzeń elektroenergetycznych, jako uciążliwy i przynoszący dominującemu na rynku przedsiębiorstwu energetycznemu nieuzasadnione korzyści, stanowi praktykę monopolistyczną opisaną w art. 5 ust. 1 pkt 6 ustawy z dnia 24.02.1990 r. o przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym i ochronie interesów konsumentów. (...) Przerzucanie przez podmiot posiadający pozycję dominującą na inne podmioty kosztów działalności inwestycyjnej w istotny sposób godzi w interes publiczny, co uzasadnia wymierzenie mu kary pieniężnej.”.

Nawiązując do cytowanego wyżej wyroku Sądu Najwyższego warto podkreślić, że wykładnia przepisu art. 7 ust. 1 Prawa energetycznego dokonana przez ten Sąd skutkować będzie koniecznością ustalenia w postę-

powaniu administracyjnym – w tych przypadkach, w których zastosowanie stawek taryfowych nie będzie możliwe – czy koszty związane z przyłączeniem zainteresowanego podmiotu zostaną zrekompensowane przez wpływy ze sprzedaży paliw lub energii. Wydaje się jednak, że pogląd Sądu Najwyższego należy rozpatrywać jedynie w odniesieniu do umów o przyłączenie do sieci. W odniesieniu bowiem do umów sprzedaży paliw i energii, koszty związane z realizacją tych umów są pokrywane wpływami z opłat, zatwierdzonych w taryfach przedsiębiorstw – w tych przypadkach zasadnie można wywodzić, że „ekonomiczne warunki dostarczenia” zagwarantowane zostały w stawkach taryfowych.



Autorka jest pracownikiem
Biura Prawnego URE

5) Ustawa z 15 grudnia 2000 r. (Dz. U. z 2003 r. Nr 86, poz. 804).



ENS Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.

Z ORZECZNICTWA SĄDU OCHRONY KONKURENCJI I KONSUMENTÓW

Marek Zawiska

Zgodnie z art. 6 Kodeksu cywilnego ciężar udowodnienia faktu spoczywa na osobie, która z faktu tego wywodzi skutki prawne. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wyraził pogląd, że ustanowiona w tym przepisie zasada ma istotne znaczenie dla udowodnienia przez przedsiębiorstwo energetyczne faktu dokonania przez odbiorcę nielegalnego poboru energii elektrycznej.

W myśl art. 6 ust. 3 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne¹⁾, jedną z przesłanek decydujących o możliwości wstrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne dostarczania energii elektrycznej jest stwierdzenie (w wyniku przeprowadzonej kontroli układów pomiarowych, dotrzymania zawartych umów i prawidłowości rozliczeń) wystąpienia nielegalnego poboru energii elektrycznej. Zgodnie z definicją sformułowaną w art. 3 pkt 18 ustawy – Prawo energetyczne, nielegalne pobieranie paliw lub energii jest to pobieranie paliw lub energii bez zawarcia umowy z przedsiębiorstwem lub niezgodnie z umową. Wśród ujawnianych przypadków pobierania energii elektrycznej niezgodnie z umową, znaczną część stanowią zdarzenia polegające na dokonywaniu różnego rodzaju ingerencji w układ pomiarowo-rozliczeniowy, mających najczęściej na celu zafalszowanie wskazań tych urządzeń.

Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów niejednokrotnie rozpatrywał odwołania od decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezesa URE), rozstrzygających spory dotyczące zasadności wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, którego przyczyną było stwierdzenie przez przedsiębiorstwo energetyczne ingerencji w układ pomiarowo-rozliczeniowy. W omawianych poniżej orzeczeniach sąd ten sformułował kilka istotnych tez, których istota sprowadza się do stwierdzenia, że udowodnienie nielegalnego pobierania energii elektrycznej wymaga zachowania przez przedsiębiorstwo energetyczne należytej staranności, i to zarówno podczas dokumentowania nielegalnego poboru już w momencie przeprowadzania kontroli, jak i podczas prowadzonego postępowania administracyjnego i sądowego.

I. Wyrokiem z 12 stycznia 2000 r., sygn. akt XVII Ame 48/99, Sąd Antymonopolowy (obecnie Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów) zmienił decyzję Prezesa URE poprzez ustalenie, że wstrzymanie dostaw energii

elektrycznej na potrzeby zasilania budynku mieszkalnego z powołaniem się na zarzut wprowadzenia zmian w układzie pomiarowo-rozliczeniowym dla umożliwienia zafalszowania pomiaru, było nieuzasadnione. W sprawie tej przedstawiciele przedsiębiorstwa energetycznego dokonali kontroli układu pomiarowo-rozliczeniowego w obiekcie mieszkalnym należącym do odbiorcy. W wyniku kontroli stwierdzono „brak możliwości odczytu cech legalizacji i wyraźne ślady obcego narzędzia”. Następnie układ pomiarowo-rozliczeniowy przesłano do laboratorium, gdzie wyniki badania, opisane w protokole, wykazały występowanie rozginania i ponownego zaciskania dwóch plomb legalizacyjnych oraz nieczytelność cech na tych plombach, co wskazywało na możliwość dostępu do wnętrza licznika. Z treści protokołu wynikało ponadto, że dokładność wskazań licznika wynosiła od 1,1% do -0,5%, wskazania przekładni liczydła licznika „były dobre”, natomiast wewnątrz licznika stwierdzono ślady otarć i zadrapań na tarczy wirnika powstałe wskutek manipulacji. Uznając, że miał miejsce nielegalny pobór energii elektrycznej, przedsiębiorstwo energetyczne wstrzymało dostarczanie energii elektrycznej. Rozstrzygając, na wniosek odbiorcy, spór dotyczący zasadności wstrzymania dostaw energii przez przedsiębiorstwo energetyczne, Prezes URE, uwzględniając ustalenia wynikające z protokołu kontroli układu pomiarowo-rozliczeniowego uznał, że wstrzymanie dostaw było uzasadnione.

Rozpatrując odwołanie odbiorcy od decyzji Prezesa URE, sąd stwierdził m.in.: „(...) Zakład wstrzymał Odbiorczyni dostawy energii elektrycznej, powołując się na zmiany dokonane w liczniku energii elektrycznej, znajdującym się w posesji Odbiorczyni, dla zafalszowania pomiaru zużycia tej energii. Przepis § 39 ust. 1 pkt 3 (...) rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 21 października 1998 r.²⁾ (obowiązującego w dacie wydania orzeczenia – M. Z.) uprawnia przedsiębiorstwo energetyczne do wstrzymania dostarczania energii elektrycznej w przypadku dokonania przez odbiorcę zmian w układzie

2) Zgodnie z § 39 ust. 1 pkt 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 21 października 1998 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia 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), obowiązującego do 28 października 2000 r., przedsiębiorstwo energetyczne wstrzymywało dostarczanie energii elektrycznej w przypadku dokonania przez odbiorcę zmian w układzie pomiarowo-rozliczeniowym, umożliwiających zafalszowanie pomiaru.

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

pomiarowo-rozliczeniowym, umożliwiającym zafalszowanie pomiaru. Istota rozpoznawanej sprawy sprowadza się zatem do oceny, czy sytuacja, o której mowa w powołanym wyżej przepisie, miała miejsce w okolicznościach faktycznych sprawy. Stosownie do art. 6 k.c. ciężar udowodnienia faktu spoczywa na osobie, która z tego faktu wywodzi skutki prawne. W świetle tego przepisu to na Zakładzie spoczywa obowiązek udowodnienia możliwości zafalszowania pomiaru przez licznik Odbiorczyni (podkreślenie – M. Z.). Dowodami, na które Zakład się powołuje, są protokół kontroli specjalnej (...) oraz protokół badania licznika (...). W ocenie Sądu dokumenty te nie są miarodajnymi dowodami na okoliczność możliwości zafalszowania pomiaru przez licznik energii elektrycznej należący do Odbiorczyni. Protokół kontroli specjalnej stwierdza **jedynie** (podkreślenie – M. Z.) naruszenie plomb legalizacyjnych licznika, nie zawierając ustaleń dotyczących technicznych parametrów tego urządzenia pomiarowego. Natomiast protokół badania licznika (...) wskazuje na stosunkowo wysoką dokładność wskazań licznika oraz prawidłowe funkcjonowanie przekładni liczydła. Protokół stwierdza wprowadzenie śladów otarcia i zadrapań na tarczy wirtualnej powstałe na skutek manipulacji. **Jednakże te ustalenia są tak ogólnikowe i nieprecyzyjne, że nie sposób uznać, czy i jakie miało to wpływ na możliwości zafalszowania tym sposobem pomiaru zużycia energii elektrycznej, tym bardziej w kontekście spełniania przez licznik w dobrym stopniu funkcji pomiaru zużycia energii elektrycznej, co zostało wyraźnie stwierdzone w powołanym protokole** (podkreślenie – M. Z.). Nie bez znaczenia jest także okoliczność, iż protokół nie stwierdza, aby w liczniku znajdował się jakiś przedmiot, którego funkcją byłoby spowalnianie pracy tarczy wirtualnej dla obniżenia pomiaru zużycia energii. Wymaga podkreślenia, co już wyżej wskazano, iż w postępowaniu administracyjnym Zakład nie złożył merytorycznych wyjaśnień i dowodów skierowanych na udowodnienie zajścia przesłanek, o których mowa w § 39 ust. 1 pkt 3 wspomnianego już rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 21 października 1998 r. Dotyczy to również postępowania sądowego. **Zakład nie złożył bowiem odpowiedzi na odwołanie, jak również nie wnioskował przeprowadzenia przed Sądem stosownych dowodów. Przedkładanie dowodów dla stwierdzenia faktów, z których wywodzone są skutki prawne, jest w pierwszej kolejności powinnością stron** (podkreślenie – M. Z.). W tym stanie sprawy za nieudowodniony należy uznać, kierowany pod adresem Odbiorczyni, zarzut wprowadzenia zmian w układzie pomiarowo-rozliczeniowym dla umożliwienia zafalszowania pomiaru. Tym samym brak było podstaw dla wstrzymania Odbiorczyni z tej przyczyny dostaw energii elektrycznej.”.

II. Prezes URE, rozstrzygając kolejny spór dotyczący zasadności wstrzymania dostaw energii elektrycznej stwierdził, że wstrzymanie przez przedsię-

biorstwo energetyczne dostarczania energii elektrycznej było nieuzasadnione, pomimo przedstawienia przez przedsiębiorstwo energetyczne, w trakcie postępowania administracyjnego, dowodów w postaci: protokołu kontroli i ekspertyzy kryminalistycznej, sporządzonych w wyniku kontroli przeprowadzonej w nieruchomości odbiorcy, których treść wskazywała na możliwość ingerencji w układ pomiarowo-rozliczeniowy. Podstawą dla takiego rozstrzygnięcia było – w ocenie Prezesa URE – niezachowanie przez przedsiębiorstwo energetyczne należytej staranności w odniesieniu do obowiązków sprzedawcy, wynikających z art. 547 § 1 w związku z art. 555 Kodeksu cywilnego. Otóż w myśl art. 547 § 1, jeżeli ani z umowy, ani z zarządzeń określających cenę nie wynika, kogo obciążają koszty wydania i odebrania rzeczy, sprzedawca ponosi koszty wydania, w szczególności **koszty zmierzenia** lub zważenia, opakowania, ubezpieczenia za czas przewozu i koszty przesłania rzeczy, a koszty odebrania ponosi kupujący, natomiast zgodnie z art. 555 – przepisy o sprzedaży rzeczy stosuje się odpowiednio do sprzedaży **energii** oraz do sprzedaży praw. Jak ustalił w trakcie prowadzonego postępowania Prezes URE, instalacja układu pomiarowo-rozliczeniowego w nieruchomości odbiorcy miała miejsce w 1972 r. (odbiorca nie był wówczas właścicielem nieruchomości) i od tej daty nie dokonano ponownej legalizacji układu pomiarowego, pomimo istnienia obowiązku w tym zakresie, wynikającego z § 7, obowiązującego w dacie wstrzymania dostaw a także w dacie wydania decyzji rozstrzygającej spór, zarządzenia Prezesa Głównego Urzędu Miar z 31 października 2000 r.³⁾ Zdaniem Prezesa URE, przedsiębiorstwo energetyczne nie powinno w takiej sytuacji podnosić zarzutu ingerencji w układ pomiarowy ze strony odbiorcy, gdyż samo dopuściło się rażącego naruszenia wyżej wskazanych przepisów – przy podpisywaniu umowy z nowym odbiorcą w pierwszej kolejności należało bowiem dokonać wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego na urządzenie posiadające ważne cechy legalizacyjne. Odwołując się od decyzji Prezesa URE przedsiębiorstwo energetyczne podniosło zarzut nieuwzględnienia przez ten organ znaczenia oświadczenia złożonego przez odbiorcę w ramach zawieranej umowy sprzedaży energii elektrycznej, w wyniku którego odbiorca przejął pełną odpowiedzialność za układ pomiarowo-rozliczeniowy.

Oddalając odwołanie, wyrokiem z 17 grudnia 2003 r., sygn. akt XVII Ame 8/03, Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów stwierdził, co następuje: „**W myśl przepisu art. 6 kc, ciężar udowodnienia faktu spoczywa na osobie, która z faktu tego wywodzi skutki prawne.**

3) Zarządzenie Prezesa GUM nr 30 z 31 października 2000 r. w sprawie wprowadzenia przepisów metrologicznych o użytkowych licznikach energii elektrycznej prądu przemiennego (Dziennik Urzędowy Miar i Probiernictwa Nr 5, poz. 29).

Podobne stanowisko zajął Sąd Antymonopolowy, który w wyroku z dnia 12.01. 2000 r. stwierdził, że w świetle art. 6 kc na Zakładzie spoczywa obowiązek udowodnienia możliwości zafalszowania pomiaru przez licznik odbiorcy. W analizowanym stanie faktycznym powód winien zatem udowodnić pobieranie energii elektrycznej przez zainteresowanego (odbiorcę – przypis M. Z.) w sposób nielegalny, które skutkowało wstrzymaniem dostaw energii elektrycznej do przedmiotowej nieruchomości (podkreślenie – M. Z.). Sąd podzielił stanowisko Prezesa URE, że Powód nie wykazał w sposób bezsporny i nie budzący wątpliwości, że ów fakt nielegalnego poboru miał miejsce i że dokonał tego zainteresowany. Podstawowym argumentem przemawiającym na korzyść zainteresowanego jest fakt stosowania przez powoda w rozliczeniach z zainteresowanym niezalegalizowanego układu pomiarowego. Układ pomiarowo-rozliczeniowy jest bowiem urządzeniem służącym do pomiarów i rozliczeń z odbiorcami i stanowi przyrząd pomiarowy w rozumieniu ustawy z dnia 3.04.1993 r. – Prawo o miarach (Dz. U. z 1993 r. Nr 55, poz. 248 z późn. zm.) (obowiązującej w dacie wydania zaskarżonej decyzji – przypis M. Z.). Przyrządy pomiarowe stosowane w obrocie publicznym do wyznaczania ilości albo jakości rzeczy w celu uzyskania prawidłowej podstawy do rozliczeń podlegają legalizacji (art. 10 ust. 1 pkt 1 ww. ustawy). Przez legalizację należy rozumieć sprawdzenie, stwierdzenie i oświadczenie organu administracji miar, że dany przedmiot pomiarowy spełnia wymogi techniczne i metrologiczne i może być stosowany do celów rozliczeń (art. 10 ust. 2). Przepis art. 13 niniejszej ustawy ustanawia jednak wyraźny zakaz wprowadzania do obrotu lub użytkowania przez wytwórcę, sprzedawcę lub importera układów pomiarowych bez ważnych dowodów legalizacji. Na podstawie zebranego w sprawie materiału dowodowego ustalono, że w przedmiotowej nieruchomości zainteresowanego od 1972 r. (data ostatniej legalizacji) nie dokonano ponownej legalizacji układu pomiarowego, mimo wyraźnego obowiązku wynikającego z ww. przepisów. Powód nie był zatem uprawniony do stosowania ww. urządzenia pomiarowego po upływie ważności cech legalizacyjnych. Ustawodawstwo polskie nie dopuszcza bowiem możliwości stosowania urządzeń pomiarowych po upływie legalizacji. Wprowadzony limit czasowy dla liczników energii elektrycznej takiego typu, jaki posiada zainteresowany wynosi 15 lat (§ 7 zarządzenia Prezesa Głównego Urzędu Miar nr 30 z 31.10.2000 r.). W ocenie Sądu powód stosował niezalegalizowane urządzenia pomiarowe przez okres ok. 15 lat. **W tym przypadku należy uznać, że powód jako**

strona umowy sprzedaży energii elektrycznej zobowiązana (...) do prawidłowego zmierzenia sprzedawanej energii (art. 547 § 1 w zw. z art. 555 kc) nie dołożył należytej staranności w zakresie, w jakim jest to wymagane w szczególności od podmiotu profesjonalnie występującego w stosunkach gospodarczych (podkreślenie – M. Z.). Sąd uznał, że przedstawione przez powoda dowody potwierdzające możliwość postawienia zarzutu ingerencji w układ pomiarowo-rozliczeniowy zainteresowanego są niewystarczające. Za takim rozstrzygnięciem przemawia fakt, że powód od momentu instalacji układu pomiarowego w przedmiotowej nieruchomości zainteresowanego nie dokonywał kontroli układu pomiarowego, dotrzymywania warunków umów oraz prawidłowości rozliczeń. Mając powyższe na uwadze Sąd uznał, że zgromadzone w sprawie materiały dowodowe nie wskazują na ingerencję dokonaną właśnie przez zainteresowanego w układ pomiarowy znajdujący się na przedmiotowej nieruchomości. Niemożliwym do ustalenia jest bowiem fakt, czy owa ingerencja miała miejsce w okresie gdy odbiorcą był zainteresowany, czy też w okresie poprzedzającym zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej bądź faktyczną zmianę po stronie odbiorcy w 1996 r. Nieprzedstawienie przez powoda dowodów potwierdzających stan układu pomiarowego w chwili zmiany odbiorcy uniemożliwia rozstrzygnięcie tej kwestii w sposób jednoznaczny. Zdaniem Sądu oparcie podstawy odpowiedzialności zainteresowanego wyłącznie na złożonym przez niego oświadczeniu zawartym w umowie, że bierze na siebie odpowiedzialność za urządzenie pomiarowe, przy braku dowodów potwierdzających, że naruszenie układu pomiarowego nastąpiło w trakcie trwania wiążącej strony umowy (mając na uwadze brak kontroli urządzenia pomiarowego powoda) nie znajduje uzasadnienia.”.



Autor jest pracownikiem Biura Prawnego URE

CZY AKTUALNIE STOSOWANE TARYFY KRZYWDZĄ ODBIORCÓW SEZONOWYCH?

dr inż. Tomasz Kowalak

Jednym z najczęściej podnoszonych zastrzeżeń do aktualnie stosowanego systemu taryfowego dla energii elektrycznej jest jego „nieczułość” na odbiorców sezonowych. Na tym gruncie formułowane jest oczekiwanie zmiany zasad stanowiących taryf w taki sposób, by obowiązującą praktyką stało się określanie mocy umownej z uwzględnieniem jej sezonowego zapotrzebowania. Aktualnie nie jest to możliwe, gdyż w taryfach większości zakładów energetycznych wysokość mocy umownej określana jest jako wielkość stała w ciągu roku.

W powszechnym odczuciu praktyka ta dyskryminuje odbiorców prowadzących działalność o charakterze sezonowym, charakterystyczną m.in. dla przetwórstwa płodów rolnych. Problem jest do tego stopnia dotkliwy, że do jego rozwiązania zaangażowana została nawet Sejmowa Komisja Gospodarki.

Poniżej przedstawiono szczegółowe, zilustrowane przykładem liczbowym, wyjaśnienie dlaczego:

- przedmiotowe żądanie jest nieuprawnione w aktualnie obowiązującym porządku prawnym,
- nieuzasadnione jest postulowanie zmiany obowiązującego prawa celem spełnienia ww. oczekiwań,
- przykład zakładów energetycznych, które w swoich taryfach dopuszczają możliwość zamawiania mocy umownej zróżnicowanej w ciągu roku, nie może być podstawą dla formułowania przedmiotowych roszczeń jako powszechnej praktyki.

Formułowanie przedmiotowego postulatu wynika z błędnego przeświadczenia, że moc umowna jest jedynym nośnikiem opłaty za korzystanie z majątku sieciowego, a w takim razie, jeżeli okres korzystania z sieci jest ograniczony do określonej części roku, to we właściwy sposób powinna być ograniczona także płatność z tego tytułu. W przeciwnym razie odbiorcy sezonowi muszą ponosić koszty zaopatrzenia w energię elektryczną niewspółmiernie duże do stopnia wykorzystania przez nich majątku sieciowego.

W rzeczywistości, pomimo ponoszenia stałych w ciągu roku opłat za moc umowną, odbiorca sezonowy, pobierający energię jedynie przez określoną część roku, jest obciążony opłatami za usługi przesyłowe w wysokości znacznie niższej niż ci, którzy energię pobierają przez cały rok. Wynika to z obowiązującej zgodnie z art. 45 ust. 5 pkt 1 zasady obligatoryjnego „uzmiennienia” kosztów stałych przedsiębiorstw energetycznych, zgodnie z którą koszty utrzymania majątku sieciowego, ze swej istoty niezależne od ilości przesyłanej energii, pokrywane są w przeważającej części przychodami z opłaty sieciowej zmiennej, której wysokość jest zależna od ilości energii.

Uzasadnienie powyższej tezy, celem lepszego zobrazowania, przedstawiono poniżej w trzech krokach, stanowiących odpowiedzi na następujące pytania:

- Jaki jest udział odbiorcy sezonowego w opłatach sieciowych według obieguowego wyobrażenia?
- Jaki powinien być ten udział w przypadku partycypacji w kosztach sieci na poziomie uzasadnionym?
- Jakie jest faktyczne obciążenie odbiorcy sezonowego opłatami sieciowymi, zgodnie z obowiązującymi zasadami?

Odpowiedzi na ww. pytania zostały zilustrowane następującym przykładem liczbowym.

Założenia

Załóżmy, że grupa taryfowa korzystająca z określonego fragmentu sieci przedsiębiorstwa energetycznego (np. przyłączona do sieci średniego napięcia) składa się, dla uproszczenia, z trzech odbiorców; każdy z nich ma tę samą wartość mocy umownej, różnią się jedynie czasem jej wykorzystania (rys. 1). Pierwszy pobiera energię z pełną mocą umowną przez cały rok (współczynnik wykorzystania mocy równy 1), drugi ze zmienną mocą przez cały rok ale tak, jakby z pełną mocą pobierał energię przez pół roku (współczynnik wykorzystania mocy równy 0,5) a trzeci – typowo sezonowy – pobiera energię z pełną mocą wyłącznie przez 1/4 roku (wielkość zbliżona do wielokrotności postulowanego okresu 90 dni – współczynnik wykorzystania mocy równy 0,25).

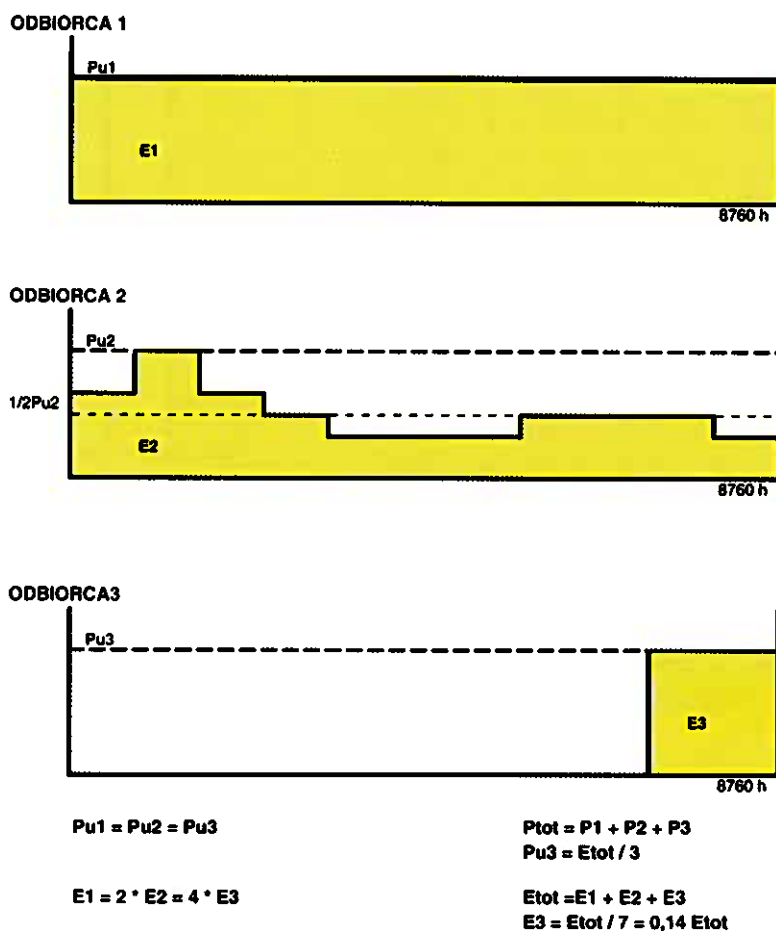
Wyniki obliczeń

Ad A)

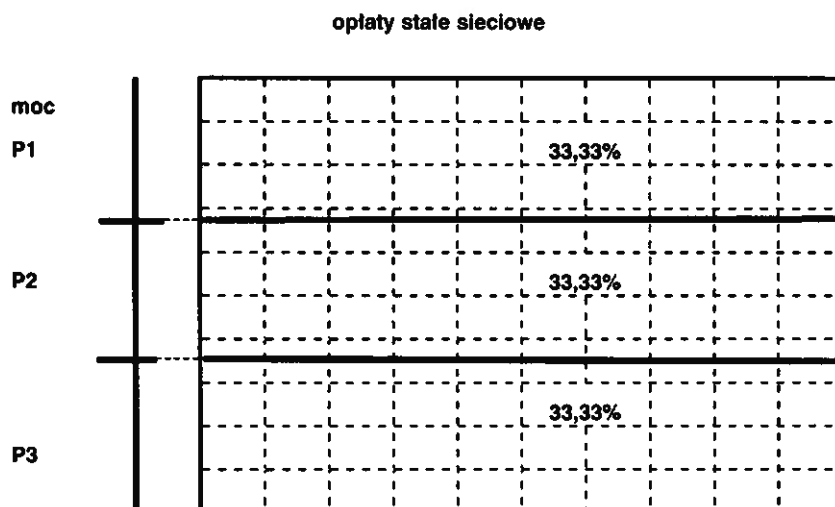
Ponieważ moce umowne są jednakowe i stałe w ciągu roku, stawka opłaty sieciowej stałej określona w taryfie przedsiębiorstwa (wspólna dla wszystkich odbiorców w rozpatrywanej grupie) i opłaty za moc pobierane są przez cały rok – uzasadnione wydaje się być przekonanie, że wszyscy trzej obciążeni są w równym stopniu opłatami za utrzymanie sieci, tak jak przedstawiono to na rys. 2, na którym prostokąt obrazuje całkowity koszt sieci pokrywany opłatami od odbiorców, a oś pionowa po lewej stronie – podział płatności pomiędzy odbiorców według klucza mocy umownej.

Odczucie takie byłoby bliskie prawdy, gdyby zasady kształtowania taryf przewidywały ścisłą korelację pomiędzy charakterem opłat i pokrywanych nimi kosztów. Uwzględniając istnienie kosztów zmiennych, które wynoszą ok. 10% kosztów sieci ogółem, podział płatności pomiędzy odbiorców przedstawiałby się jak na

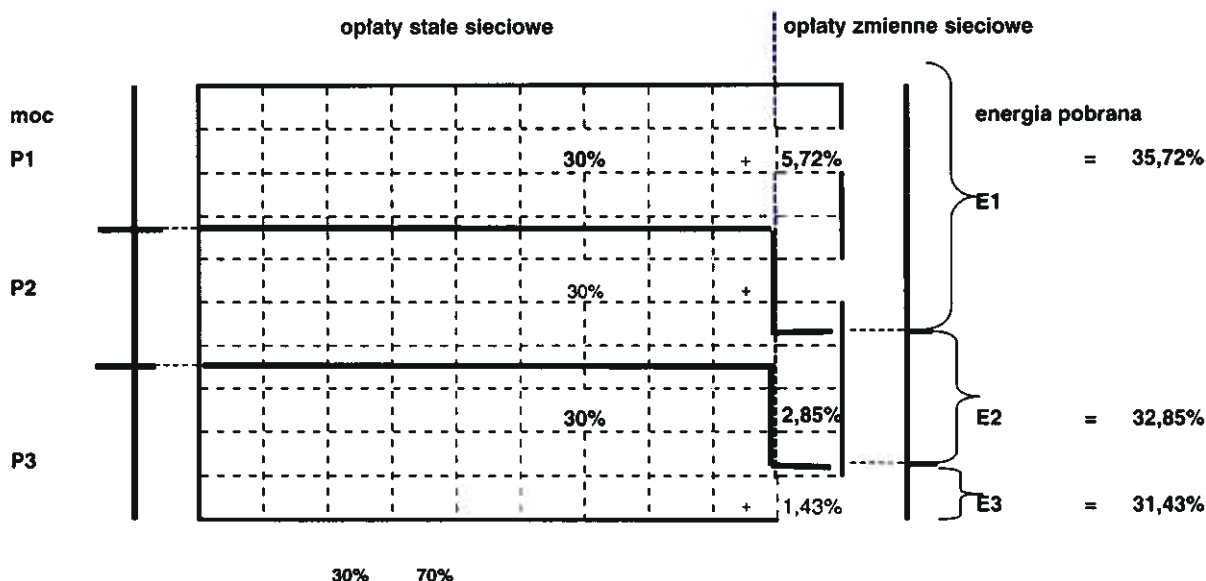
Rysunek 1. Charakterystyki poboru energii



Rysunek 2. Podział płatności wg obiegowego wyobrażenia



Rysunek 3. Podział płatności wg mocy umownych



rys. 3, gdzie dodatkowo, w postaci osi pionowej po prawej stronie rysunku zilustrowano udział w opłatach wg pobranej energii.

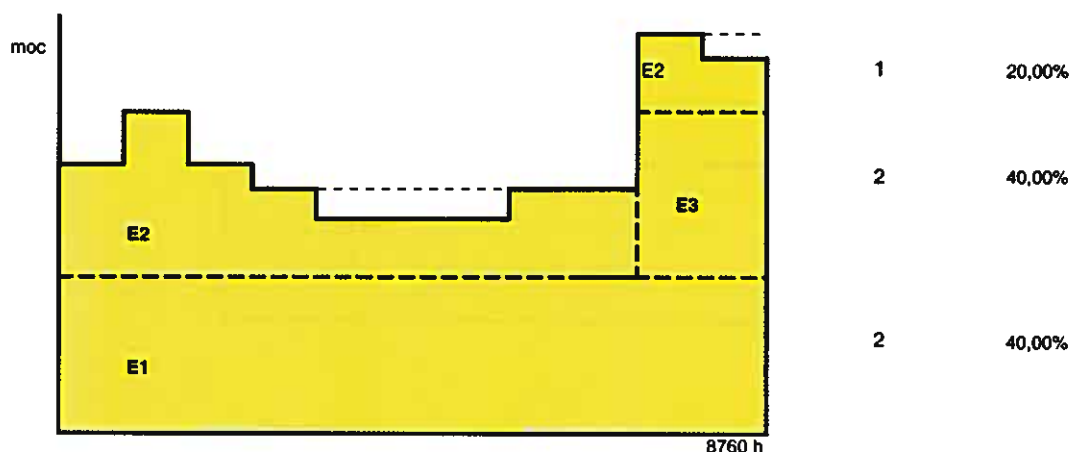
Ad B)

Opłaty przesyłowe, co do zasady, mają przedsiębiorstwu energetycznemu umożliwić utrzymanie i rozwój majątku sieciowego. Trwały deficyt przychodów z tego tytułu może stanowić zagrożenie dla odbiorców (vide: los regionalnych przewozów pasażerskich w obliczu kryzysu PKP).

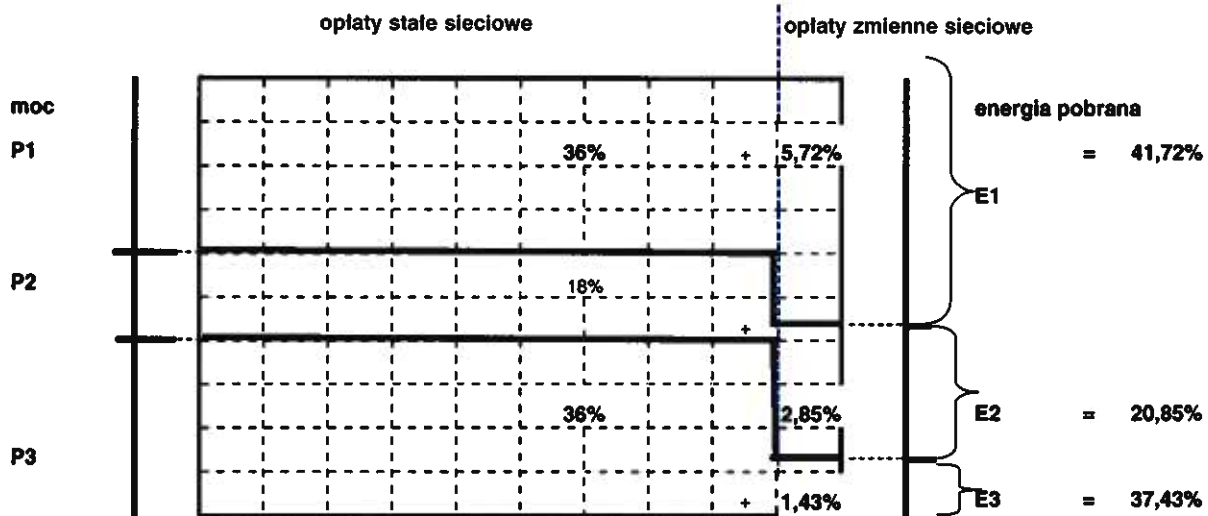
Podział opłat sieciowych pomiędzy odbiorców powinien w możliwie najlepszym stopniu odzwierciedlać ich udział w wykorzystaniu majątku. W tym miejscu należy odnotować, że parametrem krytycznym dla pracy sieci nie jest czas jej wykorzystywania przez poszczególnych odbiorców, lecz jej obciążenie szczytowe, tzn. najwyższe obciążenie, jakie występuje w ciągu roku

w wyniku nałożenia się chwilowego zapotrzebowania poszczególnych odbiorców. Jeżeli zdolność przepustowa sieci byłaby niższa od obciążenia szczytowego, to z powodów technicznych sieć przestałaby funkcjonować i żaden odbiorca, niezależnie od jego indywidualnego profilu obciążenia, nie mógłby być obsłużony. Inaczej mówiąc, jeżeli odbiorca sezonowy chciałby włączyć się w chwili pełnego wykorzystania zdolności przesyłowych sieci przez pozostałych odbiorców, to z powodów technicznych nie byłoby to możliwe. Sieć musi być rozbudowana w taki sposób, aby była w stanie przenieść także jego obciążenie, pomimo tego, że przez przeważającą część roku w tym zakresie nie będzie wykorzystywana. Z tego względu najbardziej sprawiedliwym sposobem rozdzielenia opłat sieciowych pomiędzy odbiorców jest podział według ich udziału w szczycie obciążenia. Na rys. 4 przedstawiono sumaryczny profil obciążenia sieci i udziały

Rysunek 4. Wypadkowa charakterystyka obciążenia sieci



Rysunek 5. Podział płatności wg udziału w szczycie obciążenia



w szczytowym obciążeniu generowane przez poszczególnych odbiorców, które kształtują się w proporcji Odb.1:Odb.2:Odb.3 jak 2:1:2, czyli 40%, 20% i 40%.

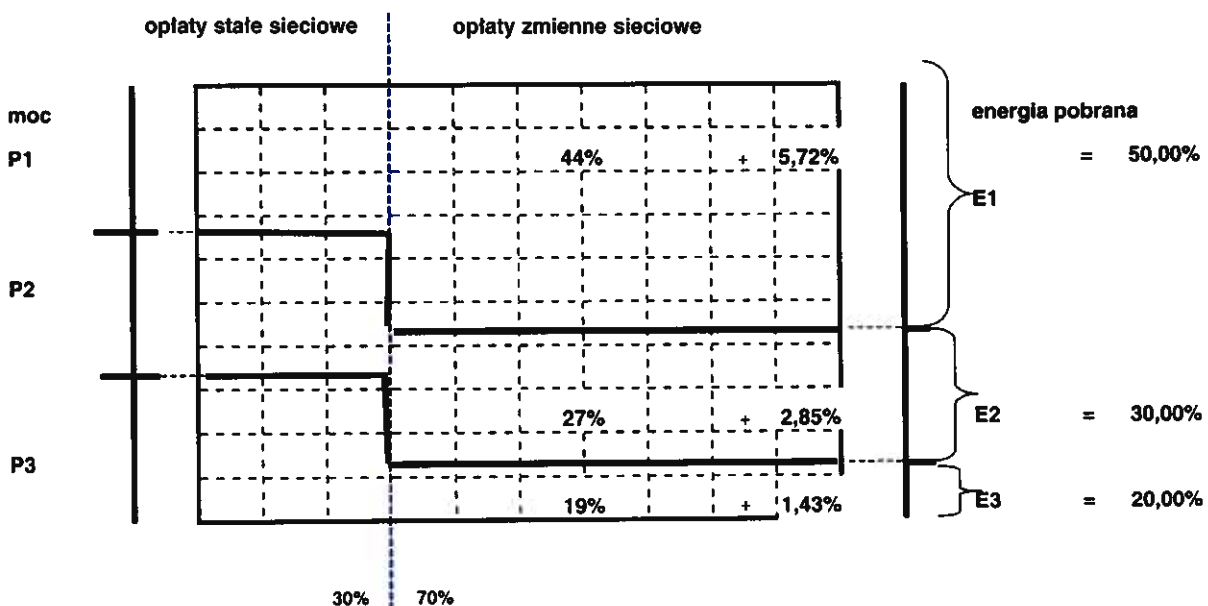
Wynika z tego, że odbiorca 3 (sezonowy) pomimo korzystania z sieci tylko przez 1/4 roku, w czasie swojej aktywności „zajmuje” sieć na poziomie 40% jej niezbędnych zdolności przepustowych. Gdyby to kryterium przyjąć jako obowiązujące przy podziale opłat, to jego wyniki przedstawia rys. 5. Jak z niego wynika, prawidłowy udział odbiorcy sezonowego w opłatach sieciowych powinien być wyższy od średniej wynikającej jedynie z poziomu mocy umownej.

Kryterium to, jakkolwiek teoretycznie najbardziej poprawne, nie jest stosowane w praktyce z uwagi na trudność obiektywizacji oceny udziału w szczycie obciążenia poszczególnych odbiorców, które może podlegać dynamicznym zmianom.

Ad C)

Zgodnie z art. 45 ust. 5 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne taryfy przedsiębiorstw dystrybucyjnych kalkulowane są w taki sposób, by udział opłat stałych w opłatach przesyłowych ogółem nie był większy niż 40%. Zastosowanie tej zasady powoduje „oderwanie” charakteru opłat od charakteru kosztów działalności przedsiębiorstwa, które daną opłatą mają być pokryte, ekspozując przedsiębiorstwo na ryzyko nie uzyskania przychodu niezbędnego na prowadzenie działalności. Problem ten wystąpi ze szczególną ostrością w przypadku podmiotowego rozdzielenia działalności sieciowej od obrotu na poziomie spółek dystrybucyjnych i w związku z tym zasługuje na odrębną analizę. Niezależnie od powyższego, zgodnie z aktualnym porządkiem prawnym, przy założeniu, że w przykładowej taryfie opłaty stałe stanowią np. 30% opłat

Rysunek 6. Faktyczny podział płatności, zgodny z obowiązującymi zasadami



sieciowych ogółem, płatności poszczególnych odbiorców z rozpatrywanego przykładu kształtują się w sposób przedstawiony na rys. 6.

Na zakończenie tego wywodu należy podkreślić, że, tak jak czas wykorzystania sieci przez trzeciego odbiorcę, liczony długością okresu pobierania przez niego energii w „sezonie”, nie może stanowić podstawy klucza podziału kosztów sieci, gdyż w okresie „nie-sezonu” sieć ta czeka niewykorzystana (potrzebna w istocie tylko temu odbiorcy, bez względu na to, czy w tym okresie nie jest dokonywane przesyłanie energii na jego rzecz), to z analogicznych powodów nie może funkcji „klucza” podziału kosztów pełnić wielkość pobieranej energii.

Podsumowanie

Proste zestawienie wyznaczonych powyżej udziałów w ponoszeniu opłat sieciowych ogółem, uzasadnionych w zależności od przyjętej metodologii na poziomie: 31,43% i 37,43% oraz faktycznie ponoszone 20%, podobnie jak zestawienie udziałów w pokrywaniu „czystych” kosztów stałych sieci, budzących zasadnicze kontrowersje, odpowiednio na poziomach: 30% i 36% wobec realnego 18,57%, dobitnie wskazuje, że trudno uznać by odbiorca sezonowy był dyskryminowany a postulat dalszego obniżenia jego udziału w kosztach sieci – np. poprzez okresowe zwolnienie go z opłaty za moc – za uzasadniony. Podobnie jak fałszywe jest odczucie jego partycypowania w płatnościach na rzecz sieci na poziomie 33,33%.

Co więcej, odbiorcy sezonowemu, który pobiera energię z określoną mocą umowną przez kolejnych 90 dni w roku można przeciwstawić innego odbiorcę, który z identyczną mocą umowną będzie pobierał energię także przez 90 dni w roku, tyle, że będą to dni równomiernie rozrzucone w ciągu całego roku. Oczywiście takiego odbiorcy nie można nazwać „sezonowym”, chociaż stopień wykorzystania sieci przez obydwu jest praktycznie jednakowy. Warto w tym miejscu odnotować, że cykliczna zmienność poboru jest cechą charakterystyczną bardzo licznej populacji odbiorców, zatem przyznanie postulowanego przywileju odbiorcom sezonowym (gdyby rozumowanie przedstawione powyżej nie stanowiło dowodu, iż byłby on nieuzasadniony) wiązać by się musiało z rozciągnięciem go na bardzo wielu innych odbiorców.

Reasumując, wymóg jednakowego na cały rok deklarowania mocy umownej, niezależnie od przebiegu profilu obciążenia jest w pełni uzasadniony.

Wobec powyższego, fakt, iż niektóre zakłady energetyczne dopuszczają w swoich taryfach możliwość ustalania mocy umownej w wielkościach zmiennych w ciągu roku, oceniać należy jako:

- a) dobrowolne „wyjście naprzeciw” odbiorcom, którym chce się pomóc, by ich nie stracić,
- b) naruszenie zasady eliminowania subsydiowania skrośnego, gdyż koszty sieci nie pokryte przez

odbiorcę sezonowego w okresie, kiedy decyzją przedsiębiorstwa nie ponosi opłat sieciowych, muszą w istocie sfinansować pozostali odbiorcy.

Jest rzeczą oczywistą, że ocena ww. aspektów jest przeciwstawna, stąd wynika tolerancja wykazywana w procesie zatwierdzania taryf, która objawia się podnoszonym przez „pokrzywdzonych” zróżnicowaniem tekstów taryf poszczególnych przedsiębiorstw. Z jednej strony zrozumiałe jest bowiem działanie przedsiębiorstw energetycznych, w długim okresie korzystne także dla odbiorców pozostałych (ochrona odbiorców sezonowych przed upadkiem zapobiega kumulowaniu kosztów stałych na „pozostałych przy życiu”). Co więcej, możliwy jest przypadek szczególny odbiorców sezonowych, którzy są przyłączeni do sieci w tym samym węźle sieci, ale pobierają energię w różnych okresach. Stąd brak sprzeciwu wobec takich zapisów w taryfach, o ile przedsiębiorstwo samo je wprowadza. Ale z drugiej strony, przedstawiony powyżej rachunek ekonomiczny oraz wspomniana sprzeczność z wymaganiami eliminowania subsydiowania przeciwstawiają się próbom narzucania tego rodzaju regulacji jako powszechnej.

Co więcej, w świetle przedstawionych wyżej argumentów postulowanie przez środowisko odbiorców sezonowych stosownych zmian w prawie ocenić by należało jako nacisk określonej grupy interesów na rzecz partykularnej korzyści kosztem innych grup odbiorców, być może słabiej reprezentowanych.

Na zakończenie wypada wspomnieć o możliwym do zastosowania zabiegu kalkulacyjnym, który pozwala ponosić koszty opłat przesyłowych wyłącznie w okresie aktywności odbiorcy sezonowego, bez naruszania równowagi ekonomicznej przedsiębiorstwa energetycznego i interesu pozostałych odbiorców. Rozwiązanie to polega na, odpowiednim do długości „sezonu”, podwyższeniu wartości składnika stałego opłaty przesyłowej, w taki sposób, by sumaryczna kwota opłat w ciągu roku była równa kwocie pobieranej w normalnym trybie. Wdrażanie takich działań jest możliwe w ramach obowiązującego porządku prawnego – w ramach dwustronnych uzgodnień.



Autor pełni obowiązki dyrektora Departamentu Taryf URE

PROBLEMY ODBIORCÓW W 2003 ROKU

Jacek Bełkowski

Rok 2003 był drugim rokiem istnienia Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii w Urzędzie Regulacji Energetyki, a jednocześnie pierwszym pełnym rokiem kalendarzowym działalności tego stanowiska. Przypomnę, że zostało ono utworzone 1 lipca 2002 r. zgodnie z zarządzeniem Ministra Gospodarki z 25 czerwca 2002 r. w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki (Dz. U. z 2002 r. Nr 26, poz. 436). W niniejszym artykule przedstawię państwu statystykę spraw kierowanych do mnie, scharakteryzuję najczęściej powtarzające się sygnały, a także przedstawię inne formy aktywności Rzecznika prowadzące do rozpowszechniania regulacji prawnych w energetyce, ze szczególnym uwzględnieniem praw odbiorców.

Poruszane problemy

Ogółem w 2003 r. udzieliłem 436 odpowiedzi na przysłane przez odbiorców problemy. Pytania były kierowane w różny sposób, co ilustruje poniższa tabela.

Tabela 1. Rodzaje i liczba pytań przekazywanych do Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii

Przekazane pytania				Razem
listownie	e-mailem	telefonicznie	wizyty	
121	72	225	18	436

Problematykę zadawanych pytań w podziale na poszczególne nośniki energii przedstawia tabela 2. W pozycji „inne” ujęte zostały problemy odnoszące się do zasad Prawa energetycznego, a także do więcej niż jednego nośnika energii oraz pytania dotyczące paliw ciekłych.

Tabela 2. Liczba zadanych pytań w zależności od rodzaju nośnika energii

Energia elektryczna	Ciepło	Paliwa gazowe	Inne	Razem
262	122	39	13	436

Wśród tematyki poruszanej w zakresie ciepła, w pierwszej połowie 2003 r. dominowały zagadnienia związane z podziałem kosztów ciepła na poszczególne mieszkania w budynkach wielolokalowych oraz pytania o techniczne aspekty stosowania podzielników, ich rodzaje, sposób montowania na grzejnikach i stosowane algorytmy podziału kosztów. Po serii szczegółowych wyjaśnień dotyczących aspektów prawnych i technicz-

nych mam nadzieję, że została szeroko rozpropagowana wiedza, iż Urząd Regulacji Energetyki nie jest właściwym miejscem do kierowania tego rodzaju pytań. Z przesłanych do mnie pism wynika, że mieszkańcy budynków wielolokalowych bardzo często nie otrzymują od zarządców nieruchomości należytej informacji o przyjętym dla danego budynku sposobie rozliczania kosztów ciepła. W niektórych przypadkach można odnieść wrażenie, że zarządcy budynków nie stosują się do regulacji art. 45a ust. 4 Prawa energetycznego¹⁾. Przypomnę, że zgodnie z zawartym tam przepisem, od osób użytkujących lokale nie będących odbiorcami ciepła w rozumieniu Prawa energetycznego, mogą być pobierane opłaty w wysokości zapewniającej wyłącznie pokrycie ponoszonych przez odbiorcę kosztów zakupu ciepła.

W zakresie energii elektrycznej stosunkowo dużo pytań dotyczyło spraw nielegalnego poboru energii elektrycznej i wstrzymania jej dostaw. Znaczącą grupę osób zwracających się do Rzecznika stanowiły także te, które starały się o przyłączenie nowych obiektów do sieci elektroenergetycznej. W tej grupie dominowały pytania dotyczące sposobu ustalania opłaty przyłączeniowej oraz skargi na ustalanie przez zakłady energetyczne w projektach umów zbyt odległego terminu przyłączenia lub nieprecyzyjne określanie takiego terminu, na przykład przez sformułowanie „po 2005 r.”. Odnoszę niejednokrotnie wrażenie, że w przypadku niektórych zakładów energetycznych, ich przedstawiciele sporo wysiłku intelektualnego poświęcają na rozwiązanie problemu jak utrudnić dostęp nowym odbiorcom do rynku energii, zamiast na zwiększenie sprzedaży energii. Jednocześnie mam nadzieję, że strategia zarządów jest inna i że znajdą one sposób na wyeliminowanie patologicznych zachowań swoich pracowników.

W 2003 r. było znacznie więcej pytań z zakresu paliw gazowych w porównaniu do roku poprzedniego. Szczególne nasilenie nastąpiło po wprowadzeniu w życie nowych taryf przez spółki dystrybucyjne wyodrębnione ze struktur PGNiG SA. Najwięcej kontrowersji wywołuje konstrukcja taryfowa, która powoduje, że odbiorca przechodząc do wyższej grupy taryfowej (o większym rocznym zużyciu) płaci za jednostkę zużytego gazu więcej niż płaciłby będąc w niższej grupie taryfowej. Taki układ stawek zniechęca do zwiększonego zużycia gazu, a powinno być dokładnie odwrotnie. Mam nadzieję, że te błędy zostaną wyeliminowane w następnych taryfach.

Wśród przysyłających pytania dominowały osoby fizyczne pobierające nośniki energii na potrzeby prowa-

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

dzonych gospodarstw domowych, drugą liczebnie grupą byli odbiorcy instytucjonalni: przedsiębiorcy, spółdzielnie mieszkaniowe.

Współpraca z instytucjami centralnymi i terenowymi

Rzecznicy konsumentów

Znaczącą grupę korespondentów stanowili miejscy lub powiatowi **rzecznicy konsumentów**. Od tej grupy wpłynęło łącznie 19 spraw. Pytania zadawane przez rzeczników miały związek z prowadzonymi przez nich sprawami konsumenckimi dotyczącymi zagadnień dostawy mediów energetycznych. Zazwyczaj chodziło o wyjaśnienie zawichości przepisów Prawa energetycznego. Cenię sobie kontakty z rzecznikami konsumentów, gdyż wielu odbiorców mających problemy z przedsiębiorstwami energetycznymi trafia do swoich lokalnych rzeczników. Tam właśnie wykonywana jest ocena i pierwsza kwalifikacja sprawy. Bardzo dobrze, by sprawy, które mogą być załatwione w Urzędzie Regulacji Energetyki były skierowane bezzwłocznie do odpowiedniej kompetencyjnie komórki Urzędu.

Inne urzędy

W 2003 r. rozpatrzyłem cztery sprawy dotyczące problemów odbiorców, które pierwotnie skierowane były do innych urzędów centralnych.

Udział w konferencjach

Wśród konferencji, w których uczestniczyłem, jedna dotyczyła metody oszczędzania energii elektrycznej głównie w układach oświetlenia. Zorganizowana została dla przedstawicieli władz lokalnych pod kątem możliwości oszczędzania w wydatkach na oświetlenie ulic.

Druga dotyczyła bezpiecznego projektowania, wykonywania i eksploatacji instalacji energetycznych, a zorganizowana została przez jedno z krajowych stowarzyszeń.

Udział w tych konferencjach był nie tylko okazją do odświeżenia wiedzy z zakresu zagadnień poruszanych najczęściej przez odbiorców, lecz także okazją do propagowania informacji o istnieniu stanowiska Rzecznika Odbiorców w strukturach Urzędu Regulacji Energetyki i jego zadaniach.

Sprawy interwencyjne

Interwencje podejmowałem w przypadku otrzymania od odbiorów sygnału o nieprawidłowościach, które mogły obejmować większe grupy odbiorców – w 2003 r. było 5 takich spraw.

Odbiorca gazu w jednym z dużych miast otrzymał **fakturę**, która budziła jego zastrzeżenia. Dokument ten, w mojej ocenie, miał **szereg formalnych błędów**, a ponadto obciążał odbiorcę zbyt wysoką kwotą i zawierał niezgodne z regulacją Prawa energetycznego ostrzeżenie o wstrzymaniu dostaw paliwa. Faktura została wystawiona przez jeden z oddziałów spółki

gazownictwa w imieniu przedsiębiorstwa energetycznego działającego na obszarze całego kraju. Mając obawy, że podobne faktury mogły trafić do większej liczby odbiorców gazu na terenie całego kraju, zwróciłem się do zarządu spółki ogólnopolskiej z prośbą o wyjaśnienie sprawy. W odpowiedzi otrzymałem zapewnienie, że problem dotyczy wyłącznie jednego oddziału i przyczyną wystawienia takiego dokumentu był błąd oprogramowania. Poinformowano mnie, że usunięto błąd, skorygowano faktury i przeproszono wszystkich odbiorców, którzy otrzymali obciążone podobnym błędem dokumenty. Jednocześnie zapewniono mnie, że usunięto z faktur niezgodne z Prawem energetycznym ostrzeżenie o możliwości wstrzymania dostaw gazu.

W innej sprawie odbiorca energii elektrycznej **kwestionował pozycję na fakturze** – koszty wezwania do zapłaty. Ponieważ w mojej ocenie przedsiębiorstwo energetyczne nie miało podstawy do umieszczenia takiej pozycji, a ponadto na fakturze znajdowało się ostrzeżenie o możliwości wstrzymania dostaw energii w terminie krótszym niż wynikało to z przepisów Prawa energetycznego, zwróciłem się do prezesa zarządu spółki o wstrzymanie wystawiania faktur obciążonych wskazanymi błędami. Otrzymałem odpowiedź z wyjaśnieniami i zapewnieniem, że wprowadzono korekty w używanych programach wystawiania faktur i dokumenty te będą wolne od wskazanych przeze mnie błędów.

Kolejny przypadek dotyczył interwencji po opublikowaniu w lokalnych gazetach informacji o planowanej **zamianie gazu** zaazotowanego na wysokometanowy w kilku miejscowościach północnej Polski. Po moim wystąpieniu spółka gazownictwa szeroko rozpropagowała informacje dotyczące tej operacji, prostując błędne informacje zamieszczone w artykułach prasowych, a dotyczące między innymi opłat za dostosowanie urządzeń odbiorczych i czasu przerwy w dostawie gazu u poszczególnych odbiorców. Ponadto poprzez zaangażowanie większej liczby wykonawców wyraźnie skrócono czas realizacji całego przedsięwzięcia.

Następne sprawy interwencyjne dotyczyły sygnałów o nieprawidłowościach w sposobie **przeprowadzania kontroli** przez przedstawicieli przedsiębiorstw. W jednym z tych przypadków, według relacji odbiorców, nastąpiło poważne naruszenie zasad określonych w przepisach²⁾ dotyczących przeprowadzenia kontroli, dlatego też zwróciłem się do prezesa zarządu spółki o zbadanie przedstawionego zdarzenia. Otrzymałem szerokie wyjaśnienie sprawy. W świetle przeprowadzonego w zakładzie energetycznym postępowania wyjaśniającego nie został potwierdzony przedstawiany przez odbiorców przebieg zdarzeń. Otrzymałem zapewnienie, że kontrole przeprowadzane przez pracowników zakładu będą pod stałym nadzorem, a szczególnie będą analizowane przypadki kontroli, w których został ujawn-

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).

niony nielegalny pobór energii. Uzyskałem zapewnienie o wprowadzeniu innego systemu nadzoru w zakresie przeprowadzanych kontroli.

Działalność informacyjna

W ramach upowszechniania informacji dotyczących użytkowania paliw i energii zamieszczono w *Biuletynie URE* artykuły oraz opracowano bądź zmodyfikowano hasła w Poradniku Odbiorcy na stronie internetowej Urzędu. W numerze lipcowym Biuletynu opublikowany został artykuł „*Nielegalny pobór paliw i energii – przykład energii elektrycznej*”, którego zadaniem było m.in. zamieszczenie odpowiedzi na najczęściej zadawane pytania z tej tematyki.

Osobną grupą spraw są **kontakty z mediami**, których w 2003 r. było 20. Można je podzielić na kilka grup:

- Prośba o wyjaśnienia dotyczące opisanej przez czytelnika w liście do redakcji sytuacji. Kilka gazet prowadzących rubryki z odpowiedziami na listy swoich czytelników, w przypadku gdy pytania dotyczą problemów dostaw paliw i energii, kierują je do mnie z prośbą o przygotowanie odpowiedzi. Zazwyczaj jest to tematyka dotycząca taryf (zaliczenia do odpowiedniej grupy, poprawności stosowania stawek i cen, opłaty w oparciu o prognozowane zużycie).

- Sprostowania lub wyjaśnienia w przypadku, gdy w zamieszczonej publikacji znalazły się nieścisłości lub błędy dezinformujące odbiorców. W publikacjach o charakterze poradników odbiorców, poza szeregiem bardzo pożytecznych informacji, znajdują się błędy – na przykład, że podwyżki energii nie mogą być wyższe niż wskaźnik inflacji.
- Wypowiedzi na interesujący w danej chwili temat. Najczęściej dzieje się to przy zatwierdzaniu nowych taryf, a także przygotowywaniu przez redakcję materiału na określony temat (np. o Urzędzie Regulacji Energetyki, czy o stosowaniu liczników przedpłatowych).



Autor jest Rzecznikiem Odbiorców Paliw i Energii URE



Elektrociepłownia Elbląg Sp. z o.o.

NIEKONWENCJONALNE ŹRÓDŁA ENERGII

Monika Guzenda

W rzeczywistości, w jakiej się obecnie znajdujemy zauważyć można duże uzależnienie różnych gałęzi gospodarki od energii. Wydaje się być niemożliwym funkcjonowanie bez korzystania z najnowszych oferowanych na rynku technik, z których niemal wszystkie działają dzięki dostarczanej im energii. Niestety zasoby źródeł konwencjonalnych nieustannie maleją, a obecna technologia ich pozyskiwania i przetwarzania wpływa w bardzo negatywny sposób na stan środowiska naturalnego.

W związku z powyższym rozsądnym wydaje się dążenie do zastąpienia ich źródłami efektywnymi ekologicznie, których wykorzystanie poprawi stan środowiska naturalnego, zredukuje ilość odpadów oraz pozwoli zaoszczędzić zasoby surowców naturalnych.

Rozwiązaniem problemu może być wykorzystanie alternatywnych źródeł energii, do których zaliczamy źródła korzystające z innych zasobów niż organiczne paliwa kopalne, takie jak paliwa nuklearne, wodór, zasoby odnawialne i odpady nie ulegające biodegradacji.

W odróżnieniu od źródeł konwencjonalnych, do których zaliczamy źródła przetwarzające organiczne paliwa kopalne, takie jak węgiel kamienny, węgiel brunatny, ropa naftowa i gaz ziemny, wykorzystanie alternatywnych źródeł energii pozwoli między innymi na zmniejszenie strat przesyłu energii elektrycznej oraz na zwiększenie sprawności urządzeń generujących energię elektryczną i ciepłą.

Pod uwagę należy wziąć rozwój takich źródeł niekonwencjonalnych jak:

- wodór,
- MHD – energia magneto-hydro-dynamiczna¹⁾,
- ogniwa paliwowe,
- energia wnętrza Ziemi (geotermiczna), w której energię nieodnawialną stanowią gejzery²⁾,
- energia jądrowa.

Wszystkie wymienione powyżej źródła energii mają tą podstawową zaletę, że w niewielki sposób wpływają na środowisko naturalne człowieka oraz przyczyniają się do czystego i niezawodnego wytwarzania energii, któremu towarzyszy znikoma emisja zanieczyszczeń i gazów cieplarnianych. Niestety w ich wykorzystaniu

napotykać można na różnego rodzaju ograniczenia technologiczne (ze względu na postać występowania i możliwości praktycznego wykorzystania) oraz ekonomiczne (związane z dużymi kosztami ich stosowania). Niemniej jednak można stwierdzić, że przyszłość energetyki należy właśnie do nich.

Ogniwa paliwowe

Układy ogniwi paliwowych są powszechnie uznawane za najbardziej obiecującą koncepcję alternatywnego napędu przyszłości, przede wszystkim ze względu na jego ekologiczny charakter. Wielu naukowców i przedsiębiorstw pracuje nad rozwiązaniami dla użytkowników końcowych konstruując systemy mające zastosowania domowe, przemysłowe i motoryzacyjne.

Ogniwa paliwowe są urządzeniami elektrochemicznymi przekształcającymi energię chemiczną paliwa bezpośrednio w energię elektryczną i ciepło (można by zakwalifikować je do klasycznych baterii). Podstawowymi elementami składowymi są: zbiornik na paliwo, anoda, membrana z katalizatorem i katoda. Produkują energię elektryczną wykorzystując paliwo dostarczane w sposób ciągły do jednego z półogniw (anody – elektrody ujemnej), natomiast tlen lub powietrze (jako utleniacz) jest doprowadzany do drugiego z półogniw (katody – elektrody dodatniej), w sposób zabezpieczający przed bezpośrednim kontaktem obu substratów gazowych. Paliwem może być bezpośrednio wodór lub też związek zawierający duże ilości tego pierwiastka – gaz ziemny, metanol³⁾. Amerykańscy inżynierowie chcą wykorzystać jako paliwo martwy plankton opadający na dna mórz i oceanów, gromadzący się jako organiczna materia o dużej zawartości węgla⁴⁾.

Ogniwa paliwowe pracują bez przerwy, jeśli tylko wodór i tlen są doprowadzane do elektrod, a wykonywane są zwykle w postaci modułów o mocy od 5 W do 50 kW, czyli o bardzo szerokim zakresie zmienności mocy elektrycznej.

Ze względu na rodzaj używanego elektrolitu determinującego temperaturę działania układu oraz na rodzaj

1) MHD to metoda bezpośredniego przetwarzania energii cieplnej w energię elektryczną. Sprawność elektrowni z generatorem MHD wynosi 50-60%, a więc o 15-25% więcej niż sprawność elektrowni konwencjonalnej. Paliwem jest gaz ziemny, w przyszłości będzie nim węgiel. Elektrownie z generatorami MHD potrzebują 1,5 raza mniej wody niż elektrownie konwencjonalne i 2,5 raza mniej zanieczyszczają środowisko.

2) Gejzery są wykorzystywane do napędu turbin parowych bezpośrednio lub pośrednio.

3) Firma Hitachi poinformowała o stworzeniu prototypu ogniwa paliwowego wykorzystującego metanol, który razem z powietrzem jest dostarczany bezpośrednio do elektrody. Stężenie metanolu w paliwie wynosi obecnie 20%, ale do czasu masowej produkcji ma zostać podniesione do 30%, przez co zwiększy się jego wydajność.

4) Stworzyli oni ogniwo wodorowe Oscar (*Ocean Sediment Carbon Aerobic Reactor*), wykorzystujące materię organiczną z osadów dennych jako paliwo. Przebieg procesu wytwarzania energii umożliwiła rozproszony w wodzie tlen. Przepływ elektronów, odbywający się tak samo, jak w ogniwach zwykłych, przyspieszają mikroorganizmy żyjące w osadach i w morskiej wodzie.

paliwa, które może być wykorzystane, rozwijane są różne typy ogniw paliwowych:

- AFC – Alkaliczne ogniwa paliwowe (*Alkaline Fuel Cells*),
- PAFC – Ogniwa paliwowe z kwasem fosforowym (*Phosphoric Acid Fuel Cells*),
- SOFC – Ogniwa paliwowe ze stałym tlenkiem (*Solid Oxide Fuel Cells*),
- MCFC – Ogniwa paliwowe ze stopionym węglem (*Molten Carbonate Fuel Cells*),
- PEMFC – Ogniwa paliwowe z membraną wymienną (*Proton Exchange Membrane Fuel Cells*),
- DMFC – Metanolowe ogniwa paliwowe z bezpośrednim zasilaniem (*Direct Methanol Fuel Cells*),
- RFC – Regeneratywne ogniwa paliwowe (*Regenerative Fuel Cells*).

Podstawowymi zaletami ogniw paliwowych jest ich duża sprawność wytwarzania energii elektrycznej oraz nieuciążliwość dla środowiska – ok. 2 ppm NO₂ i ok. 6 ppm CO. Emisja NO_x, SO₂ i CO jest wyjątkowo mała w porównaniu z technologiami opartymi na spalaniu paliwa konwencjonalnego, w związku z czym, w porównaniu z obecnym poziomem emisji z sektora energetyki zawodowej, zastąpienie tradycyjnych metod wytwarzania energii elektrycznej przez ogniwa paliwowe powinno zmniejszyć emisję:

- dwutlenku węgla o 40-60%,
- tlenków azotu o 50-90%.

Kolejną ich zaletą jest możliwość dowolnej lokalizacji elektrowni z ogniwami paliwowymi, które mogą produkować energię w miejscu jej bezpośredniego odbioru, co praktycznie eliminuje straty związane z przesyłem energii elektrycznej i ciepła. Nie wymagają one dużego terenu, co pozwala umieszczać je w środku wielkich miast, zmniejszając nakłady na sieci przesyłowe i rozdzielcze.

Dużym atutem, głównie pod względem ekonomicznym, jest ich budowa oparta na systemie modułowym, przez co mogą powstawać szybko i łatwo można je rozbudować.

Zaletą ogniwa paliwowego jest również to, że może być wykonane w postaci układu skojarzonego, produkującego ciepło i energię elektryczną dla odbiorcy w bezpośrednim sąsiedztwie siłowni, wykorzystując odpadową energię cieplną do ogrzewania pomieszczeń i wody użytkowej oraz do chłodzenia absorpcyjnego⁵⁾. Sprawność generatorów nie zależy od mocy nominalnej urządzenia i stopnia jej wykorzystania, a sterowanie pracą ogniw może być łatwo zautomatyzowane. Istnieje również możliwość szerokiego wprowadzenia elektroenergetyki rozproszonej lub zdecentralizowanej w postaci w pełni zautomatyzowanych agregatów, połączonych w sieć czy pracujących niezależnie, wyko-

5) Małe systemy gospodarki skojarzonej z ogniwami paliwowymi posiadają moc elektryczną 1-10 kW oraz moc cieplną 5-15 kW.

rzystujących lokalne źródła gazu ziemnego, gazu odpadowego czy biogazu.

Bardzo istotnym elementem przemawiającym za wykorzystaniem w energetyce na szerszą skalę ogniw paliwowych jest dbałość o środowisko⁶⁾, gdyż energia produkowana jest bez konieczności tworzenia zwalów żużli i popiołu oraz bez emisji dymów i spalin.

Ogniwa mogą być wykorzystane między innymi w gospodarstwach domowych, biurach, przemyśle oraz transporcie samochodowym, a jedyną wadą energetycznych rozwiązań z zastosowaniem ogniw paliwowych jest obecnie fakt, że otrzymuje się energię elektryczną w formie prądu stałego, która najczęściej musi być przetworzona na energię prądu zmiennego⁷⁾. Bariery rozwoju ogniw paliwowych były wysokie koszty materiałów, które w chwili obecnej, ze względu na postęp w projektowaniu i technologii produkcji podzespołów zostały bardzo zredukowane.

Konstruowanie ogniw paliwowych stało się jednym z priorytetów Unii Europejskiej. W Brukseli została już podpisana umowa o współpracy Unii Europejskiej i Stanów Zjednoczonych w opracowaniu tanich ogniw paliwowych do szerokiego użytku. Bruksela zdecydowała o wydaniu na ten cel przez najbliższe 4 lata kwoty 2,1 mld EUR (w ostatnich 4 latach było to jedynie 120 mln EUR).

Polska nie odbiega pod względem rozwoju tej dziedziny od innych krajów. Na Politechnice Warszawskiej opracowano wodorowy system zasilania awaryjnego PULSTAR oparty o ogniwa paliwowe typu PEM, który jest już produkowany i sprzedawany przez firmę APS Energia Sp. z o.o.⁸⁾

Wodór

Wodór jest najczystszy nośnikiem energii wśród paliw. Należy on do pierwiastków bardzo rozpowszechnionych w przyrodzie, a jego zapasy są praktycznie niewyczerpalne. Stanowi on jedno z najbardziej promowanych paliw alternatywnych przyszłości. Istotnym argumentem dla wykorzystania wodoru jako paliwa jest to, że przemysł chemiczny i metalurgiczny⁹⁾ może łatwo przestawić swe technologie na wykorzystanie go jako nośnika energii (zamiast gazu ziemnego). Może on również służyć do napędu wszelkiego rodzaju środków

6) W przypadku zastosowania wodoru jako paliwa, produktem ubocznym jest jedynie woda i ciepło, natomiast przy wykorzystaniu innych paliw emisja dodatkowych spalin pozostaje na poziomie nieosiągalnym w porównaniu z urządzeniami konwencjonalnymi.

7) W szeregu zastosowań w transporcie prąd stały może jednak być zaletą ogniw paliwowych.

8) System przeznaczony jest dla energetyki i telekomunikacji. PULSTAR zdobył Medal Prezesa SEP na Międzynarodowych Targach „Napędy i Sterowanie/Elektroinstalacje 2003” w Gdańsku.

9) W przetwarzaniu rudy żelaza wodorem można zastąpić węgiel i tlen. Stosując wodór do redukcji rud żelaza, otrzymuje się wodę w postaci silnie przegrzanej pary, którą można wykorzystać dla celów technologicznych.

transportu takich jak samochody, koleje, okręty, statki kosmiczne.

W chwili obecnej produkcja paliwa wykorzystującego wodór nie należy do najtańszych, przez co nie jest jeszcze opłacalna. Przy jego uzyskiwaniu metodą klasycznej elektrolizy (będącą najstarszą metodą produkcji wodoru) zużywa się więcej energii niż można by jej później uzyskać z wodoru. Do pozyskania 1 m³ wodoru potrzeba 3 kWh prądu. Należy jednak zaznaczyć, że 100 mln m³ „wodorowego” paliwa odpowiada 25 tys. ton ropy naftowej. Istnieją jednak inne metody produkcji wodoru do których należą¹⁰⁾: reforming, fermentacja biomasy, fotokonwersja, oraz chemiczna wymiana.

Podstawową zaletą wodoru jest to, że produktem jego spalania jest czysta woda, co przy zastosowaniu go jako paliwa nie wpływa ujemnie na środowisko naturalne. Ma on również małą energię inicjacji zapłonu, przez co jego spalanie jest o 60% sprawniejsze od innych paliw. Większa wartość opałowa i większa lotność wodoru w porównaniu np. z gazem ziemnym pozwala na zwiększenie przepustowości rurociągów wskutek możliwości stosowania większej prędkości wodoru niż gazu ziemnego, co w efekcie umożliwia przesył znacznie większej ilości ciepła w jednostce czasu. Większa lotność powoduje jednak nieco większe straty wodoru w zbiornikach i rurociągach.

Zastosowanie wodoru wiąże się jednak z wieloma trudnościami technicznymi, jak np. silne oddziaływanie chemiczne na metale a także z problemami z przechowywaniem wytworzonego produktu.

Patrząc z perspektywy czasu, wodór wykorzystywany jest najczęściej w ogniach paliwowych, w których stosuje się go jako paliwo.

W porównaniu z energią elektryczną, która w celu zmagazynowania musi być przekształcona w inną postać energii, wodór można łatwo magazynować w postaci gazowej, ciekłej lub stałej. W związku z tym może się on stać najwygodniejszym sposobem magazynowania energii. Do wytworzenia tego gazu z rozkładu wody będącym zużyte nadwyżki energii, a uzyskiwane wielkie ilości wodoru będącym użyte jako czynnik chłodzący kable i urządzenia elektroenergetyczne, wykonane z wysokotemperaturowych nadprzewodników, dzięki czemu zmniejszą się straty przesyłu i rozdziału energii elektrycznej.

Jako czynnik chłodzący, wodór góruje nad powietrzem pod względem pojemności cieplnej i znacznie niższej lepkości¹¹⁾. Generatory chłodzone tym czynni-

kiem mają również mniejsze straty wentylacji¹²⁾, dzięki czemu ich sprawność jest wyższa.

Wodór charakteryzuje się również szczególnymi właściwościami jako paliwo silnikowe, a zasilanie nim silnika powoduje tylko niewielką emisję związków toksycznych do atmosfery, co obrazuje poniższa tabela.

Wodór zastosowany w ogniach paliwowych wytworzony z:	Emisja spalin w g/km	
	NO _x	CO
gazu ziemnego	0,48	0,17
benzyny	0,32	0,32
metanolu	0,64	0,32

Jak wynika z powyższego, zastosowanie wodoru jako paliwa nie spowoduje naruszenia równowagi przyrody, gdyż jego wykorzystanie odbywa się w obiegu zamkniętym, a ze względu na brak w paliwie węgla, w spalinach zasilanego nim silnika praktycznie nie występuje dwutlenek węgla.

Amerykańskie Stowarzyszenie na Rzecz Postępu Nauki (AAAS) ogłosiło, że czysty wodór jako paliwo do samochodów czy energię dla przemysłu, produkować będą mikroskopijne algi, które natura wyposażała w specjalny mechanizm hydrogenezy, umożliwiający „rozkładanie” wody na wodór i tlen. Pozwala to produkować małej aldze czysty gaz – wodór.¹³⁾ Rośliny normalnie wydzielają tlen jako produkt odpadowy, ale kiedy włączą enzym – wydzielają wodór.

W chwili obecnej prace nad wytwarzaniem prądu i ciepła przy udziale wodoru prowadzi wiele koncernów samochodowych mając duże osiągnięcia w tej dziedzinie. Obecnie każdy koncern ma co najmniej jeden model posiadający silnik napędzany alternatywnie, ale przodującymi pod względem nowości technicznych są koncerny japońskie. Koncern Toyota skonstruował model FCHV 4 (*Fuel Cell Hybrid Vehicle*) napędzany wodorem zgromadzonym w specjalnych kuloodpornych i ogniotrwałych butlach, ładowanych pod ciśnieniem 250 atmosfer¹⁴⁾. Zapasy paliwa pozwalają na pokonanie dystansu 250 km bez tankowania.

Duże osiągnięcia w wykorzystaniu alternatywnych źródeł energii mają takie przedsiębiorstwa energetyki cieplnej jak: Buderus, Viessmann, czy Vaillant.

10) W przemyśle światowym, wodór od wielu lat wytwarzany jest głównie z niskowartościowych półproduktów przerobu ropy naftowej, węgla oraz z gazu ziemnego. W ostatnich latach wodór uzyskuje się przez zgazowywanie powietrzem oraz czystym tlenem odpadów komunalnych, szlamów z oczyszczalni ścieków, zużytych opon.

11) Ze względu na to, że jest on bardziej wydajnym czynnikiem chłodzącym niż powietrze stosuje się go przy chłodzeniu wirników dużych generatorów elektrowni o mocach powyżej 100 MW.

12) Jest to osiągalne jedynie przy stosowaniu wodoru o wysokiej czystości, w przeciwnym razie następują straty wentylacji i w konsekwencji obniżenie wytwarzanej mocy.

13) Naukowcy szacują, że mały staw pełen alg jest w stanie wyprodukować tyle wodoru, aby zapewnić paliwo 12 samochodom na tydzień. Litr alg hodowanych na pożywce produkuje blisko 3 mm wodoru w ciągu godziny.

14) Toyota także opracowała alternatywny sposób magazynowania wodoru. Jest to ważka 100 kg „sztaba” metalu, która jest w stanie wchłonąć 2 kg wodoru, co jest równoważne 20 000 litrów gazu. Delikatnie podgrzany stop zaczyna powoli uwalniać wodór.

Firma DaimlerChrysler na światowym zjeździe Inżynierów w Hanowerze w czerwcu 2000 r. zaprezentowała nowy model samochodu elektrycznego Neckar (New Electric Car), w którym właściwym źródłem energii są tzw. stopy ogniwi paliwowych¹⁵⁾, gdzie zachodzi kontrolowana reakcja wodoru ze zbiornika pojazdu z tlenem atmosferycznym. Oprócz czystej wody, usuwanej w postaci pary wodnej, powstaje przy tym energia elektryczna wykorzystywana do napędzania silnika i jego podzespołów.

Jedynym utrudnieniem wiążącym się z zastosowaniem wodoru do napędu silnika jest brak rozwiniętej sieci stacji paliw z dystrybutorami wodoru (niemniej jednak pierwsze dystrybutory już funkcjonują np. w Niemczech) oraz problem jego przechowywania w samochodach.

Energetyka jądrowa

Alternatywnym źródłem energii może być również niezbyt obecnie popularna energetyka jądrowa, której podstawową zaletą w porównaniu z energetyką konwencjonalną jest jej minimalny wpływ na środowisko, co w dzisiejszych czasach jest jednym z głównych argumentów przemawiających za stosowaniem innych niż konwencjonalne procesów wytwarzania energii.

Elektrownie jądrowe budzą wiele kontrowersji, gdyż z jednej strony nie emitują one do atmosfery szkodliwych zanieczyszczeń¹⁶⁾, ale z drugiej budzą obawę w przypadku awarii reaktora.

Jednymi z głównych problemów występujących przy wytwarzaniu energii elektrycznej z energii jądrowej są: utylizacja odpadów powstających podczas spalania paliwa oraz ich transport i składowanie. W większości przypadków wpływa to na decyzję o budowie elektrowni oraz eksploatacji już istniejących.

W przypadku budowy elektrowni jądrowych wadą są również wysokie koszty inwestycyjne – przynajmniej o połowę wyższe niż w przypadku budowy nowoczesnej elektrowni węglowej.

W porównaniu z obecnie stosowanymi konwencjonalnymi nośnikami energii, których wyczerpanie przewiduje się za 50-60 lat, to paliwo jądrowe – obecnie

jest nim uran 235 – jest praktycznie niewyczerpalne¹⁷⁾, a zasoby mogącego go zastąpić uranu 238 są 140 razy większe niż używanego obecnie.

W świecie około 17% energii elektrycznej pozyskiwane jest obecnie z energii jądrowej, i choć nieliczne kraje europejskie postanawiają zrezygnować z tej formy pozyskania energii, to w innych muszą one być budowane jako „zło konieczne”.

Według raportu Międzynarodowej Agencji Energetyki Atomowej na świecie istnieje 428 elektrowni jądrowych o mocy zainstalowanej wynoszącej łącznie ok. 274 GW. Wbrew założeniom niektórych naukowców, że energetyka jądrowa będzie się prężnie rozwijać jako jedna z niewielu opcji mogącej w przyszłości sprostać zapotrzebowaniu na energię elektryczną nie niszcząc środowiska naturalnego, przewidywania Międzynarodowej Agencji Energetyki Atomowej wskazują, że jej udział, wyrażony jako ułamek globalnej produkcji energii, spadnie do ok. 13% w 2010 r. oraz do ok. 10% w 2020 r.

Podsumowując powyżej opisane alternatywne technologie wytwarzania energii należy stwierdzić, że dzięki ich zastosowaniu będzie można przede wszystkim uniknąć dalszego zanieczyszczenia środowiska, ograniczyć wykorzystanie paliw kopalnych a także stworzyć możliwość wyboru postaci energii dla zmieniających się potrzeb użytkowników.

W najbliższych dwudziestu latach zużycie energii na świecie wzrośnie o 50% i osiągnie poziom $20 \cdot 10^{10}$ MWh, w związku z tym konieczne jest poszukiwanie innych niż konwencjonalne źródeł energii, przy wyborze których oprócz argumentów ekonomicznych istotne są również względy ekologiczne charakteryzujące się możliwie najmniejszą uciążliwością dla środowiska.

Omawiane powyżej niekonwencjonalne źródła energii znajdują się w stanie rozwoju, co pozwala także oczekiwać zwiększenia sprawności wytwarzania energii elektrycznej. Poważną barierę stanowią natomiast koszty związane ze stosowaniem nowych technologii, które są często 10 razy wyższe od dzisiejszych, a uzyskiwane obecnie moce są małe, bądź nawet bardzo małe, co na razie nie pozwala na odegranie przez nie poważniejszej roli w pokryciu zapotrzebowania na energię elektryczną.

W związku z powyższym można stwierdzić, że węgiel, ropa, gaz ziemny będą nadal zajmowały wiodącą pozycję w ogólnoświatowym bilansie energetycznym do roku 2050.



Autorka jest pracownikiem Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych URE

15) Obecnie dwa „stopy paliwowe” NECKARA 4 składają się ze 160 pojedynczych ogniwi, „upakowanych” jedno na drugim tak gęsto, że mieszczą się w skrzyni wielkości walizki. Każdy z zespołów ogniwi NECKARA 4 ma moc 35 kW, co w sumie daje 70 kW. Zespoły tych ogniwi dają prąd o natężeniu 340 A. Współczynnik sprawności wynosi średnio 50-80%, co oznacza, że aż do 80% energii chemicznej wodoru może zostać przekształcone na energię elektryczną.

16) Emitowane do atmosfery niewielkie dawki radioaktywne, które w przypadku elektrowni jądrowej o mocy 1 000 MW(e) rocznie wynoszą maksymalnie $5,9 \cdot 10^{14}$ Bq gazów szklarniowych (85 Kr i 133 Xe) i $5,6 \cdot 10^9$ jodu, wystarczy rozcieńczyć do wartości dopuszczalnych zużywając $5,5 \cdot 10^{10}$ m³ powietrza. Dla porównania – aby rozcieńczyć ilość dwutlenku siarki emitowanego przez rok przez elektrownie węglowe o takiej samej mocy, potrzeba aż 100 000 razy więcej powietrza, bo $4,3 \cdot 10^{15}$ m³.

17) Paliwem jądrowym stanie się także tor 232, którego jest 3,5 raza więcej niż używanego obecnie uranu.

EUROPEJSKI RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU – PROJEKTY NOWYCH UREGULOWAŃ KOMISJI EUROPEJSKIEJ

Jacek Biedrzycki, Zofia Janiszewska, Małgorzata Kozak, Piotr Seklecki

W dniu 10 grudnia 2003 r. Komisja Europejska przedstawiła pakiet projektów nowych aktów prawnych¹⁾, obejmujących środki zmierzające do zwiększenia bezpieczeństwa dostaw i poprawy funkcjonowania wewnętrznego rynku energii. W dokumentach tych nacisk położony został na stronę popytową – poprawę efektywności wykorzystania energii i rozwój narzędzi zarządzania popytem, jeśli zaś idzie o podaż – obiektywnie istniejące potrzeby inwestycyjne (główne w zakresie połączeń międzysystemowych) powinny być realizowane zgodnie z uzgodnionymi na szczeblu europejskim planami i priorytetami polityki Unii Europejskiej. Zaproponowane rozwiązania oznaczają nowe obowiązki, nie ograniczając przy tym wolności uczestników budowanego rynku – tworzą ramy, w których swobodnie mogą się poruszać przedsiębiorcy i dzięki którym odbiorcy nie będą narażeni na przerwy w dostawie energii lub jej złą jakość.

W niniejszym tekście zawarte zostało omówienie projektów poszczególnych aktów prawnych, wchodzących w skład tego pakietu.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywności wykorzystania energii i usług energetycznych

Główne cele:

- usunięcie barier w świadczeniu usług energetycznych oraz poprawa efektywności energetycznej;

1) Podstawowe akty prawa wspólnotowego to rozporządzenia (ang. *regulations*), dyrektywy (ang. *directives*), decyzje (ang. *decisions*), zalecenia (ang. *recommendations*) i opinie (ang. *opinions*) (art. 249 Traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską). Rozporządzenie ma zasięg ogólny, jest w całości wiążące dla państw członkowskich oraz jest stosowane bezpośrednio, co oznacza że staje się częścią krajowego porządku prawnego bez konieczności uchwalania aktów prawa krajowego przenoszących przepisy zawarte w rozporządzeniu. Dyrektywa wiąże każde państwo członkowskie, do którego jest kierowana, w odniesieniu do rezultatu, który ma być osiągnięty, pozostawia jednak organom krajowym swobodę wyboru formy i środków. Decyzja wiąże w całości adresatów, do których jest kierowana (adresatem zwykle jest państwo członkowskie). Zalecenia i opinie nie mają mocy wiążącej. Więcej nt. obowiązujących aktów prawa wspólnotowego w odniesieniu do energetyki w: *Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu*, pod red. A. Dobroczyńskiej, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – Biblioteka Regulatora, Warszawa, grudzień 2003 r.

- ustanowienie (dla promowania efektywnego wykorzystania energii) narodowych celów rocznych oszczędności w wysokości 1% średniorocznego finalnego zużycia energii w latach poprzednich;
- doprowadzenie do sytuacji, w której dostawcy detaliczni i/lub dystrybutorzy energii elektrycznej, gazu ziemnego, oleju opałowego i ciepła sieciowego będą brali aktywny udział w rynku usług energetycznych oraz będą w stanie zapewnić ich dostępność dla odbiorców, a także promocję.

Omówienie szczegółowe

Problemy jakie pojawiły się w ostatnich latach, np. nieplanowane przerwy w dostawie energii²⁾, konieczność odtworzenia mocy wytwórczych, działania na rzecz ochrony środowiska³⁾, rozbudowa sieci transeuropejskich (i koszty z tym związane) spowodowały wzrost zainteresowania wsparciem działań na rzecz **zwiększenia efektywnego wykorzystania energii**⁴⁾. Część z państw członkowskich oraz państw kandydujących⁵⁾ stosuje obecnie mechanizmy promujące efektywne wykorzystanie energii.

Komisja Europejska wspierając działania tych państw i zmuszając te, które takich działań jeszcze nie podjęły oraz dążąc do ułatwienia funkcjonowania wspólnego rynku energii elektrycznej poprzez wyzwolenie sił rynkowych (tak aby dostępne środki ekonomiczne oraz zasoby naturalne były lokowane jak najefektywniej) przedstawiła projekt dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej i usług energetycznych⁶⁾.

2) Np. przerwa w dostawie energii we Włoszech – szersza informacja w Biuletynie URE nr 6/2003.

3) Dyrektywa 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania (Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emission of certain pollutants into the air from large combustion plants, Official Journal L 309, 27/11/2001 P. 0001-0021).

4) Według danych zawartych w uzasadnieniu do dyrektywy (*Explanatory Memorandum*) ze względu na bariery istniejące na rynku nie są wykorzystane ogromne możliwości oszczędniejszego wykorzystania energii. I tak do 2010 r. obecne zużycie energii przez odbiorców końcowych mogłoby zostać zmniejszone o 17%.

5) Włochy, Szwecja, Dania, Holandia, Niemcy, Wielka Brytania, Luksemburg, Węgry, Słowacja, Słowenia, Polska.

6) Brussels, 10.12.2003; COM (2003) 739 final; 2003/0300 (COD).

Projekt dyrektywy ma na celu zwiększenie efektywnego wykorzystania energii **przez odbiorców końcowych**⁷⁾ i adresowany jest do przedsiębiorstw dystrybucyjnych oraz przedsiębiorstw prowadzących detaliczną sprzedaż energii.

Państwa członkowskie zostaną zobowiązane do przyjęcia programu realizującego ustalony przez dyrektywę cel w postaci **ograniczenia wolumenu konsumpcji energii** poprzez jej efektywniejsze wykorzystanie. Projekt dyrektywy w Aneksie III określa zakres programów i środków, które mogą być przyjęte przez państwa członkowskie (mogą one dotyczyć m.in. ogrzewania, wentylacji, podgrzewania wody, kuchenek i chłodziarko-zamrażarek, samochodów, bezpłatnego transportu dzieci do szkół i przedszkoli oraz mogą być realizowane przy wykorzystaniu instrumentów fiskalnych i ustalaniu norm, których głównym celem jest zwiększenie efektywnego wykorzystania energii itd.).

Oszczędności osiągnięte poprzez odpowiednie programy i instrumenty zastosowane w poszczególnych państwach członkowskich mają rocznie wynieść **1% ogólnej ilości energii** dostarczonej/sprzedanej odbiorcom końcowym w okresie „bazowym”. Projekt dyrektywy wskazuje metodę, wg której zostanie obliczona wielkość energii dostarczona odbiorcom końcowym w okresie bazowym (Aneks I). Okres w jakim oszczędności w zużyciu energii mają być osiągnięte wynosi maksimum 6 lat i ma trwać nie dłużej niż do 2012 r.

Koszt instrumentów przyjętych w celu osiągnięcia założeń dyrektywy nie może przekraczać wartości korzyści, jakie płyną z ich przyjęcia.

Realizacja powyższego celu będzie odbywała się poprzez zobowiązanie państw członkowskich do wyznaczenia istniejącego (lub powołania nowego, niezależnego w swoich działaniach) **organu lub agencji**, wyposażonego w kompetencje kontrolne i upoważnionego do nadzorowania programów przeprowadzonych przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne i sprzedaży oraz środków zmierzających do osiągnięcia celu.

Stosownie do projektu, państwa członkowskie mają **opracować roczne plany ograniczenia zużycia energii** (poprzez jej efektywne wykorzystanie) w sektorze publicznym. Projekt dopuszcza ustalenie przez państwa członkowskie wytycznych dotyczących wymagań co do zakupów dla sektora publicznego urzędów o małym poborze energii.

Potwierdzeniem wykonania założeń oszczędności będzie przyznanie danemu podmiotowi działającemu na rynku „białego certyfikatu”.

Państwa członkowskie będą zobowiązane do usunięcia wszelkich barier utrudniających wpro-

wienie programów efektywnego wykorzystania energii, dodatkowo mają zapewnić możliwość oferowania przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne oraz podmioty sprzedające energię odbiorcom końcowym nowych usług energetycznych (związanych z programami efektywnego wykorzystania energii), będących integralną częścią dystrybucji (przesyłania) i sprzedaży energii odbiorcom końcowym. Przedsiębiorstwa będą zobowiązane do nieodpłatnego sporządzania dla swoich odbiorców **audytu energetycznego** do czasu, gdy 5% z nich nie będzie korzystało ze świadczonych przez przedsiębiorstwo tych „efektywnościowych” usług energetycznych.

Państwa członkowskie zobowiążą ww. przedsiębiorstwa do przekazywania odbiorcom końcowym **informacji** koniecznych do prawidłowego wdrożenia i wykorzystania programów promujących efektywne wykorzystanie energii. Informacje te będą musiały zawierać dane dotyczące uprzedniej konsumpcji energii, obecnego jej zużycia oraz zapotrzebowania szczytowego danego odbiorcy końcowego.

Projekt dyrektywy zakłada również **kontrolę nad kwalifikacjami** osób pracujących na rzecz przedsiębiorstw, oferujących programy racjonalnego zużycia energii.

Rozwój programów efektywnego wykorzystania energii nie jest możliwy bez stworzenia **mechanizmów wsparcia**. Projekt dyrektywy dopuszcza możliwość ustanowienia przez państwa członkowskie **funduszu** (lub funduszy), który umożliwi wprowadzenie programów, oraz środków promowania rozwoju rynku usług energetycznych, włączając w to promowanie audytów energetycznych, instrumentów finansowego wsparcia programów oraz pomiarów zużywanej energii. Ustanowiony fundusz powinien oferować dotacje, pożyczki, gwarancje finansowe pozwalające na realizację programów. Działania te nie mogą zniekształcać funkcjonowania konkurencji na rynku oraz nie powinny pozostawać w sprzeczności z art. 87 i 88 Traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską⁸⁾.

Środki pochodzące z funduszu (funduszy) ustanowionego przez poszczególne państwa członkowskie będą dostępne dla wszystkich wyspecjalizowanych dostawców usług energetycznych, programów efektywnego wykorzystania energii, niezależnych doradców energetycznych oraz instalatorów urządzeń ograniczających zużycie energii.

Państwa członkowskie będą zobowiązane do ustanowienia **zasad audytów** tak, aby identyfikowały one możliwości oszczędności w zużyciu energii oraz wskazywały, które z dostępnych programów pomogą osiągnąć najlepsze wyniki. Audyty muszą być również dostępne m.in. dla gospodarstw domowych i przedsiębiorstw usługowych.

W celu **zachęcenia odbiorców** końcowych do korzystania z programów efektywnego wykorzystania

7) Stosownie do zaproponowanej w dyrektywie definicji – „odbiorca końcowy” to gospodarstwo domowe, gospodarstwo rolne, zakłady usługowe, przedsiębiorstwa przemysłowe (z pewnymi wyjątkami), transport (z wyłączeniem transportu lotniczego i morskiego).

8) Tekst jednolity, Official Journal C 325, 24.12.2002.

energii, państwa członkowskie zostaną zobowiązane do wprowadzenia przepisów, na mocy których przedsiębiorstwa będą dostarczały odbiorcom końcowym np. przy rachunkach lub w formie materiałów promocyjnych:

- informacji o aktualnej cenie i aktualnym zużyciu energii,
- porównania obecnego zużycia energii i zużycia w takim samym okresie w poprzednim roku w formie wykresu,
- porównania z przeciętnym normalnym zużyciem energii przez odbiorcę z danej kategorii,
- informacji o wpływie zużycia energii na środowisko (ze szczególnym uwzględnieniem poziomu emisji CO₂),
- informacji o dostępnych programach i usługach energetycznych, technicznych specyfikacjach urządzeń o niskim zużyciu energii.

Dodatkowo dyrektywa nakłada na państwa członkowskie szereg **obowiązków informacyjnych** związanych z przekazywaniem danych dotyczących realizacji celów dyrektywy.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady odnośnie działań w celu zabezpieczenia niezawodności dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych

Główne cele:

- zobligowanie państw członkowskich do przejrzystego zdefiniowania polityki równoważenia podaży i popytu (co docelowo umożliwić ma beznakładowe osiągnięcie mocy rezerwowych) oraz do wdrożenia środków zarządzania popytem;
- zobligowanie państw członkowskich do opracowania i wdrożenia standardów dotyczących bezpieczeństwa sieci przesyłowych i dystrybucyjnych;
- zobowiązanie każdego OSP, aby przekazywał narodowemu regulatorowi roczne i/lub wieloletnie strategie inwestycyjne;
- zobowiązanie regulatorów do przedkładania Komisji streszczenia ww. programów inwestycyjnych w celu skonsultowania ich z ERGEG⁹⁾ (Europejska Grupa Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu, powołana decyzją Komisji Europejskiej z 14 listopada 2003 r.) z uwzględnieniem Kierunków Rozwoju Sieci Transeuropejskich o Priorytetowym Znaczeniu dla Interesu Wspólnotowego¹⁰⁾;
- wyposażenie regulatorów w prawo interwencji na rzecz przyspieszenia realizacji projektów a w razie

9) Szerzej o ERGEG w: *Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu*, pod red. A. Dobroczyńskiej, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – Biblioteka Regulatora, Warszawa, grudzień 2003 r.

10) Więcej informacji na ten temat w: *Ostateczne stanowisko w sprawie liberalizacji rynków energii elektrycznej i gazu*, Biuletyn URE nr 1/2003.

konieczności (gdy OSP nie jest w stanie bądź nie chce ukończyć rozpoczętych projektów) w prawo do przeprowadzenia przetargów na ich realizację.

Omówienie szczegółowe

Unia Europejska tworzy obecnie największy na świecie konkurencyjny rynek energii elektrycznej i gazu, a jego wprowadzenie zmieni dotychczasowy tryb podejmowania **decyzji inwestycyjnych**. Wprawdzie decyzje inwestycyjne w warunkach konkurencji powinny stanowić odpowiedź na sygnały rynkowe (głównie ceny), jednakże ceny mogą zmieniać się bardzo szybko, a natura energii elektrycznej i jej społeczne znaczenie upoważniają instytucje rządowe do interwencji w tym obszarze (choćby po to, by nie stwarzać klimatu niepewności). Nowe inwestycje są np. warunkiem sprawnego funkcjonowania zintegrowanego rynku, ponieważ dotychczas brak jest np. odpowiedniej skali połączeń między systemami krajowymi. Czynnikiem generującym potrzebę inwestycji w obszarze wytwarzania energii (przy czym szczególnie pożądane z punktu widzenia polityki UE są źródła odnawialne i źródła generacji rozproszonej) jest wciąż **niepokojąco rosnący popyt** na energię, którego dalszego wzrostu spodziewać się należy także w nadchodzących latach. Z drugiej strony – żeby jednak nie doprowadzić do przeinwestowania, niezbędne jest rozwijanie narzędzi **zarządzania popytem** oraz jak najbardziej precyzyjne określenie **zadań uczestników rynku**.

Dyrektywa w sprawie środków prowadzących do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych¹¹⁾ proponuje wdrożenie rozwiązań zapewniających prawidłowe funkcjonowanie europejskiego rynku energii elektrycznej. Ustala **ramy**, w oparciu o które kraje członkowskie powinny stworzyć ogólne, przejrzyste i nie dyskryminacyjne zasady dotyczące bezpieczeństwa dostaw energii, zgodne z wymaganiami konkurencyjnego rynku. Zawiera rozwiązania prowadzące do wytworzenia bezpiecznego otoczenia dla realizacji nowych inwestycji.

Kraje członkowskie powinny określić (i podać do publicznej wiadomości) **rolę i zakres odpowiedzialności poszczególnych uczestników rynku** (operatora systemu przesyłowego i dostawców) oraz podstawowe wymagania, jakim powinni oni sprostać. W tym celu omawiana dyrektywa daje krajom członkowskim **możliwość nałożenia pewnego rodzaju publicznych zobowiązań na Operatorów Systemu Przesyłowego (OSP) i Operatorów Systemu Dystrybucyjnego (OSD)**, by zapewnić prawidłowe wykonywanie obowiązków przez tych – *de facto* – monopolistów. W porozumieniu z krajami sąsiednimi, kraje członkowskie powinny zagwarantować, że OSP zapewni realizację usług

11) Brussels, 10.12.2003; COM (2003) 740 final; 2003/0301 (COD).

z zachowaniem minimalnych standardów bezpieczeństwa sieciowego. Regulator w kraju członkowskim powinien ustalić i opublikować standardy postępowania OSP i OSD na wypadek przerw w dostawie, spowodowanych awarią systemu przesyłowego.

Wprowadzane środki nie mogą przy tym nadmiernie obciążyć firm nowych oraz takich, które mają małe udziały w rynku (poniżej 5%) a rachunek uwzględniać musi wpływ podejmowanych rozwiązań na cenę energii dla odbiorcy finalnego.

Dyrektywa zaleca wzięcie pod uwagę następujących czynników:

- charakter rynku i możliwość współpracy transgranicznej (w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw);
- przymus ograniczania wzrostu popytu na energię elektryczną, ze względu na wymogi ochrony środowiska;
- konieczność zapewnienia ciągłości dostaw;
- potrzeba zapewnienia odpowiedniego poziomu rezerw mocy lub równoważnych środków po stronie popytowej;
- potrzeba promowania wykorzystania energii wytworzonej w źródłach odnawialnych, w myśl Dyrektywy 2001/77/WE;
- potrzeba różnicowania źródeł wytwarzania, w celu zapewnienia racjonalnej równowagi pomiędzy różnymi rodzajami paliwa pierwotnego;
- potrzeba podejmowania działań zmierzających do wzrostu efektywności energetycznej, zastosowania nowych technologii, w tym technologii zarządzania popytem, technologii w zakresie wykorzystania źródeł odnawialnych i generacji rozproszonej;
- potrzeba nieprzerwanego działania sieci i ciągłych inwestycji modernizacyjnych w celu jej sprawnego działania;
- potrzeba zaopatrzenia w energię po racjonalnych kosztach.

Kraje członkowskie powinny wspierać efektywne wykorzystanie energii, a także wchodzące na rynek nowe przedsiębiorstwa wytwórcze, w celu **zapewnienia równowagi pomiędzy popytem na prąd i dostępnością mocy**. W szczególności powinny zaś wymagać od OSP zapewnienia właściwego poziomu rezerwy mocy lub np. sprawnie działającego, w czasie rzeczywistym, systemu kontroli popytu w godzinach szczytu. Dodatkowo kraje członkowskie powinny rozwijać i wdrażać narzędzia zarządzania popytem, np. wprowadzić instytucję wyłączalnych odbiorców¹²⁾.

Kraje członkowskie zapewnić powinny, że **decyzje inwestycyjne** (zarówno inwestycje sieciowe jak i w moce wytwórcze) uwzględniać będą rosnące potrzeby. Powinny być przy tym wzięte pod uwagę

rosnące możliwości podłączenia źródeł energii odnawialnej (Dyrektywa 2001/77 – rozwój źródeł odnawialnych i 200x/xx – kogeneracja), rosnące możliwości klientów do egzekwowania prawa wyboru dostawcy (Dyrektywa 2003/54) oraz potrzeba zapewnienia wysokiej jakości usług po rozsądnych cenach, szczególnie dla odbiorców w obszarach odległych i izolowanych.

OSP powinni regularnie przedstawiać regulatorowi swoje **zamierzenia inwestycyjne w dziedzinie połączeń transgranicznych**. Taka informacja obejmować może rok lub więcej lat kalendarzowych i uwzględniać powinna:

- istniejące i planowane wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucję i obrót;
- oczekiwany model konsumpcji, pozwalający na podjęcie określonych narzędzi zarządzania popytem;
- potrzebę promowania generacji rozproszonej;
- potrzebę promowania wytwarzania w źródłach odnawialnych;
- regionalne, krajowe i europejskie długoterminowe cele rozwoju, włączając w to cele rozwoju sieci transeuropejskich wprowadzone Decyzją xxx Parlamentu i Rady.

Regulator powinien **skonsultować** takie plany inwestycyjne z Komisją, a zagregowane efekty proponowanych strategii inwestycyjnych powinny zostać przedstawione przez Komisję grupie doradczej ERGEG. W wyniku tych procedur powstać ma **uzgodniony plan** lub plan alternatywny, który byłby wynikiem konsultacji regulatora z OSP. Z zastrzeżeniem art. 87 i 88 Traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską, powinien on także dostarczać bodźców do inwestycji poprzez akceptację stopy zwrotu porównywalnej do średniego kosztu kapitału dla inwestycji z podobnym poziomem ryzyka.

Na wypadek opóźnienia czy błędu spowodowanego przez OSP we wdrażaniu projektu, regulator powinien mieć do dyspozycji **konieczne środki** do zapewnienia, że **postęp we wdrażaniu strategii jest satysfakcjonujący**. Wobec tego powinien on mieć możliwość nakładania kar pieniężnych za opóźnienie w realizacji projektu, wydawania nakazu podjęcia prac (do pewnej, wskazanej daty) lub zlecenia prac kontrahentowi wybranemu w przetargu.

Kraje członkowskie powinny także ustalić zasady nakładania kar za naruszenie innych ustaleń przyjętych w związku z tą dyrektywą i przedsięwziąć wszelkie środki w celu ich wprowadzenia. Kary te muszą być efektywne i odpowiednie (proporcjonalne). Kraje członkowskie powinny powiadomić o zasadach stosowania kar Komisję Europejską najpóźniej do 1 grudnia 2005 r., i niezwłocznie informować o wszystkich związanych z nimi zmianach.

Na wdrożenie wszystkich regulacji wprowadzających w życie ustalenia dyrektywy wyznaczony jest krajom członkowskim termin do 1 stycznia 2006 r. Komisja Euro-

12) Tacy, którzy ze względu na specyfikę swojej działalności zgadzają się, pod pewnymi warunkami (np. za pewną opłatą), na czasowe wyłączenia zasilania.

pejska śledzić będzie ich wdrażanie, a raport o postępach przedstawi Parlamentowi Europejskiemu i Radzie do 31 grudnia 2007 r.

Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady ustalająca wytyczne dla sieci transeuropejskich i zastępująca Decyzje Nr 96/391/EC i Nr 1229/2003/EC

Główny cel to (w szczególności) zintegrowanie przez dostosowanie do zapisów ww. decyzji nowych państw członkowskich.

Omówienie szczegółowe

Proponowana decyzja zastępuje dwie dotychczas funkcjonujące, a mianowicie:

- 1) Decyzję Rady Nr 96/391/EC z 28 marca 1996 r. ustalającą zbiór środków nakierowanych na poprawę atmosfery wokół budowy transeuropejskich sieci energetycznych, oraz
- 2) Decyzję Nr 1229/2003/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. ustalającą zbiór wytycznych dla transeuropejskich sieci energetycznych i zastępującą Decyzję Nr 1254/96/EC.

Nowa Decyzja proponuje połączenie kompetencji podzielonych do tej pory na dwa ww. akty, a więc **upraszcza ona dotychczasowe prawodawstwo** w obszarze transeuropejskich sieci energetycznych.

Za najważniejszy cel projektu decyzji uznać można potrzebę **przeanalizowania** i ewentualnego zmodyfikowania **priorytetowych kierunków rozwoju transeuropejskich sieci energetycznych**. Potrzeba dostosowania projektów oznaczonych jako: „projekty we wspólnym interesie”, „projekty priorytetowe” i „projekty w interesie europejskim”, wynika z faktu poszerzenia UE o dziesięć państw, w tym o Polskę. W wyniku poszerzenia sytuacja na wspólnotowym rynku energii ulegnie zmianie, co wymusza rewizję wytycznych w sprawie transeuropejskich sieci energetycznych.

Przewidywany przez Komisję Europejską wzrost wymiany energii elektrycznej pomiędzy Polską a Niemcami spowoduje **koniczność wzmocnienia połączeń** między systemami naszych państw¹³⁾. Ponadto przewidywane projekty budowy pierścienia bałtyckiego oraz waga, jaką Komisja Europejska przykładła do współpracy z państwami byłego Związku Radzieckiego sprawiają, że pewne inwestycje o znaczeniu kluczowym dla bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej umiejscowione będą właśnie w Polsce. To zaś stwarza możliwości pozyskania dodatkowych środków finansowych na realizację inwestycji ważnych także z punktu widzenia Polski.

13) Obecnie moc przesyłowa połączeń międzysystemowych (z polskiego systemu do systemów pozostałych państw UCTE) wynosi 1 800 MW w normalnym stanie pracy.

Elementem nowowprowadzonym przez projekt decyzji jest wdrożenie **funkcji Europejskiego Koordynatora**, którego zadaniem byłoby promowanie wspólnych metod oceny projektów, doradzanie instytucjom w tym zakresie oraz opiniowanie problematycznych zagadnień w zakresie kierowania pracą sieci. Miałby on także składać coroczne raporty opisujące postępy we wdrażaniu projektów oraz brać udział w dialogu z operatorami sieci, jej użytkownikami, władzami i przedstawicielami społeczności lokalnych w celu pogłębiania wiedzy na temat zapotrzebowania na usługi przesyłowe oraz ograniczeń i parametrów usług wymaganych do optymalizacji wykorzystania infrastruktury objętej projektem.

Poza wymienionymi powyżej elementami, projekt decyzji zawiera ogólne przesłanki w następujących obszarach, z których do najważniejszych zaliczyć można: cele decyzji, kierunki działania, kryteria jakie muszą być spełnione przez priorytetowe (wszystkie rodzaje) projekty inwestycyjne.

Szczegółowe informacje na temat samych projektów inwestycyjnych, oraz uszczegółowionych kryteriów, jakie muszą być przez nie spełnione zawarte będą w **czterech załącznikach** do projektu decyzji. Na dzień dzisiejszy nie są one opracowane, tak więc najistotniejsze elementy projektu decyzji nie są jeszcze znane. Domyślać się można, że projekty, które zamieszczone zostaną w załącznikach do decyzji znajdują się obecnie na etapie opracowywania przez nowe państwa członkowskie. Załączniki te zostaną opracowane po ocenie i selekcji projektów inwestycyjnych przesłanych przez nowych członków UE oraz po weryfikacji projektów zawartych w obecnie jeszcze obowiązującej decyzji z 2003 r.

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie dostępu do gazowych sieci przesyłowych

Główne cele:

- sformułowanie szczegółowych uzgodnień opartych na Wytycznych w Sprawie tzw. Dobrych Praktyk, przyjętych na Forum Madryckim, obejmujących:
 - usługi związane z realizacją TPA oferowane przez OSP,
 - alokację mocy i zarządzanie przeciążeniami, z uwzględnieniem mechanizmów: wtórnego obrotu (mocami przesyłowymi) oraz utraty zamówionych mocy w przypadku ich niewykorzystania (ang. *use it or lose it*),
 - wymogi przejrzystości,
 - strukturę taryf wraz ich wyliczeniem, w tym opłaty za usługi bilansowe;
- opracowanie metody udoskonalania ww. wytycznych;
- zobowiązanie krajowych regulatorów, by zapewnili wdrożenie uzgodnionych wytycznych.

Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE
(stan na 31.01.2004 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Podwyżka w %
Warszawa	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej – Przysucha	3,28
	VT-ENERGO Sp. z o.o. – Żyrardów	0,40
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa Oddział Terenowy w Legionowie	2,10
	PKP CARGO SA – Warszawa	2,14
	PPHU WĘGIELEK Andrzej Tyski – Nasielsk	- 10,08
	VT-ENERGO Sp. z o.o. – Dobrze Miasto	0,70
Szczecin	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Darłowo	- 1,67
	Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Zielona Góra	1,21
	Spółka Komunalna Wschowa Sp. z o.o. w organizacji – Wschowa	- 3,61
Gdańsk	KOMFORT OFFICE Sp. z o.o. – Gdynia	0,37
	Benedykt Edward Nowak Nasza Energia B. Nowak – Sztum	1,35
	Rindipol SA – Chojnice ¹⁾	-
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Ruciane Nida	1,88
	Stomil – Olsztyn SA – Olsztyn	- 3,53
TABEX Sp. z o.o. – Olecko	12,91	
Poznań	Zakłady Azotowe Anwil SA – Włocławek	1,21
	Zakład Remontowo-Budowlany (Gmina i Miasto Lubraniec) – Lubraniec	- 0,05
	Zakład Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Więcbork	9,98
	FRANTSCHACH Świecie SA – Świecie	- 0,72
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Oborniki Wlkp.	0,55
	STOMIL Sp. z o.o. – Środa Wlkp.	4,70
Sydkraft Polska Sp. z o.o. – Poznań	0,87	
Lublin	MEGATEM EC – Lublin Sp. z o.o. – Lublin	5,39
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Łomża	1,68
	Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. – Siemiatycze	0,39
	PEPEESS SA – Łomża	- 2,78
Furnel SA – Hajnówka	- 3,95	
Łódź	Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Wieluń	1,82
	Fagum – Stomil SA – Łódź	1,20
	Energetyka Ciepła Miasta Skarżysko Kamienna	1,90
Wrocław	Zakład Budżetowy Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej (Gmina Lwówek Śląski) – Lwówek Śląski	5,90
	Cukrownia Głogów SA – Głogów	31,26
	HARPEN POLSKA Sp. z o.o. – Wrocław	2,40
Katowice	Przedsiębiorstwo Czesankowa INTERTEX SA – Sosnowiec	1,83
	Zakłady Koksownicze PRZYJAŹŃ – Dąbrowa Górnicza ²⁾	65,15
	ELEKTROWNIA RYBNIK SA – Rybnik	1,76
	Energetyka Cieszyńska Sp. z o.o. – Cieszyn	2,10
	Przedsiębiorstwo Zawiercie SA – Zawiercie	0,14
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „CIEPŁOGAZ” Sp. z o.o. – Krupski Młyn	- 0,66
	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe ADM Sp. z o.o. – Sosnowiec	3,92
	Termkom Sp. z o.o. – Gliwice	0,62
	Kompania Węglowa SA – Katowice	1,37
	Spółdzielnia Mieszkaniowa przy Elektrowni „RYBNIK” – Rybnik ¹⁾	-
PROMOT – CIEPŁOWNIA Sp. z o.o. – Skoczów	- 2,00	
Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe ESOX Sp. z o.o. – Radlin	13,87	
IDEA 98 Sp. z o.o. – Tarnowskie Góry	4,20	
Kraków	BOL – THERM Sp. z o.o. – Bukowno	- 0,24
	EKOPLUS Sp. z o.o. – Kraków	- 15,74
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Tarnobrzeg	0,60
	RAF – ENERGIA Sp. z o.o. – Jedlicze	15,39
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Jarostaw	3,04
	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej (Gmina Nowa Sarzyna)	- 2,97
Firma WAFRO Sp. z o.o. – Brzozów	5,92	

¹⁾ Pierwsza taryfa dla ciepła, dotychczas przedsiębiorstwo nie prowadziło działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło.

²⁾ Wzrost dotyczy średniej wskaźnikowej stawki opłaty za usługi przesyłowe.

Odmowy zatwierdzenia taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE
(stan na 31.01.2004 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Data odmowy
Warszawa	Dalkia Termika SA – Kraków	18.12.2003
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Sochaczew	19.12.2003
	ABB Sp. z o.o. – Warszawa	30.12.2003
	Dalkia Termika SA – Jędrzejów	31.12.2003
	Agencja Własności Rolnej Skarbu Państwa – Warszawa	14.01.2004
Kraków	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej GEOTERMIA PODHALAŃSKA SA – Szaflary	8.12.2003

Zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej
(stan na 17.02.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ENMECH” Sp. z o.o.	23.12.2003 r.
2	Ciepłownia Siemianowice Sp. z o.o.	23.12.2003 r.
3	Zakład Elektroenergetyczny H. Cz. ELSSEN Sp. z o.o.	23.12.2003 r.
4	Stocznia Marynarki Wojennej PP	23.12.2003 r.
5	Huta „Batory” SA w upadłości	31.12.2003 r.
6	Elektrownia Bełchatów SA	9.01.2004 r.
7	Zakład Remontowo-Energetyczny „Zamet – Remont i Energetyka” Sp. z o.o.	23.01.2004 r.
8	BHH – MIKROTECH Sp. z o.o.	23.01.2004 r.
9	Aluminium Konin – Impexmetal SA	23.01.2004 r.
10	Zakład Energoelektryczny „Ergo-Stil” SA	30.01.2004 r.
11	Zakłady Chemiczne „Rokita” SA	30.01.2004 r.
12	KGHM „Polska Miedź” SA	30.01.2004 r.
13	FENICE POLAND Sp. z o.o.	30.01.2004 r.
14	Korporacja Budowlana „FADOM” SA	30.01.2004 r.
15	Zakład Energetyki – Blachownia Sp. z o.o.	6.02.2004 r.
16	ABB Sp. z o.o.	6.02.2004 r.
17	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe „STOREM” Sp. z o.o.	6.02.2004 r.
18	ELANA SA	17.02.2004 r.
19	Kopalnia Węgla Brunatnego „Bełchatów” SA	17.02.2004 r.

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla energii elektrycznej
(stan na 17.02.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakłady Wyrobów Metalowych „SHL” SA	23.12.2003 r.
2	Fabryka Łożysk Toczących – Kraśnik SA	31.12.2003 r.
3	Elektrownia Opole SA	31.12.2003 r.
4	Zarząd Morskiego Portu Gdańsk SA	9.01.2004 r.
5	Huta „Andrzej” SA w upadłości	23.01.2004 r.
6	Zakłady Azotowe Kędzierzyn SA	30.01.2004 r.
7	BHH – MIKROTECH Sp. z o.o.	17.02.2004 r.
8	Zakłady Koksownicze „Przyjaźń”	17.02.2004 r.
9	Zakłady Azotowe „Puławy” SA	17.02.2004 r.
10	Zakłady Górniczo-Hutnicze „Bolesław” PP	17.02.2004 r.

Ustalenie okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych w taryfie dla energii elektrycznej
(stan na 9.02.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA	23.12.2003 r.

Zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych
(stan na 9.02.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ SA	17.12.2003 r.
2	Dolnośląskie Zakłady Usługowo-Produkcyjne „DOZAMEL” Sp. z o.o.	23.12.2003 r.
3	Zakład Elektroenergetyczny H. Cz. „ELSEN” Sp. z o.o.	31.12.2003 r.
4	Zakłady Chemiczne „SIARKOPOL” Tarnobrzeg Sp. z o.o.	31.12.2003 r.
5	Huta Pokój SA	9.01.2004 r.
6	Zakłady Mechaniczne „Bumar-Łabędy” SA	9.01.2004 r.
7	FENICE POLAND Sp. z o.o.	23.01.2004 r.
8	Zakład Czynn timerów Energetycznych Sp. z o.o.	30.01.2004 r.
9	Zakład Usług Gazowniczych LOKGAZ Sp. z o.o.	30.01.2004 r.

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla paliw gazowych
(stan na 9.02.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	17.12.2003 r.
2	Energomedia Sp. z o.o.	17.12.2003 r.
3	Huta „Andrzej” SA w upadłości	23.01.2004 r.
4	Grupa „Kęty” SA	23.01.2004 r.

Odmowa zatwierdzenia taryfy dla paliw gazowych
(stan na 9.02.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Gazociągi Zachodniopomorskie Sp. z o.o.	17.12.2003 r.

**Ustalenie okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych
w taryfie dla paliw gazowych**
(stan na 9.02.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ SA	17.12.2003 r.
2	Dolnośląskie Zakłady Usługowo-Produkcyjne „DOZAMEL” Sp. z o.o.	23.12.2003 r.
3	Zakład Elektroenergetyczny H. Cz. „ELSEN” Sp. z o.o.	31.12.2003 r.
4	Zakłady Chemiczne „SIARKOPOL” Tarnobrzeg Sp. z o.o.	31.12.2003 r.
5	Huta Pokój SA	9.01.2004 r.
6	Zakłady Mechaniczne „Bumar-Łabędy” SA	9.01.2004 r.
7	FENICE POLAND Sp. z o.o.	23.01.2004 r.
8	Zakład Czynn timerów Energetycznych Sp. z o.o.	30.01.2004 r.
9	Zakład Usług Gazowniczych LOKGAZ Sp. z o.o.	30.01.2004 r.

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE NA WNIOSEK (stan na 9.02.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	EKOIL Sp. z o.o.	02-017 Warszawa, Al. Jerozolimskie 123	Opc
2	Zakład Obrotu Paliwami „SAS-OIL” Sp. z o.o.	02-651 Warszawa, ul. Garażowa 4	Opc
3	ORLEN TRANSPORT WARSZAWA Sp. z o.o.	05-080 Izabelin, ul. Estrady 8	Opc
4	„MIX-BUD BIS” E. i D. Miśta Spółka Jawna	05-140 Serock, ul. Pułtуска 112	Opc
5	Firma Handlowa „AWDIKO” Witold i Halina Dzik Spółka Jawna	05-300 Mińsk Mazowiecki, ul. Batorego 1	Opc
6	„M.J.OIL” Sp. z o.o.	05-850 Ożarów Mazowiecki, Bronisze, ul. Świerkowa 4	Opc
7	Zespół Elektrowni Ostrołęka SA	07-401 Ostrołęka, ul. Elektryczna 5	Oee
8	TARGOR-TRUCK Sp. z o.o.	07-411 Rzekuń, Ławy 97	Opc
9	Przedsiębiorstwo Transportowe Handlu Wewnętrznego	10-421 Olsztyn, ul. Składowa 5	Opc
10	Jerzy Lubiecki – Dystrybucja Gazu Orzysz Jerzy Lubiecki	12-250 Orzysz, Rynek 6	Opc
11	Anatol Wasiluk – Zakład Naprawy Stacji Paliw „TOL-PAL”	17-100 Bielsk Podlaski, ul. Topolowa 9	Opc
12	Adam Kozłowski – Auto-Myjnia Sprzedaż Paliw Adam Kozłowski	19-400 Olecko, ul. Lipowa 1a	Opc
13	PETROMONT Sp. z o.o.	21-025 Niemce, ul. Przemysłowa 13	Opc
14	Barbara Łukasiewicz – Stacja Paliw „STA-SIN”	21-030 Motycz, Stasin 104F	Opc
15	Jerzy Groszek – „OPAL” Jerzy Groszek	21-100 Lubartów, ul. Słowackiego 10	Opc
16	Przedsiębiorstwo Państwowe Jaroszuk Spółka Jawna	21-300 Radzyń Podlaski, ul. Wisznicka 67	Opc
17	PKP Linia Hutnicza Szerokotorowa	22-400 Zamość, ul. Szczebrzeska 11	Opc
18	Piotr Pędziwiatr, Bogdan Oleszek – „BOMAX” SC	23-400 Biłgoraj, ul. Krzeszowska 61/107	Opc
19	CERAMIKA SERWIS Sp. z o.o.	26-300 Opoczno, ul. Piotrkowska 83-89	Opc
20	Iwona Czajkowska – Firma Handlowo-Uslugowa	26-600 Radom, ul. Sucha 2/2	Opc
21	Tomasz Rozmus, Jarosław Pałka – IMPERIAL SC	30-663 Kraków, ul. Wielicka 181a	Opc
22	CEMBET STACHNIK Spółka Jawna	30-741 Kraków, ul. Domagały 2	Opc
23	Bogdan Zarzeczny – Usługi Diagnostyczne Pojazdów „Bogdan Zarzeczny”	32-020 Wieliczka, ul. Siercza 1	Opc
24	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „UM-SAMET” Sp. z o.o.	32-050 Skawina, ul. Krakowska 28A	Opc
25	SIGMA Sp. z o.o.	32-500 Chrzanów, ul. Sokoła 4	Opc
26	Piotr Mrugała, Robert Czaja – „FORCAR” Mrugała Piotr, Czaja Robert Spółka Jawna	34-400 Nowy Targ, ul. Kolejowa 169	Opc
27	Krystyna Michalska-Paff – Stacja Paliw Auto Myjnia	34-500 Zakopane, ul. Pocztowców 1	Opc
28	Alina Falandysz – Stacja Paliw „ALFA”	37-418 Krzeszów, Kamionka Kolonia 37	Opc
29	Fundacja Pomocy Edukacyjnej dla Młodzieży im. Heleny i Tadeusza Zielińskich	37-500 Jarosław, ul. gen. Zielińskiego 4	Opc
30	ARNET Aneta i Artur Teper Spółka Jawna	38-500 Sanok, ul. 1000-Lecia 83	Opc
31	Tadeusz Tarapata – Zakład Usługowo-Produkcyjny	39-332 Tuszów Narodowy 196	Opc
32	„Południowy Koncern Energetyczny” SA	40-389 Katowice, ul. Lwowska 23	Oee
33	Przemysław Rusiecki – PHU „PETROMEL” Rusiecki Przemysław	41-215 Sosnowiec, ul. Wopistów 15b	Opc
34	JURWITT W. Jurczyk, W. Bulski Spółka Jawna	42-400 Zawiercie, ul. Mrzygłodzka 313	Opc
35	Baza Transportu Samochodowego Sp. z o.o.	42-523 Dąbrowa Górnicza, ul. Koksownicza 1	Opc
36	Wilhelm Hachuła – Instalacje Hydrauliczne Hachuła Wilhelm	43-220 Bojszowy, ul. Dąbrowskiej 53	Opc
37	Marek Strządała, Krzysztof Rzyman – KAMARI SC	43-246 Strumień-Zabłocie, ul. Skotnicka 46	Opc
38	Bartosz Hołowka – HOMAX-BIS	43-344 Bielsko-Biała, ul. Księży Las 10	Opc

39	Mirosław Koziarz – UNITRADE	43-600 Jaworzno, ul. Rzemieśnicza 16	Opc
40	Bartosz Ożóg – Firma Handlowa „MOTO-OIL” Bartosz Ożóg	44-100 Gliwice, ul. Kolberga 46a	Opc
41	ELMAR Sp. z o.o.	45-129 Opole, ul. Kępska 12	Opc
42	ELTRANS Sp. z o.o.	46-021 Brzeziny, gm. Dobrzeń Wielki	Opc
43	Bogdan Tomaszek – „TRANS-GAZ”	53-437 Wrocław, ul. Grabiszyńska 84/4	Opc
44	MAR-TOM Sp. z o.o.	55-080 Kąty Wrocławskie, ul. Rynek 6	Opc
45	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „PAULA” Sp. z o.o.	61-695 Poznań, ul. Dąbrowskiego 262/280	Opc
46	Spółdzielnia Transportu Wiejskiego	63-500 Ostrzeszów, ul. Składowa 1	Opc
47	Włodzimierz Marcinkowski – MAR-TRANS	64-010 Krzywiń, Łuszkowo 84	Opc
48	SOLAN Sp. z o.o.	70-473 Szczecin, ul. Wojska Polskiego 29/21	Opc
49	K & K Królikowski Robert, Kuś Piotr Spółka Jawna	70-795 Szczecin, ul. Lisia 22	Opc
50	Anna Klotz, Artur Klotz – ONYX	70-812 Szczecin, ul. Pomorska 115B	Opc
51	HURTEX Sp. z o.o.	76-200 Słupsk, ul. Przemysłowa 34	Opc
52	Dariusz Szczepański – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „AUTO-DAREX”	81-127 Gdynia, ul. Śmidowicza 48	Opc
53	„EL-WIL” Sp. z o.o.	82-300 Elbląg, ul. Nowodworska 27	Opc
54	Frantschach Świecie SA	86-100 Świecie, ul. Bydgoska 1	Pee, Oee
55	Antoni P. Kowalski – Zakład Produkcyjno- -Handlowo-Uslugowy „KAMA Kowalski”	87-630 Skępe, Rumunki Skępskie	Opc
56	Zakłady Azotowe „ANWIL” SA	87-805 Włocławek, ul. Toruńska 222	Ppg, Opg
57	Zofia Odejewska – Firma Handlowa „EKO-OLEJ”	89-600 Chojnice, ul. Wybickiego 2	Opc
58	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe KEW W. Koźmiński Spółka Jawna	93-441 Łódź, ul. Wiekowa 13	Opc
59	JAWO Sp. z o.o.	95-050 Konstancinów Łódzki, ul. Kolejowa 48	Opc
60	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „BENZ-HURT” Jan Zalewski, Tadeusz Zajda Spółka Jawna	98-100 Łask, ul. Warszawska 133	Opc

Legenda:

- 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 OTRZYMAŁY PROMESY KONCESJI

(stan na 9.02.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	Energia Praszka Sp. z o.o.	49-300 Praszka, Plac Grunwaldzki 13	Ppg, Opg
2	US.EN.EKO Sp. z o.o.	00-542 Warszawa, ul. Mokotowska 59	Ppg, Opg

Legenda:

- Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych
 Opg – obrót paliwami gazowymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE ZŁOŻYŁY WNIOSKI KONCESYJNE

(stan na 9.02.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	BDK Sp. z o.o.	00-613 Warszawa, ul. Chałubińskiego 8
2	Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o.	00-876 Warszawa, ul. Ogrodowa 59A
3	„Orions” Sp. z o.o.	01-355 Warszawa, ul. St. Konarskiego 63
4	Auto-Gaz Anna Kopec	01-922 Warszawa, ul. Conrada 7
5	Stacja Paliw PAKS Sp. z o.o.	02-044 Warszawa, ul. Mianowskiego 5/7
6	EKA-SERWIS Sp. z o.o.	02-672 Warszawa, ul. Domaniewska 41
7	TRAKT Norbert Dziuba, Katarzyna Markiewicz	02-777 Warszawa, ul. Cynamonowa 43
8	MARCO-OIL Blanka Katarzyna Kotkiewicz	04-161 Warszawa, ul. Komorska 50 m. 4/6
9	CeBeKa	04-637 Warszawa, ul. IX Poprzeczna 3
10	Petrosystem K. Niciński, M. Stęniak, M. Dobrański	04-696 Warszawa, ul. Chorzowska 43A
11	Stanisław Pariaszewski	05-620 Błędów, Wólka Gołoska 42
12	Zakład Usług Komunalnych	05-660 Warka, ul. Farna 2
13	DAPOL G. Bednarski, D. Bednarski	09-230 Bielsk, ul. Zagroba 39
14	ZEC Sp. z o.o.	11-010 Barczewo, ul. Wojska Polskiego 15
15	PHU Henryk Wasniewski	11-230 Bisztynek, ul. Kolejowa 11
16	„PLnnt Co” Sp. z o.o.	15-111 Białystok, Al. 1000-lecia PP 4
17	PHU „EKO-PAL” Spółka Jawna L. Daniluk & M. Sacharewicz	17-100 Bielsk Podlaski, ul. Sikorskiego 30
18	Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o.	17-300 Siemiatycze, ul. Armii Krajowej 26
19	SETON Spółka Jawna K. Cichocki & R. Matusiewicz	19-321 Nowa Wieś Elcka, ul. Elcka 9B
20	„KOMES OIL” Sp. z o.o.	20-020 Lublin, ul. Lipowa 3
21	„INPEL” Sp. z o.o.	20-093 Lublin, ul. Witolda Chodźki 3/8-9
22	„KRAS-TANK” Spółka Jawna Stanisław Gontarz & Tadeusz Gontarz	22-440 Krasnobród, ul. 3-go Maja 77
23	Krzysztof Wójtowicz	24-200 Bełżyce, ul. Klarnera 13
24	„MAR-GAZ” Piłat Piotr, Iwanowska Mieczysława	25-214 Kielce, ul. Wrzosowa 1
25	Stacja Paliw „LOTOS” SC Lipiec Władysław, Longina, Joanna, Marta	26-060 Chęciny, Wrzosy
26	Spółdzielnia Mieszkaniowa Lokatorsko-Własnościowa „NASZ DOM” w Opocznie	26-300 Opoczno, ul. Partyzantów 45
27	Sprzedaż Oleju Opałowego Norbert Dziuba	26-425 Odrzywół, Wysokin, ul. Warszawska 6
28	PHU KOSCAN Auto-Gaz Serwis	26-600 Radom, ul. Słowackiego 257
29	PUH Andrzej Szymik MATEO	31-831 Kraków, ul. Fatimska 18/24
30	„Alwernia-Chrom” Sp. z o.o.	32-566 Alwernia, ul. Olszewskiego 25
31	Tankpol Grzegorz Osiewski	33-300 Nowy Sącz, ul. Barbackiego 101
32	Marian Zaremba	33-370 Muszyna, ul. Powroźnik 58
33	Stacja Paliw STHU Krystyna Cwalina	34-400 Nowy Targ, ul. Ludźmierska 24
34	„TROJAN” Sp. z o.o.	35-327 Rzeszów, ul. Łukasiewicza 8A
35	FHU Ryszard Czajkowski	37-632 Stary Dzików, ul. Kustronia 3
36	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowo-Transportowe „METEOR” Sp. z o.o.	40-028 Katowice, ul. Francuska 70
37	„Imperia” Sp. z o.o.	40-045 Katowice, ul. Narcyzów 2/6
38	PHU „TIR-EX” Billewicz Aleksander	40-217 Katowice, ul. Wrocławska 32/37
39	ATC Sp. z o.o.	40-842 Katowice, ul. Daszyńskiego 47
40	Firma Handlowa Andrzej Kucz	41-400 Mysłowice, ul. Wielka Skotnicka 92c/3
41	Dorota Chmielarska Stacja Paliw	41-403 Chelm Śląski, ul. Chelmska 193a
42	KOST-BET Zygmunt, Paweł, Krzysztof Matyjowie Spółka Jawna	42-120 Miedźno, ul. Ułańska 15
43	FUH „TANC” SC Maria Kasprzak, Stanisław Przygoda	42-151 Waleńców, ul. Szkolna 39
44	Gmina Herby	42-284 Herby, ul. Lubliniecka 33
45	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „EMER” Mariusz Ruszkowski	42-500 Będzin, ul. Bursztynowa 13/15
46	SOB-POL Przedsiębiorstwo Wielobranżowe	42-575 Strzyżowice, ul. Kościuszki 65
47	„TIM” Sp. z o.o.	43-190 Katowice, ul. Roździeńskiego 188b

48	FHU „QBE” Jarosław Zydek	43-384 Jaworze, ul. Zacisza 117
49	FRYBUD Sp. z o.o.	43-386 Świętoszówka, ul. Bielska 7
50	PHU HUBERTUS II Daniel Szymura	44-240 Żory, ul. Okrężna 5
51	KBK II SC Zbigniew Kijowski, Jan Kruszelnicki	45-315 Opole, ul. Chłodna 4
52	Zakład Elektro-Mechaniczny Sp. z o.o.	46-100 Namysłów, ul. Pułaskiego 4
53	PPHU „AGROPLON” Małgorzata Wolczańska, Ryszard Wolczański	46-134 Głuszyna, ul. Główna 38
54	„VERSUM” Sp. z o.o.	49-120 Dąbrowa k/Opola, ul. Spółdzielcza 3
55	Rolne Gospodarstwo Pomocnicze przy Powiatowym Zespole Szkół Nr 1 w Krzyżowicach	50-040 Kobierzyce, Krzyżowice, ul. Główna
56	PETRO COMPLEX Sp. z o.o.	50-077 Wrocław, ul. Kazimierza Wielkiego 7
57	KERAD Sp. z o.o.	51-351 Wrocław, ul. Kowieńska 8
58	GAL-EKO Sp. z o.o.	52-212 Wrocław, ul. Szczepowa 13
59	PHU GAZ-SOWA Sówka Małgorzata	54-130 Wrocław, ul. Balonowa 23/10
60	NOWAK POLAND Sp. z o.o.	58-105 Świdnica, ul. Zamenhofska 4
61	Energetyka Ciepina w Kamiennej Górze Sp. z o.o. w organizacji	58-400 Kamienna Góra, ul. Szpitalna 4a
62	Jeleniogórskie Elektrownie Wodne Sp. z o.o.	58-500 Jelenia Góra, ul. Wincentego Pola 47
63	MJM Sp. z o.o.	58-580 Szklarska Poręba, ul. Armii Krajowej 1c
64	PHU „Modit” Iwona Wojtczak	60-538 Poznań, ul. Kościelna 44/23
65	MAT-OIL Sp. z o.o.	61-371 Poznań, ul. Romana Maya 1
66	OIL-HURT	62-025 Kostrzyn, ul. Chopina 31
67	Spółdzielnia Kółek Rolniczych	62-060 Stęszew, ul. Bukowska 10
68	Dom Handlowy Teresa Leń	62-840 Koźminek, ul. Pietrzyków 49
69	PPHU „EKO-LUX” K. Wielanćzyk, K. Wilczyński, J. Paszkiewicz SC	63-800 Gostyń, ul. Lipowa 1a
70	PW TWARDY Anna i Gabryiel Twardy Spółka Jawna	63-900 Rawicz, ul. Poznańska 9
71	SEZAM Mirosław Stasik	64-000 Kościan, ul. Surzyńskiego 42
72	„BOSMAN” Sp. z o.o.	64-000 Kościan, ul. Śmigielska 55
73	„KADA” Jolanta Perz Handel Paliwami Olejami Usługi	64-420 Kwilicz, ul. Klonowa 5
74	Zakład Karny	64-510 Wronki, ul. Partyzantów 1
75	„Quattro” SC	64-600 Oborniki, ul. Łukowska 11
76	„AUTO-BENZ” Sp. z o.o.	66-400 Gorzów Wlkp., ul. Niemcewicza 31
77	PUH „SZEJTAN”	66-400 Gorzów Wlkp., ul. Spichrzowa 6
78	DIRECT PHU	70-475 Szczecin, Al. Wojska Polskiego 48/7
79	PHU „NAFT-TURYST” Spółka Jawna Stanisław Wymysłowski, Krzysztof Gibki	72-200 Nowogard, ul. Bohaterów Warszawy 64A
80	„ODEJEWSKI-ODAN” Sp. z o.o.	77-300 Człuchów, Sieroczyzna
81	VICTORIA CYMES Sp. z o.o.	78-600 Wałcz, ul. Kołobrzaska 43
82	PHU „ANEL”	78-651 Mirosławiec, Osiedle XXX-lecia LLP 37/14
83	Verlag Sp. z o.o.	80-838 Gdańsk, ul. Targ Rybny 10C/1
84	ARCTURUS Sp. z o.o.	80-890 Gdańsk, ul. Jana Heweliusza 11
85	PETROL MTM Sp. z o.o.	81-208 Gdynia, ul. M. Kopernika 129
86	GIGATERM INVESTMENT SERWIS Sp. z o.o.	81-531 Gdynia, ul. Wielkopolska 280
87	PPHU „KAMAL” Sp. z o.o.	81-820 Sopot, ul. 23-go Marca 85/1
88	PHU EL-MIAŁ Jan Kaczmarek	82-300 Elbląg, ul. H. Sienkiewicza 2/2
89	Usługi Transportowo-Handlowe „WILDPOL” Ireneusz Wildman	83-210 Zblewo, ul. Kasztanowa 3
90	PHU ARKOPOL Arkadiusz Kubalewski	86-005 Białe Błota, ul. Cukiernicza 6a
91	PHU Krzysztof Nowicki	86-120 Pruszcz, ul. Poniatowskiego 1
92	Firma Handlowo-Usługowa „DOBGAZ” Krzysztof Białoskórski	87-610 Dobrzyń, Plac Wolności 11
93	„AUTO-WIS” Sp. z o.o.	96-503 Sochaczew, ul. Wyszogrodzka 141
94	DESTRA Sp. z o.o.	97-300 Piotrków Trybunalski, ul. Metalowców 10
95	Firma EKO TANK Grzegorz Gaik	97-500 Radomski, ul. Świętej Jadwigi Królowej 6/15
96	PHU „PETROPOL”	98-273 Klonowa, ul. Czajkowska 20-22

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ZMIENIONO WARUNKI KONCESJI

(stan na 9.02.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Numer decyzji	Zakres zmiany
1	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „FLUPAL” Sp. z o.o.	76-200 Słupsk, ul. Kilińskiego 45	2.12.2003	WCC/1041B/3819W/OGD/2003/DJ PCC/1026B/3819W/OGD/2003/DJ	ZPIZPD ^{*)}
2	RINDIPOL SA	89-620 Chojnice, ul. Przemysłowa 4	3.12.2003	WCC/1072A/3907W/OGD/2003/AR PCC/1050A/3907W/OGD/2003/AR	ZPIZPD oraz zmiana nazwy i adresu firmy
3	FENICE-POLAND Sp. z o.o.	43-300 Bielsko-Biała, ul. Grażyńskiego 141	4.12.2003	PCC/817P/9257W/OKA/2003/PP	ZPIZPD
4	Janusz Tatański, Zbigniew Tatański, Adam Jaworski PHU „ETOLL” Spółka Jawna	57-100 Strzeliń, ul. Żąbkowicka 32	5.12.2003	OPC/324B/3110W/2/2003/ALK	zmiana nazwy i formy prawnej firmy
5	Pośrednictwo w Sprzedaży Paliw Płynnych „SOLAN” Jerzy Kiciński, Sławomir Kiciński Spółka Jawna	72-510 Wolin, Ostromece 65	5.12.2003	OPC/2338B/3861W/2/2003/MJ	zmiana formy prawnej
6	Stacja Paliw „BASIA” Trzaskalski Grzegorz, Pokorski Andrzej, Stawowski Waldemar Spółka Jawna	99-300 Kutno, ul. Skłęczkowska 25	5.12.2003	OPC/859B/895W/2/2003/ALK	zmiana nazwy i formy prawnej firmy
7	Zakłady Energetyki Ciepłej SA	40-025 Katowice, ul. Scigaly 14	9.12.2003	WCC/146G/136W/OKA/2003/PS PCC/157C/136W/OKA/2003/PS WEE/118A/136W/OKA/2003/PS	zmiana formy prawnej przedsiębiorstwa
8	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	12-200 Pisz, ul. Mickiewicza 39	10.12.2003	PCC/545B/274W/OGD/2003/SA	ZPIZPD
9	Wiesław Plonka – Firma Produkcijno-Handlowo-Usługowa „Krystyna”	32-010 Kocmyrzów, Prusy 125	11.12.2003	OPC/834A/875U/2/2003/ALK	konieczność dostosowania zapisów koncesyjnych do rzeczywistego zakresu prowadzonej działalności
10	MARK-POL Sp. z o.o.	65-775 Zielona Góra, ul. Zacisze 3	15.12.2003	OPC/2419A/3773W/2/2003/ALK	zmiana siedziby firmy
11	Stacja Paliw „ETYL” Falkowski, Giżyński Spółka Jawna	10-603 Oliszyn, ul. Metalowa 3	16.12.2003	OPC/1842A/2383W/2/2003/MJ	rozszerzenie zakresu działalności
12	Rafineria Nafcy „JEDLICZE” SA	38-460 Jedlicze, ul. Trzeciejskiego 14	16.12.2003	WPC/9A/1154W/2/2003/MJ MPC/123A/1154W/2/2003/MJ	rozszerzenie przedmiotu i zakresu działalności
13	LOTOS Partner Sp. z o.o.	81-339 Gdynia, ul. Polska 1d	16.12.2003	OPC/2514C/4099W/2/2003/AS	ZPIZPD
14	ENERGA Zakład Oświetlenia Sp. z o.o.	81-809 Sopot, ul. Grotgiera 7	16.12.2003	PEE/57A/2778W/1/2003/MS OEE/59A/2778W/1/2003/MS	restrukturyzacja firmy
15	Wspólne Przedsiębiorstwo „PROMEX” Spółka Jawna T. Ciarkowski, M. Czechowski	83-000 Pruszczyk Gdańsk, ul. Zastawna 1	16.12.2003	WCC/69D/384W/OGD/2003/SK PCC/76D/384W/OGD/2003/SK	ZPIZPD
16	DARJAGA Sp. z o.o.	01-445 Warszawa, ul. Ciołka 11A/210	17.12.2003	MPC/117A/2993W/2/2003/ALK OPC/2132A/2993W/2/2003/ALK	zmiana siedziby firmy
17	Zespół Ciepłowni Przemysłowych CARBO ENERGIA Sp. z o.o.	41-700 Ruda Śląska, ul. Szyb Walenty 32	17.12.2003	WCC/70D/207W/OKA/2003/PS	ZPIZPD

18	Przedsiębiorstwo Wodociągów, Kanalizacji i Ciepłownictwa „PEWIK” Sp. z o.o.	82-550 Prabuty, ul. Kwidzyńska 15	17.12.2003	WCC/403B/723W/OGD/2003/CW	ZPiZPD
19	Zakład Produkcji Ciepła Zory Sp. z o.o.	44-240 Zory, ul. Węglowa 11	18.12.2003	WCC/792B/9297W/OKA/2003/KR	ZPiZPD
20	Zespół Elektrociepłowni Poznańskich SA	60-960 Poznań, ul. Gdyńska 54	18.12.2003	WCC/194G/1270W/OPO/2003/AJ	ZPiZPD
21	ZelGaz Sp. z o.o.	65-602 Zielona Góra, ul. Miodowa 3	18.12.2003	WCC/1066B/4160/OSZW/2003/RN	zmiana zakresu prowadzonej działalności
22	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	74-300 Mysłibórz, ul. Lipowa 13	18.12.2003	WCC/42D/389/OSZ/W/2003/CK	zmiana zakresu prowadzonej działalności
23	BIO-ENERGIA Sp. z o.o.	82-340 Tolkmicko, ul. Sportowa 1	18.12.2003	PCC/1056A/4363W/OGD/2003/SA	ZPiZPD
24	„STOMIL” Sp. z o.o.	63-000 Sroda Wlkp., ul. Prądzynskiego 16	19.12.2003	WCC/351A/1363W/OPO/2003/AJ	ZPiZPD
25	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	25-611 Kielce, ul. Mielczarskiego 139/143	22.12.2003	WCC/215C/192W/OŁO/2003/TB/MM	ZPiZPD
26	Miasto i Gmina Końskie – Zakład Energetyki Ciepłej	26-200 Końskie, ul. Armii Krajowej 5	22.12.2003	WCC/460D/351W/OŁO/2003/TB	ZPiZPD
27	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	32-700 Bochnia, ul. ks. Poniatowskiego 24	22.12.2003	WCC/714E/222W/OKR/2003/WS PCC/744E/222W/OKR/2003/WS	zmiana zakresu prowadzonej działalności
28	Sanockie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	38-500 Sanok, ul. Jana Pawła II 59	22.12.2003	PCC/348B/332W/OKR/2003/WS	zmiana zakresu prowadzonej działalności
29	WIS-ECO Sp. z o.o.	54-130 Wrocław, ul. Szybowcowa 8/23	22.12.2003	OPC/2551A/4186W/2/2003/BP	zmiana nazwy i siedziby firmy
30	SIM SA	65-431 Zielona Góra, ul. Sienkiewicza 31a	22.12.2003	WCC/847G/1033/OSZW/2003/JC PCC/906C/1033/OSZW/2003/JC	zmiana zakresu prowadzonej działalności
31	Elektrociepłownia Kujawskie Sp. z o.o.	88-100 Inowrocław, ul. Fabryczna 4	22.12.2003	PCC/1024A/3829W/OPO/2003/AJ	ZPiZPD
32	Przedsiębiorstwo Energetyczne Systemy Ciepłownicze SA	42-200 Częstochowa, ul. POW 2	23.12.2003	WCC/501H/251W/OKA/2003/PP PCC/5283/251W/OKA/2003/PP	ZPiZPD
33	Elektrociepłownia Elbląg Sp. z o.o.	82-300 Elbląg, ul. Elektryczna 20a	23.12.2003	WCC/446C/1331W/OGD/2003/KK	ZPiZPD
34	PPHU „ECO-GRUPA” Sp. z o.o.	01-875 Warszawa, ul. Niedzielskiego-Zywicka 2	24.12.2003	OPC/2523A/3677W/2/2003/BP	zmiana siedziby firmy
35	AW HOLDING Sp. z o.o.	62-800 Kalisz, ul. Pułaskiego 21	24.12.2003	OPC/388B/3045W/2/2003/ALK	konieczność dostawienia zapisów koncesyjnych do rzeczywistego zakresu prowadzonej działalności
36	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	41-902 Bytom, ul. Strzelców Bytomskich 165	29.12.2003	WCC/379E/201W/OKA/2003/RZ	ZPiZPD
37	MEGATEM EC-LUBLIN Sp. z o.o.	20-952 Lublin, ul. Mełgiewska 7-9	30.12.2003	WCC/986A/2819W/OLB/2003/MSZ PCC/980A/2819W/OLB/2003/MSZ WEE/117A/2819W/OLB/2003/MSZ PEE/230A/2819W/1/2004/BT	zmiana REGON-u
38	Miejskie Zakłady Komunalne Sp. z o.o.	66-470 Kostrzyn n/Odrą ul. Kopernika 4a	26.01.2004	WCC/878B/638/OSZW/2003/RN	zmiana REGON-u i KRS
			30.12.2003		zmiana zakresu prowadzonej działalności

39	Polskie Huty Stali SA	40-121 Katowice, ul. Chorzowska 50	31.12.2003	PCC/328E/4336/W/OKA/2003/RK	ZPIZPD
40	Elektrociepłownia Tychy SA	43-100 Tychy, ul. Przemysłowa 7	31.12.2003	WCC/3F/97/W/OKA/2003/PP	ZPIZPD
41	Elektrociepłownia Zielona Góra SA	65-120 Zielona Góra, Al. Zjednoczenia 103	31.12.2003	WCC/303B/1286/W/OSZ/2003/BS	zmiana zakresu prowadzonej działalności
42	Jan Bartelak - PHU „JANI-GAZ”	42-274 Konopiska, ul. Przemysłowa 3a	12.01.2004	OPC/1987B/2984/W/2/2004/ALK	zmiana adresu koncesjonariusza
43	ALFA Sp. z o.o.	97-320 Wolbórz, ul. Gadki 10	12.01.2004	OPC/1640B/2127/W/2/2004/MJ	rozszerzenie zakresu działalności
44	PPHU „OPAL” Irena Puławska, Roman Puławski, Jan Gwaj Spółka Jawna	17-200 Hajnówka, ul. Górna 19	14.01.2004	OPC/1456A/1945/W/2/2004/AS	ZPIZPD oraz zmiana nazwy i formy prawnej firmy
45	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „JĘDRZEJEWSCY” Edyta Jędrzejewska i Robert Jędrzejewski Spółka Jawna	26-803 Promna 78	14.01.2004	OPC/1348A/1656/W/2/2004/ALK	zmiana nazwy i formy prawnej firmy
46	ENESTA Sp. z o.o.	37-450 Stalowa Wola, ul. Kwiatkowskiego 1	14.01.2004	PEE/195A/728/W/1/2004/BT OEE/225B/728/W/1/2004/BT	zmiana nazwy i formy prawnej firmy
47	Elektrownia „Rybnik” SA	44-207 Rybnik, ul. Podmiejska 9	14.01.2004	WEE/29C/1262/W/1/2004/MS	zmiana mocy zainstalowanej
48	Halina Stasik-Grela - Hurtowa Sprzedaż Paliw Usługi Transportowe Halina Stasik-Grela	82-440 Dzierżon, Nowiec	14.01.2004	OPC/572B/9341/W/2/2004/AJP	rozszerzenie przedmiotu i zakresu działalności
49	Halina Strachota - Stacja Paliw	08-400 Garwolin, ul. Jagodzińska 12/4	20.01.2004	OPC/1698A/1897/W/2/2004/ALK	rozszerzenie przedmiotu i zakresu działalności
50	Andrzej Cichoń - Przedsiębiorstwo Wytworczono-Handlowe „ELEKTRO-BENZ”	26-500 Szydłowiec, Zdziechów 1	20.01.2004	OPC/633C/9240/W/2/2004/ALK	rozszerzenie przedmiotu i zakresu działalności
51	GAWEL - „WID” Spółka Jawna	32-340 Wolbrom, ul. Krakowska 59	20.01.2004	OPC/727A/790/U/2/2004/ALK	konieczność dostawienia zapisów koncesyjnych do rzeczywistego zakresu prowadzonej działalności
52	TOTAL POLSKA Sp. z o.o.	00-175 Warszawa, Al. Jana Pawła II	27.01.2004	OPC/1196B/1139/W/2/2004/BP	zmiana nazwy i adresu firmy
53	EURINTRADE POLAND LTD Sp. z o.o.	02-822 Warszawa, ul. Poleczki 21	27.01.2004	OPC/607A/5987/W/2004/MJ	rozszerzenie zakresu działalności
54	Przedsiębiorstwo Elektroenergetyczne Zespołu Elektrociepłowni Wrocławskich „ESV” Sp. z o.o.	55-011 Siechnice, ul. Poina 12	27.01.2004	PEE/241B/1129/W/1/2004/BT OEE/302B/1129/W/1/2004/BT	zmiana adresu firmy

Legenda:

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

*) ZPIZPD - zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM COFNIĘTO KONCESJE

(stan na 9.02.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	WSW „Andoria” SA	34-120 Andrychów, ul. Krakowska 140	2.12.2003	Pcc, Occ	zaprzeszanie prowadzenia działalności
2	Mikołaj Franzkowiak – Ernst & Young Corporate Finance Sp. z o.o. Likwidator „TXU Europe Energy Trading (Poland)” Sp. z o.o. w likwidacji	00-121 Warszawa, ul. Sienna 39	5.12.2003	Oee	zaprzeszanie prowadzenia działalności
3	Edward Malinowski – Syndyk masy upadłościowej WARBI Sprzedaż Paliw Sp. z o.o.	66-400 Gorzów Wlkp., ul. Husarska 10	5.12.2003	Opc	zaprzeszanie prowadzenia działalności
4	MOSTOSTAL-SŁUPCA SA	62-400 Słupca, ul. Poznańska 41	10.12.2003	Wcc	sprzedaż urządzeń ciepłowniczych
5	Stacja Paliw OKTAN Robert Czaja, Piotr Mrugała, Joanna Cwalina, Zbigniew Cwalina Spółka Jawna	34-400 Nowy Targ, ul. Ludzmierska 26a	17.12.2003	Opc	zaprzeszanie prowadzenia działalności
6	DAXON Sp. z o.o.	05-092 Łomianki, ul. Wiślana 12	24.12.2003	Opc	zaprzeszanie prowadzenia działalności
7	Józef Walo – „PTL” Walo Józef	42-260 Kamienica Polska, ul. Botaniczna 5	24.12.2003	Opc	zaprzeszanie prowadzenia działalności
8	TECHBUD SC Andrzej Światała i Kazimierz Żak	44-101 Żory, ul. Jasna 31	31.12.2003	Wcc, Pcc	zaprzeszanie prowadzenia działalności
9	SPAC-TANK Sp. z o.o.	31-422 Kraków, ul. Powstańców 59	14.01.2004	Opc	nieuiszczenie opłaty koncesyjnej
10	Wiesław Żyznowski – „BAZA”	32-020 Wieliczka, ul. Siercza 1	20.01.2004	Opc	zaprzeszanie prowadzenia działalności
11	Włodzimierz Pianowski	09-402 Płock, ul. Wyszogrodzka 1	20.01.2004	Opc	zaprzeszanie prowadzenia działalności
12	Andrzej Pikulski – FIRMA „NOK”	54-238 Wrocław, ul. Popowicka 124/4	20.01.2004	Opc	zaprzeszanie prowadzenia działalności
13	Bohdan Bończoszek – Zarządca Komisaryczny Przedsiębiorstwa Przewozu Towarów Państwowej Komunikacji Samochodowej Nr 2 w Lublinie	20-405 Lublin, ul. Nadłączna 3	27.01.2004	Opc	zaprzeszanie prowadzenia działalności
14	Krystyna Tomaszewska – „EAST-WEST FAMILY”	02-784 Warszawa, ul. Makowskiego 4	27.01.2004	Opc	zaprzeszanie prowadzenia działalności

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Oee – obrót energią elektryczną

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Cofnięte koncesje

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM UMORZONO POSTĘPOWANIE KONCESYJNE

(stan na 9.02.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Spółdzielnia Mieszkaniowa „Chemik”	42-609 Tarnowskie Góry, ul. Kościelna 87	4.12.2003	Occ	umorzenie postępowania na wniosek strony
2	WALRAD Sp. z o.o.	50-424 Wrocław, ul. Krakowska 37/45	22.12.2003	Opc	umorzenie postępowania na wniosek strony
3	Zespół Elektrowni Wodnych DYCHÓW SA	66-626 Dychów 6a	13.01.2004	Wee	umorzenie postępowania na wniosek strony
4	Anna Surma-Langier „ENERGIA”	42-262 Poczesna, Nowa Wieś, ul. Kopalniana 17	14.01.2004	Opc	umorzenie postępowania na wniosek strony

Legenda:

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Opc – obrót paliwami ciekłymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM WYGASŁY DECYZJE KONCESYJNE

(stan na 9.02.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Kopalnia Soli Wieliczka PP	32-020 Wieliczka, Park Kingi 1	4.12.2003	Wcc, Pcc	działalność nie wymaga koncesji
2	Druk-Len SA	58-400 Kamienna Góra, ul. Fornalskiej 30	8.12.2003	Wcc	niepodjęcie działalności koncesjonowanej
3	Intercell SA	07-401 Ostrołęka, ul. I Armii WP 21	17.12.2003	Wcc	wygaśnięcie koncesji

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ODMÓWIONO UDZIELENIA KONCESJI LUB ZMIANY WARUNKÓW KONCESJI

(stan na 9.02.2004 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	EXEN Sp. z o.o.	41-800 Zabrze, ul. Karola Miarki 1	5.12.2003	Oee	brak zabezpieczenia majątkowego
2	Biuro Handlowe PEZET Sp. z o.o.	62-065 Grodzisk Wlkp., Słocin 72	5.12.2003	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego
3	EKOMEX SYSTEMS Sp. z o.o.	00-950 Warszawa, ul. Mokotowska 49	16.12.2003	Oee	brak zabezpieczenia majątkowego

Legenda:

Oee – obrót energią elektryczną

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Omówienie szczegółowe

Na V posiedzeniu Europejskiego Forum Regulatorów Gazu (tzw. Forum Madryckie), które obradowało w dniach 7-8 lutego 2002 r. w Madrycie, przyjęto cały szereg wytycznych właściwego postępowania w odniesieniu do usług związanych z dostępem stron trzecich (TPA), taryfikacji oraz bilansowania. Zalecenia te miały na celu:

- wyjaśnienie roli i odpowiedzialności podstawowych podmiotów w przesyłce gazu,
- zagwarantowanie stosowania niedyskryminacyjnych zasad,
- ułatwienie handlu gazem w obrocie międzynarodowym,
- unikanie zakłóceń w handlu gazem.

Pierwszy przegląd stosowania przyjętych przez forum zaleceń Komisja Europejska przygotowała już w październiku 2002 r. Raport ten pokazał bardzo znaczący postęp we wdrażaniu ww. wytycznych, jednocześnie podkreślił te kwestie, w których należy dokonać niezbędnych ujednoliczeń, np. w warunkach stosowania TPA przez operatorów sieci przesyłowych. Do września 2003 r. odbywały się intensywne konsultacje pomiędzy regulatorami, operatorami systemów przesyłowych (OSP), użytkownikami sieci oraz Komisją Europejską. Wymiernym efektem tych prac było przyjęcie na VII Forum Madryckim „Wytycznych właściwego stosowania zasad dostępu stron trzecich” (ang. *Guidelines for Good TPA Practice*). Na podstawie tego dokumentu Komisja Europejska opracowała i przedstawiła w grudniu 2003 r. **propozycję regulacji zasad TPA** w odniesieniu do sieci przesyłowych¹⁴⁾.

Podstawowym celem przyjętej regulacji jest stworzenie odpowiednich zasad i procedur związanych z zasadą TPA z uwzględnieniem specyfiki krajowych i regionalnych systemów gazowych. Dotyczy to w szczególności: opłat za dostęp stron trzecich do sieci, harmonizacji zasad dotyczących alokacji mocy i zarządzania ograniczeniami w przesyłce gazu (ang. *congestion management*), bilansowania, wymogów dotyczących przejrzystości oraz zadań operatorów systemów przesyłowych.

Operatorzy Systemów Przesyłowych powinni zapewnić niedyskryminujący i transparenty katalog **usług TPA** dla wszystkich użytkowników sieci, w oparciu o standardowe kontrakty lub wspólny kodeks sieciowy. Opłaty związane z usługami przesyłowymi powinny odzwierciedlać rzeczywiście poniesione koszty oraz uwzględniać odpowiednią stopę zwrotu nakładów inwestycyjnych, ułatwiać efektywny handel gazem i konkurencyjność przy jednoczesnym unikaniu subsydiowania skrośnego, a ponadto promować efektywne użytkowanie sieci oraz dostarczać odpowiednich bodźców dla nowych inwestycji.

14) Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on conditions for access to the gas transmission networks.

Operatorzy Sieci Przesyłowych powinni wdrożyć i opublikować zespół niedyskryminacyjnych i transparentnych **mechanizmów alokacji mocy**. W przypadku zaistnienia ograniczeń w sieci przesyłowej OSP powinni zaoferować niewykorzystane moce na rynku pierwotnym, a ponadto użytkownicy sieci będą mogli odsprzedać niewykorzystane zarezerwowane moce na rynku wtórnym.

Operatorzy Systemów Przesyłowych powinni **publikować** informacje o warunkach świadczonych przez siebie usług, tj. na temat zakontraktowanych oraz wolnych mocy przesyłowych, stosowanych taryf oraz o mapach sieci przesyłowych z zaznaczonymi tzw. punktami wejścia/wyjścia (ang. *entry/exit points*)¹⁵⁾. Punkty te stanowią swoisty łącznik pomiędzy danymi systemami przesyłowymi, niezależnie od tego, czy jest to sieć przesyłowa tzw. wysokociśnieniowa czy też dystrybucyjna. Określenie punktów wejścia/wyjścia jest niezbędne do stosowania odpowiedniego systemu taryfowego¹⁶⁾. Ponadto informacje na temat punktów „wyjścia” posiadających co najmniej 50% całkowitej mocy przepustowej punktu „wejścia” muszą być opublikowane i zatwierdzone przez właściwy organ regulacyjny¹⁷⁾.

15) Punkt wejścia do systemu przesyłowego („Entry”), jest to miejsce, w którym gaz może być zatłaczany do sieci, natomiast punkt wyjścia („Exit”) oznacza miejsce poboru gazu z sieci.

16) Określenie wysokości opłat dla każdego punktu „wejścia” i punktu „wyjścia” następuje w oparciu o metodologię długoterminowych kosztów krańcowych zwiększenia przepustowości gazociągu na danej trasie. Kalkulacja kosztów krańcowych dokonywana jest dla każdej kombinacji punktów „wejścia” oraz punktów „wyjścia”. Metodologia kosztów krańcowych wiąże wysokość opłat przesyłowych z wysokością dodatkowych kosztów związanych ze zwiększeniem przepustowości gazociągu o określoną ilość gazu (np. o 1 mln m³ rocznie). Koszty zwiększenia przepustowości mogą być niewielkie, jeśli zdolność przepustowa istniejącego gazociągu nie jest w pełni wykorzystana i konieczne jest tylko zainstalowanie dodatkowych urządzeń np. kompresorów. Koszty zwiększenia przepustowości mogą być jednak bardzo wysokie w sytuacji maksymalnego wykorzystania zdolności przepustowej istniejącego gazociągu, co oznacza konieczność wybudowania nowego odcinka.

Kalkulacja długoterminowych kosztów krańcowych przeprowadzana jest z reguły dla okresu 10 lat. Koszty krańcowe skalkulowane dla poszczególnych okresów są następnie odpowiednio dyskontowane i dzielone przez ilość gazu, która będzie mogła zostać przesłana po zwiększeniu zdolności przesyłowej. Określony w ten sposób koszt przesyłu jednostki gazu jest następnie dzielony na dwa składniki: opłatę na „wejściu” i opłatę na „wyjściu”. System ten pozwala uzyskać oszczędności i uwzględnić koszty wynikające ze zróżnicowanego wykorzystania sieci przesyłowych w poszczególnych odcinkach sieci.

17) W przypadku kiedy OSP nie byłby w stanie, ze względu na poufność danych, opublikować wszystkich niezbędnych informacji na temat wielkości przesyłowych w punktach wejścia/wyjścia, musi uzyskać porozumienie z właściwym organem regulacyjnym co do innej formy i treści informacji dla użytkowników sieci. Wyjątkiem jest sytuacja, jeśli 3 lub więcej użytkowników sieci zarezerwowało przepustowość w danym punkcie. Wtedy OSP musi opublikować pełną informację o mocy przepustowej danego punktu.

Przepisy dotyczące bilansowania powinny być opublikowane i opracowane zgodnie z kryteriami przejrzystości oraz odzwierciedlać właściwe potrzeby systemu. Opłaty bilansujące mają odzwierciedlać koszty i zmuszać użytkowników sieci do sporządzenia właściwej prognozy własnego zapotrzebowania, a ponadto powinny przeciwdziałać subsydiowaniu skrótnemu pomiędzy użytkownikami systemu oraz umożliwiać konkurencję i wchodzenie nowych podmiotów na rynek gazu. OSP mogą pobierać kary od użytkowników systemu za brak zbilansowania swojego zapotrzebowania. Kary, które przewyższają koszty związane z bilansowaniem powinny zostać rozdzielone pomiędzy użytkowników sieci. Metoda rozdzielania tych kosztów powinna zostać zatwierdzona przez właściwy organ regulacyjny.

OSP powinni publikować informacje o:

- oferowanych usługach i opłatach;
- danym systemie przesyłowym, ze wskazaniem punktów poboru i odbioru gazu;
- kodeksie sieciowym;
- przepustowości systemu i zarządzaniu ograniczeniami w sieci;
- procedurach odnoszących się do użytkowania sieci OSP wraz z definicjami kluczowych terminów;
- przepisach stosowanych w handlu mocą na rynku wtórnym;
- jakości gazu i standardach dot. wielkości ciśnień.

Organ regulacyjny spełnia funkcję kontrolną nad działaniami OSP. Szczególnie jeśli dotyczy to akumulacji rezerw mocy przesyłowych na rynku pierwotnym. Zadaniem OSP jest zatem przeciwdziałanie powstawaniu takich akumulacji poprzez uwalnianie rezerw mocy.

* * *

Realizacja idei wewnętrznego rynku energii wymaga ciągłych dostosowań charakteru i zakresu unormowań prawnych do pojawiających się okoliczności i problemów realnie funkcjonujących rynków energii elektrycznej i gazu. Omówione propozycje są

kolejnym elementem tego procesu. W ostatnich dwóch latach w prawodawstwie energetycznym, oprócz podstawowych dla funkcjonowania wspólnotowego rynku energii dyrektyw¹⁸⁾, pojawiła się np. dyrektywa o tzw. podatkach energetycznych¹⁹⁾. Poszerzenie Unii Europejskiej o nowe państwa jest także takim impulsem, który wpływa na zmianę istniejącego porządku prawnego, co znalazło swój wyraz w elementach omawianego pakietu.

*Autorzy są pracownikami
Departamentu Integracji Europejskiej
i Studiów Porównawczych URE*

18) 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 (Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC, Official Journal L 176, 15/07/2003 P. 0037-0056)

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 (Directive 2003/55/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 98/30/EC, Official Journal L 176, 15/07/2003 P. 0057-0078).

19) Dyrektywa Rady 2003/96/WE z 27 października 2003 r. w sprawie restrukturyzacji ram wspólnotowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych oraz energii elektrycznej (Council Directive 2003/96/EC of 27 October 2003 restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity, Official Journal L 283, 31/10/2003 P. 0051-0070).

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

CO AUTOR MIAŁ NA MYŚLI, CZYLI KOMISJA EUROPEJSKA INTERPRETUJE ZAPISY DYREKTYW 2003/54/EC, 2003/55/EC I ROZPORZĄDZENIA 1228/03

Andrzej Sanderski

Każdy kto choć raz zetknął się z koniecznością zinterpretowania zapisów unijnych aktów prawnych lub zastanawiał się nad ich przełożeniem na język polskiego prawodawstwa ten wie, że nie jest to zadanie łatwe. Gdy dochodzą do tego jeszcze interesy z jednej strony tak potężnej branży europejskiej gospodarki jak elektroenergetyka i gazownictwo, a z drugiej setek milionów konsumentów, sprawa staje się na tyle poważna, by ryzyko wyniszczających sporów interpretacyjnych uczynić jak najmniejszym. Z tą myślą Komisja Europejska opublikowała pakiet not interpretacyjnych do nowych Dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i gazu oraz Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej¹⁾.

Noty interpretacyjne opracowywane na przestrzeni od lipca do października 2003 r. mają na celu ułatwić harmonijną transpozycję przepisów unijnych do krajowego prawodawstwa. Noty odnoszą się do takich kluczowych zagadnień z zakresu rynku energii elektrycznej i gazu jak rozdział działalności sieciowej od handlowej i produkcyjnej (ang. *unbundling*), procedur i środków podejmowanych w odniesieniu do sektora dystrybucyjnego, zwolnień z obowiązku stosowania zasady TPA w odniesieniu do nowych inwestycji w infrastrukturę sieciową, zobowiązania publiczne, rola i zadania organów regulacyjnych, bezpieczeństwo dostaw, dostęp do infrastruktury magazynowania gazu.

Wydzielenie działalności sieciowej

Sądząc po żarliwych dyskusjach już na etapie uchwalania dyrektyw, nota interpretacyjna dotycząca obowiązku rozdzielenia działalności sieciowej od pozostałych rodzajów działalności przedsiębiorstw energetycznych dotyka z pewnością najbardziej wrażliwego obszaru regulowanego nowymi dyrektywami. Nota zawiera szereg kryteriów, które powinny być zachowane przy

implementacji dyrektywy. Jeśli przedsiębiorstwo odpowiedzialne za ruch sieci przesyłowej lub rozdzielczej (operator systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego) znajduje się w jakimś stopniu zależności od spółki prowadzącej działalność handlową (obróć) i/lub produkcyjną (lub importową w przypadku gazu ziemnego), Komisja wymaga, aby było ono funkcjonalnie i prawnie oddzielone od spółki macierzystej. Rozdział prawny (wylonienie odrębnej spółki zależnej) może być odłożony do 1 lipca 2007 r. w przypadku operatorów sieci rozdzielczej obsługujących powyżej 100 000 odbiorców. Mniejsze spółki dystrybucyjne (poniżej 100 000 odbiorców) w ogóle mogą być zwolnione z obowiązku prawnego lub funkcjonalnego (ale nie księgowego) rozdzielenia działalności sieciowej²⁾. W przypadku operatorów systemów połączonych Komisja wymaga rozdzielonego księgowania kosztów działalności dla poszczególnych sieci.

Należy zauważyć, że obowiązek wydzielenia działalności sieciowej odnosi się wyłącznie do przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, a nota Komisji zawiera stosowną definicję takiego przedsiębiorstwa. Z przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo mamy zatem do czynienia, gdy jest ono zaangażowane w działalność produkcyjną (wytwórczą) lub handlową **oraz** działalność sieciową prowadzoną w ramach tej samej struktury podmiotowej (prawnej) **lub** działalność sieciową prowadzoną przez prawnie wydzieloną spółkę sieciową, ale pozostającą pod kontrolą spółki handlowej lub produkcyjnej w rozumieniu art. 3(3) rozporządzenia Rady nr 4064/89 z 21 grudnia 1989 r. w sprawie kontroli koncentracji przedsiębiorstw. Ze sprawowaniem kontroli nad spółką sieciową mamy oczywiście do czynienia w przypadku, gdy spółka handlowa lub produkcyjna posiada większościowy pakiet akcji lub udziałów spółki sieciowej, ale także gdy nie posiada większościowego pakietu akcji lub udziałów, ale kontroluje *de facto* spółkę sieciową na przykład w sytuacji, kiedy pozostałe akcje (udziały) są rozproszone w rękach drobnych akcjonariuszy lub udziałowców. Z kontrolą *de facto* sprawowaną

1) Źródło: http://europa.eu.int/comm/energy/gas/legislation/notes_for_implementation_en.htm oraz http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/legislation/notes_for_implementation_en.htm.

2) Próg 100 000 odbiorców został określony z uwzględnieniem sytuacji we Wspólnocie jako całości, jednak państwa członkowskie mogą go obniżyć, dostosowując go do krajowych lub lokalnych uwarunkowań.

przez udziałowca z mniejszościowym pakietem akcji mamy do czynienia także wtedy, gdy ma on realny wpływ na kształtowanie polityki firmy wynikający na przykład z zapisów kontraktowych.

Komisja zawarła w nocie także szereg ograniczeń w sposobie zarządzania spółką sieciową w ramach przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo w celu zapewnienia maksymalnej niezależności jej funkcjonowania – zakaz łączenia funkcji w radzie nadzorczej lub radzie dyrektorów (zarządzie) spółki sieciowej i spółki macierzystej, powiązanie wynagrodzeń z efektywnością funkcjonowania spółki sieciowej (a nie innej spółki w strukturze holdingu), ograniczenia w transferze pracowników pomiędzy spółką sieciową a innymi spółkami holdingu, zakaz posiadania akcji spółki handlowej lub innej spółki holdingu przez spółkę sieciową lub jej kadre kierowniczą, niezależność lub eksternalizacja usług wspólnych (np. personel, usługi finansowe, informatyczne, transportowe) ze spółki sieciowej.

Mimo, że działalność w zakresie przesyłu i dystrybucji musi być w przypadku rozdziału prawnego prowadzona przez odrębną (od handlowej/produkcyjnej) spółkę sieciową, to jednak spółka taka nie koniecznie musi posiadać majątek sieciowy. Nawet jednak w przypadku pozostawienia prawa własności majątku w spółce macierzystej, spółka sieciowa musi posiadać „skuteczne prawa podejmowania decyzji” (ang. *effective decision making rights*). Spółka macierzysta może być jedynie zaangażowana w implementację decyzji podejmowanych niezależnie przez zarząd spółki sieciowej. Zachowane są prawa nadzorcze spółki macierzystej wobec sieciowej w odniesieniu do jej planów finansowych oraz poziomu ogólnego zadłużenia spółki sieciowej, ale bez możliwości bieżącego nadzoru (ang. *day-to-day oversight*) funkcjonowania spółki sieciowej (np. poprzez wpływanie na decyzje w zakresie rozbudowy lub modernizacji sieci, jeśli nie przekraczają ogólnego planu finansowego).

Jeśli operatora sieci rozdzielczej obowiązuje jedynie rozdział funkcjonalny, Komisja nakłada obowiązek wydzielenia odrębnej struktury (departament, wydział) w ramach przedsiębiorstwa do obsługi działalności sieciowej i zobowiązuje do zapewnienia mu podobnej niezależności funkcjonowania i podejmowania decyzji jak w przypadku spółki zależnej wydzielonej prawnie.

Komisja posuwa się na tyle dalece, że sugeruje (choć nie narzuca) odrębne siedziby (budynki) dla spółki sieciowej i macierzystej, zmianę nazwy spółki sieciowej w celu wyraźnego jej odróżnienia od spółki macierzystej oraz brak odsyłaczy (linków) do spółki macierzystej na stronach internetowych przedsiębiorstwa sieciowego.

Tak szczegółowe uregulowanie zagadnień związanych z wydzieleniem działalności sieciowej, a szczególnie kwestia odpowiedzialności kadry kierowniczej spółek sieciowych za podejmowane decyzje, ograniczenia w posiadaniu akcji i udziałów, ograniczenia w transferze pracowników i świadczenia usług wspólnych spotkało

się oczywiście ze sprzeciwem sektora i obawami, czy w rezultacie nie dojdzie do obniżenia poziomu standardów korporacyjnych w przedsiębiorstwach. Noty interpretacyjne nie mają charakteru wiążącego dla Komisji, trudno jednak wyobrazić sobie, aby w przypadku sporu lub postępowania wobec kraju, który nie wdraża zapisów dyrektyw, Komisja Europejska mogła kierować się jakimikolwiek innymi wytycznymi niż swoje własne. Wobec dość wyraźnego niezadowolonia z tak szczegółowych interpretacji dyrektyw wyrażanego przez niektóre kraje członkowskie, być może wkrótce doczekamy się nowej wersji tej noty interpretacyjnej.

Nie mniej istotne, a już nie tak kontrowersyjne okazały się pozostałe noty Komisji.

Środki wobec sektora dystrybucyjnego

Całkowite otwarcie rynku dla odbiorców przemysłowych w lipcu 2004 r. oraz dalsze rozszerzenie prawa do wyboru dostawcy na gospodarstwa domowe w lipcu 2007 r., stanowić będzie całkowicie nową jakość zarówno dla odbiorców jak i obsługujących ich przedsiębiorstw energetycznych. Można przyjąć, że liczba uprawnionych odbiorców wzrośnie nawet dziesięciokrotnie, jednak ich rzeczywisty wpływ na zachowanie dostawców, poprawę jakości usług i redukcję cen zależeć będzie od ich aktywności i faktycznego wykorzystania prawa zmiany dostawcy. Aby to umożliwić, dyrektywy przewidują wprowadzenie procedur i środków wobec sektora dystrybucyjnego. Z pewnością własne kampanie informacyjne przeprowadzać będą spółki zainteresowane wejściem na rynek, Komisja zwraca jednak uwagę, że przejrzysta, pełna i bezstronna informacja dla odbiorcy powinna być udostępniona także przez niezależny organ. Jej celem będzie upewnienie odbiorcy, że procedura zmiany dostawcy jest bezpłatna i nie niesie za sobą ryzyka przerw, ani pogorszenia jakości dostaw energii elektrycznej lub gazu oraz że istnieje mechanizm zabezpieczający w postaci wyznaczonego dostawcy z urzędu (ang. *last resort supplier*). Komisja wymaga utworzenia telefonicznego centrum informacji dla odbiorców (infolinia) i witryny internetowej przez każdego operatora systemu dystrybucyjnego.

Organ regulacyjny (lub inny właściwy organ państwa członkowskiego) opracuje szczegółowe zasady zmiany dostawcy, określające datę zmiany dostawcy, odczytu licznika, rejestrację zmiany dostawcy i niezbędny zakres wymiany informacji pomiędzy operatorami. Dopuszczalne jest wyznaczenie określonego dnia, kiedy będzie możliwe „przejście” odbiorcy do nowego dostawcy, np. raz w tygodniu lub – co najmniej – raz na dwa tygodnie. Koszty zmiany dostawcy powinny być przypisane operatorowi systemu dystrybucyjnego tak, aby nie obciążać nimi nowych graczy rynkowych, dla których – przynajmniej w początkowym okresie – oznaczałoby to pogorszenie konkurencyjności ich oferty rynkowej.

Władze kraju członkowskiego powinny opracować standardy jakościowe dla operatorów systemu dystrybu-

cyjnego, którym towarzyszyć powinny stosowne bodźce ekonomiczne wobec przedsiębiorstw. Odbiorcy nie mogą bezpośrednio ponosić kosztów instalacji nowych, bardziej zaawansowanych urządzeń pomiarowych. Ich koszt powinien być rozłożony na okres kilku lat i zostać włączony w podstawę kosztów uwzględnianych w taryfie przedsiębiorstwa. Dostawcy nie wolno zawierać klauzul warunkowych przewidujących bezpłatną wymianę licznika w przypadku podpisania wieloletniej umowy na dostawę. Nie wolno również różnicować traktowania odbiorców pozostających przy dotychczasowym dostawcy względem odbiorców zmieniających dostawcę poprzez np. zmuszanie tych ostatnich do wymiany licznika.

W celu ułatwienia wejścia na rynek nowym dostawcom, mogą oni wykorzystywać w rozliczeniach z operatorem systemu dystrybucyjnego szacunkowe kalkulacje dla określenia ilości energii, którą muszą dostarczyć w danym okresie bilansowym, na podstawie profili konsumpcji dla różnych grup swoich odbiorców. W przypadku dobrze określonych profili konsumpcji różnice finansowe nie powinny przekraczać 2% i będą rozkładane na wszystkich dostawców proporcjonalnie do wielkości sprzedaży lub ponoszone przez operatora systemu i odzyskiwane przez niego w taryfie. Komisja wyraża przekonanie, że profile konsumpcji są istotnym elementem umożliwiającym konkurencję na rynku drobnych odbiorców. Nota interpretacyjna zawiera aneks zawierający techniczne uwarunkowania związane z opomiarowaniem odbiorców i definiowaniem profili konsumpcji.

Wyłączenia z obowiązku zapewnienia dostępu do sieci (TPA)

Aby umożliwić promocję inwestycji w nową infrastrukturę sieciową, dyrektywy przewidują pewne odstępstwa od zasady TPA w drodze indywidualnych decyzji organu regulacyjnego³⁾. Nota interpretacyjna określa drakońskie warunki korzystania z tych wyłączeń, pomimo istnienia wspólnotowych reguł konkurencji. Najogólniej mówiąc, Komisja traktuje wyłączenia spod zasady TPA jak zło konieczne. Nie dopuszcza możliwości udzielania zwolnień blokowych (ang. *block exemptions*), nie mogą one służyć ustanowieniu lub umocnieniu pozycji dominującej na rynku. Należy podejmować wszelkie starania, aby zapewnić przynajmniej częściowy dostęp dla konkurencyjnych dostawców, a zakres i okres obowiązywania wyłączeń powinien być proporcjonalny do celu, jaki za ich pomocą ma być osiągnięty.

Wyłączenia spod zasady TPA mogą być całkowite, częściowe (np. umożliwienie dostępu na zasadach negocjowanych lub poprzez licytację) lub dotyczące

tylko sposobu wykorzystania przychodów z zarządzania ograniczeniami przez operatora danej sieci. Komisja zachęca, aby nie stosować jednego rodzaju wyłączeń *en bloc* dla całej inwestycji lecz ograniczać wyłączenia całkowite do niezbędnego minimum, stosując wyłączenia częściowe tam, gdzie to możliwe.

Ponadto Komisja zwraca uwagę, że nawet bez uruchamiania specjalnych środków w postaci odstępstw od zasady TPA, organ regulacyjny ma możliwość stosowania zachęt dla inwestycji w nową infrastrukturę sieciową poprzez, na przykład, ustanowienie wyższej stopy zwrotu z kapitału.

Organ regulacyjny

Zdefiniowanie roli organu regulacyjnego jest jednym z podstawowych elementów wyróżniających nowe regulacje unijne liberalizujące rynek energii i gazu. Organ regulacyjny musi być całkowicie autonomiczny wobec sektora elektroenergetycznego i gazowego. Nie jest wymagane, aby był on również wyodrębniony z istniejących struktur administracji rządowej, choć jest to forma najczęściej spotykana i najbardziej pożądana. Dyrektywa dopuszcza również możliwość zatwierdzania, bądź uchylania decyzji regulatora przez właściwego ministra, ale nie dopuszcza możliwości jej zmiany. Możliwe jest istnienie kilku organów regulacyjnych o określonych kompetencjach w ramach jednego kraju, lub jednego organu regulacyjnego dla grupy krajów (regulator regionalny). Podstawowe zadania organu regulacyjnego to zatwierdzanie (metodologii) taryf i warunków dostępu do sieci. Komisja wskazuje jednak także inne obszary, które mogą być objęte kompetencjami regulatora – kontrola przychodów z zarządzania mocami przesyłowymi i ograniczeniami sieci, określanie warunków przyłączenia i obsługi odbiorców, publikowanie stosownych informacji, udzielanie zezwoleń na nowe moce wytwórcze, określanie warunków dostępu do magazynów gazu, przyznawanie wyłączeń od zasady TPA dla nowej infrastruktury.

Oprócz tych zadań, Komisja sugeruje powierzenie organom regulacyjnym dodatkowych obowiązków w postaci wydawania zezwoleń i udzielania koncesji, monitorowania bezpieczeństwa dostaw, organizowanie procedur przetargowych na nowe moce wytwórcze, udzielanie zwolnień od obowiązku świadczenia usług przesyłowych ze względu na zobowiązania *take-or-pay* (w sektorze gazowym), rozstrzyganie sporów w dostępie do sieci gazociągów kopalnianych, monitorowanie jakości usług oraz środki ochrony najsłabszych ekonomicznie grup odbiorców. Realizacja tych zadań wymaga wyposażenia organu regulacyjnego w instrumenty prawne umożliwiające skuteczne egzekwowanie decyzji oraz zapewnienie niezbędnych środków finansowych na jego funkcjonowanie.

Zdaniem Komisji dyrektywy nie pozostawiają wątpliwości co do zakresu czynności regulatora, jakie musi podjąć przed wejściem w życie taryfy, a co może „począć” do ich publikacji. Z pewnością szczegó-

3) Więcej o implementacji zasady TPA w praktyce i problemach z tym związanych w: M. Kozak, A. Sanderski, *Dostęp do sieci przesyłowych (TPA) – Doświadczenia Unii Europejskiej*, Biuletyn URE nr 6/2002.

lowej regulacji *ex ante* poddane muszą być: metodologia kalkulowania opłat za dostęp do sieci i usługi bilansujące. Nawet w przypadku dostępu do infrastruktury magazynowej gazu na warunkach negocjowanych przez strony umowy, organ regulacyjny ma prawo interwencji w sposób ustalania wysokości opłat oraz rozstrzygnięcia sporów między operatorami a odbiorcami.

Bezpieczeństwo dostaw

Proces liberalizacji rynków energii elektrycznej w Europie rozpoczął się w warunkach występowania znaczących rezerw mocy wytwórczych. Jednak otwarcie rynków i wymuszenie większej efektywności może spowodować stopniową eliminację nadwyżek mocy, a nawet prowadzić do niedoborów, co już jest widoczne na peryferyjnych rynkach energii w takich krajach jak Irlandia, Włochy, Grecja, rynek skandynawski i iberyjski. Dyrektywa elektroenergetyczna przewiduje szereg środków dostępnych państwom członkowskim oraz Unii Europejskiej pozwalających zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii po rozsądnych cenach. Nota interpretacyjna Komisji określa, które z nich mogą być zastosowane przez państwa członkowskie do uzasadnionej interwencji na rynku i które będą najmniej destrukcyjne dla konkurencji i jednolitego rynku europejskiego.

Państwa członkowskie mogą podejmować środki zaradcze, aby nie dopuścić do zachwiania równowagi podaży i popytu poprzez zapewnienie odpowiedniego poziomu podaży energii (np. budowa nowych mocy wytwórczych, kontraktowanie rezerwowych wielkości mocy, itp.) lub poprzez właściwe zarządzanie stroną popytową (kontrakty na dostawy przerywane, efektywność energetyczna, precyzyjne systemy pomiarowe). Jednocześnie Komisja przestrzega przed ryzykiem, jakie niesie za sobą stosowanie pułapów cenowych poprzez zniekształcanie naturalnych sygnałów lokalizacyjnych (inwestycyjnych), co może przynieść skutek odwrotny od zamierzonego. Procedura przetargowa na nowe moce wytwórcze ma tę zaletę, że jest względnie łatwa do zorganizowania i daje pewność, że potrzebne moce rzeczywiście zostaną zbudowane (w przeciwieństwie do procedury autoryzacji, która takiej pewności nie daje). Z drugiej strony uruchomienie procedury przetargowej stanowi interwencję na wolnym rynku i prowadzi do wypaczania sygnałów inwestycyjnych i przyjmowania przez inwestorów postawy wyczekującej na rozpisanie przetargu przez rząd. Dlatego, mimo iż władze państw członkowskich mają swobodę decydowania na kogo i w jakiej części nałożone będą prawa i obowiązki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, zdaniem Komisji środki związane ze zwiększaniem efektywności energetycznej (DSM) powinny mieć decydujące znaczenie w procesie budowania zrównoważonego rynku energii.

Podobnie w przypadku bezpieczeństwa dostaw gazu, środki podejmowane przez kraje Unii Europejskiej

powinny mieć jak najmniejszy wpływ na handel i konkurencję. Komisja zwraca uwagę, że w przeciwieństwie do energii elektrycznej, dostawy gazu nie są uznawane za usługę powszechną (ang. *universal service*) i tym samym zabezpieczanie dostaw gazu w drodze zobowiązań publicznych powinno mieć szczególne uzasadnienie (np. brak możliwości korzystania z alternatywnego paliwa).

Rządy krajów posiadających własne zasoby gazu, mogą uwzględnić konieczność zabezpieczenia dostaw określając warunki dostępu do gazociągów kopalnianych (ang. *upstream pipelines*). Może to polegać na zobowiązaniu operatora takiego gazociągu do utrzymywania w rezerwie określonej wielkości mocy przesyłowych na wypadek konieczności zapewnienia dostaw w sytuacjach nadzwyczajnych. Aby nie blokować tych mocy przesyłowych w sposób permanentny, Komisja zaleca ich wykorzystanie dla realizacji dostaw przerywanych.

Kolejnym środkiem zapewnienia bezpieczeństwa dostaw jest promowanie nowych inwestycji sieciowych poprzez zwolnienie z obowiązku zapewnienia dostępu na zasadach TPA. Elementami infrastruktury służącymi do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw mogą być nowe połączenia międzysystemowe, urządzenia do skraplania i regazyfikacji (LNG) oraz zbiorniki magazynowe.

Dostęp do infrastruktury magazynowej gazu

Zgodnie z interpretacją definicji zawartej w art. 2(9) nowej dyrektywy gazowej, zakres obowiązywania dyrektywy ogranicza się do tej części infrastruktury magazynowej, która nie jest wykorzystywana (zarezerwowana) przez operatora systemu przesyłowego w celu realizacji swoich zadań (np. bilansowanie). Również magazyny wykorzystywane na potrzeby działalności produkcyjnej nie podlegają regulacjom dyrektywy gazowej. Pomijając prawdopodobne problemy w określeniu co powinno być uznane za zadania operatora systemu, Komisja stoi na stanowisku, że nowa dyrektywa gazowa wymaga wyraźnego określenia przez operatora systemu, która część infrastruktury wykorzystywanej do magazynowania gazu powinna być zarezerwowana do wypełniania zadań operatora. Można w tym celu odwołać się do danych historycznych dotyczących wykorzystania infrastruktury magazynowej. Zdaniem Komisji, nawet ta część pojemności magazynowych zarezerwowana na wyłączność operatora systemu w celu realizacji jego zadań, a przez niego nie wykorzystywana, powinna być udostępniona na rynku (TPA) na potrzeby dostaw przerywanych. Podobnie operatorzy zarządzający pojemnościami magazynowymi na potrzeby działalności produkcyjnej, powinni określić i uzasadnić, jaka część infrastruktury magazynowej jest rzeczywiście niezbędna w procesie produkcji, udostępniając resztę na zasadach TPA. Zadaniem organu regulacyjnego

powinno być badanie zasadności wyłączenia części pojemności magazynowych spod dostępu na zasadach TPA oraz czy potrzeby operatora umożliwiają udostępnienie części pojemności magazynowych (wykorzystywanych do zadań własnych) na potrzeby dostaw przerywanych.

Ponieważ, jak stanowi dyrektywa, operatorzy systemu magazynowego zarządzają jednym z elementów systemu przesyłu gazu, podlegają takim samym wymaganiom jak operatorzy sieci przesyłowych (zobowiązania ogólne, zasada niedyskryminacji, dostęp do informacji, poufność informacji). W nocie interpretacyjnej Komisja wymienia przypadki, w których dostęp do

infrastruktury magazynowej może być ograniczony w uzasadnionych okolicznościach.



Autor jest pracownikiem Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

UKRAIŃSKI SEKTOR GAZOWY – WYBRANE PROBLEMY

Piotr Seklecki

Od momentu odzyskania niepodległości w 1991 r. Ukraina wciąż próbuje wypracować spójną koncepcję systemu bezpieczeństwa ekonomicznego, rozumianego jako strategia uzyskiwania i ochrony równowagi pomiędzy wszystkimi elementami rozwoju społeczno-gospodarczego. Jednym z głównych składników tego systemu jest bezpieczeństwo energetyczne, którego ważnym elementem jest sektor gazowy. Można byłoby zaryzykować opinię, iż stan tego sektora determinuje zarówno rozwój ukraińskiej gospodarki, jak i poziom politycznej suwerenności.

Sektor gazu: stan i funkcjonowanie

Udział gazu ziemnego w bilansie energii pierwotnych wynosi 45%.¹⁾ Pomimo, iż udokumentowane rezerwy gazu wynoszą ok. 1,1 bln m³, produkcja krajowa zaspokaja jedynie 20-25% zapotrzebowania. Obecnie poziom produkcji gazu ustabilizował się na poziomie 18,8 mld m³, ale wyniki te dalekie są od rekordowych z roku 1972, kiedy to produkcja wyniosła aż 68 mld m³. Główną przyczyną tego blisko 73% spadku było ogólne załamanie systemu gospodarczego b. ZSRR.²⁾

W przypadku zużycia gazu również odnotowano jego spadek. W 1990 r. konsumpcja gazu wyniosła bowiem 115 mld m³, natomiast już 10 lat później – 73,4 mld m³. Niedobory Ukraina zmuszona jest uzupełniać poprzez import. Do 2000 r. prawie 80% gazu było kupowane w Rosji. Dopiero w 2001 r. Ukrainie udało się zdywersyfikować źródła pozyskiwania gazu podpisując

umowę z Turkmenistanem. Bilans importu gazu w 2002 r. był następujący: 29 mld m³ z Rosji, 25,3 mld m³ z Turkmenistanu i 2,6 mld m³ z Uzbekistanu.³⁾

Odziedziczona po poprzednim systemie infrastruktura gazowa jest bardzo rozbudowana, a zwłaszcza jej najważniejszy segment – sieć tranzytowa gazociągów. Obejmuje ona 37,1 tys. km rurociągów gazowych, 72 stacje kompresorowe o ogólnej mocy 5 609 MW, 1 380 dystrybutorów gazu i sieć 13 – należących do największych na świecie – podziemnych zbiorników gazu o ogólnej pojemności ponad 33 mld m³. Pięć z nich o ogólnej pojemności 25 mld m³ znajduje się w pld.-zach. Ukrainie w obwodach lwowskim i zakarpackim (Bilcze – Wołyck, Daszawa, Bohorodczany, Uhorsk i Opara). Zdolność przesyłowa sieci tranzytowej wynosi rocznie ok. 290 mld m³ na wejściu i 170 mld m³ na wyjściu.⁴⁾

Należy podkreślić, iż system tranzytu gazu jest najbardziej stabilny w stosunku do całego systemu przesyłu i dystrybucji gazu, a co za tym idzie również najbardziej dochodowy. W zamian za usługi tranzytowe Ukraina otrzymuje z Rosji gaz, stanowiący 39,5% jej ogólnego zapotrzebowania. Dzięki tranzytowi przez Ukrainę gaz rosyjski dociera do 19 krajów Europy Zachodniej i Środkowej⁵⁾.

3) *Regulation of international natural gas transportation, Country Report – Ukraine, Energy Charter Secretariat, September 2003.*

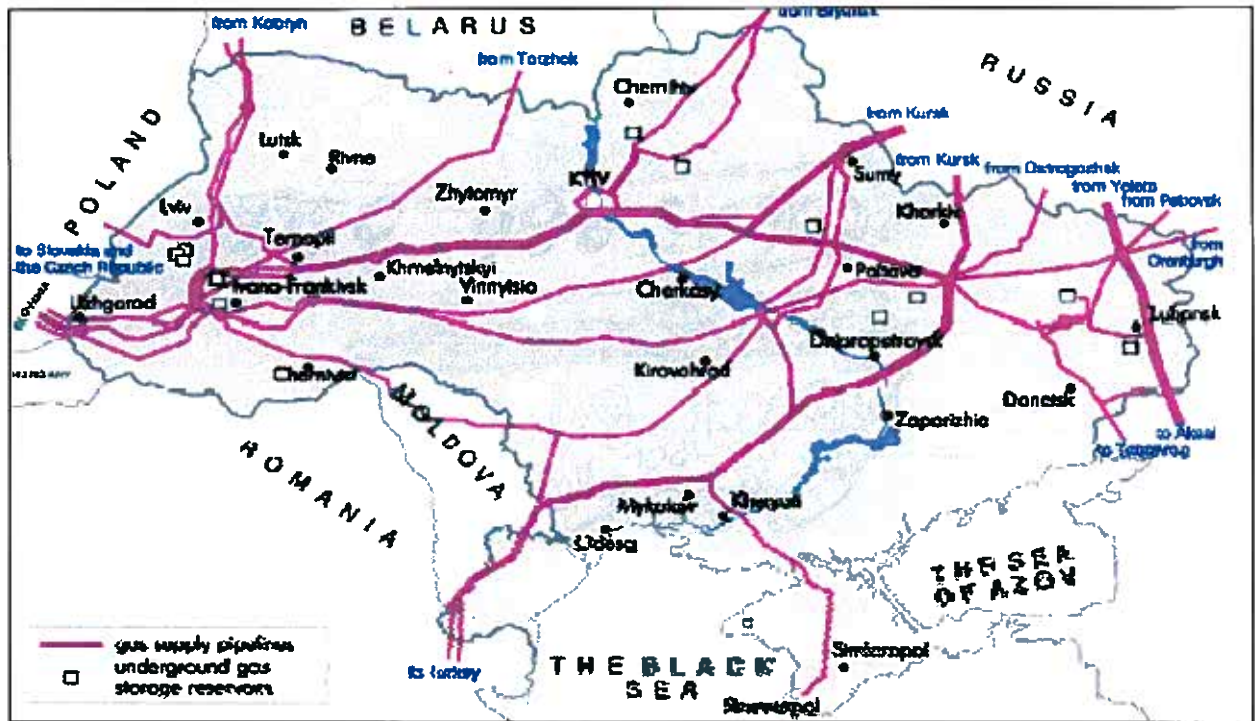
4) J. Kozakiewicz, *Polityka energetycznego bezpieczeństwa Ukrainy, Opinie nr 66, Departament Strategii i Planowania Polityki Zagranicznej w MSZ, październik 2003.*

5) W latach 1991-2001 wolumeny tranzytu wyniosły: 1991 – 113,9 mld m³, 1994 – 128,9 mld m³, 1996 – 139,9 mld m³, 1998 – 141,1 mld m³, 2000 – 123,6 mld m³, 2001 – 140,4 mld m³, 2002 – 149,6 mld m³.

1) *BP Statistical Review of World Energy (2003).*

2) *Regulation of international natural gas transportation, Country Report – Ukraine, Energy Charter Secretariat, September 2003.*

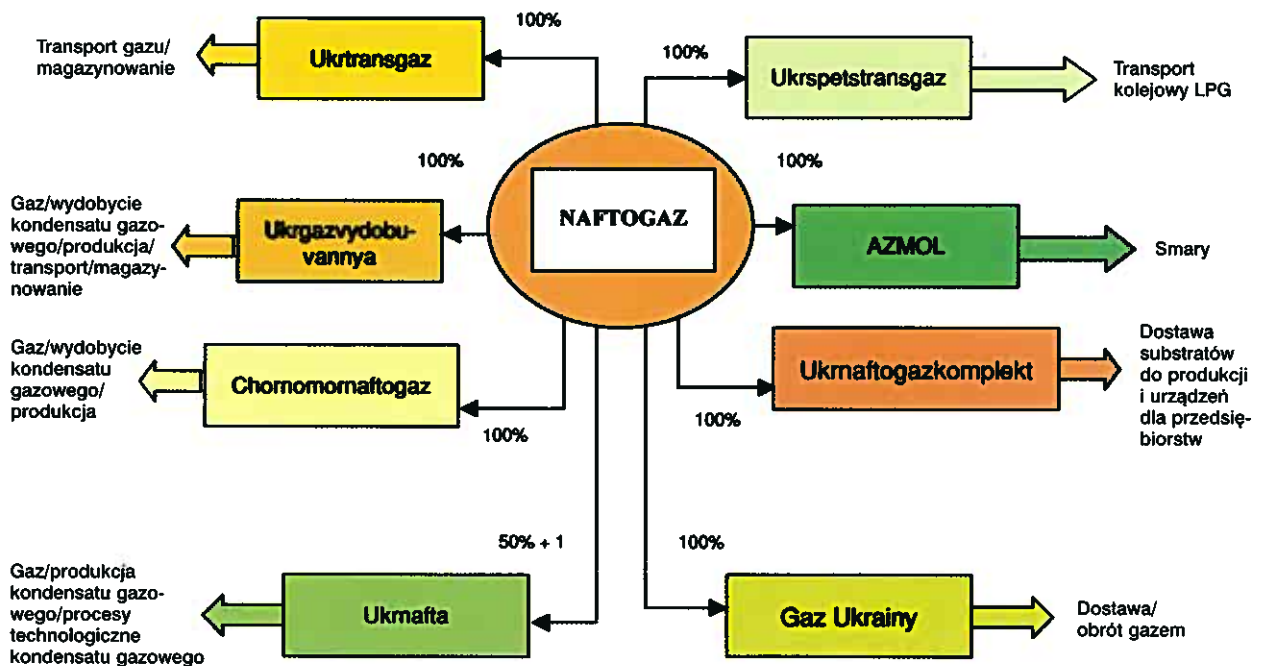
Rysunek 1. Ukraiński system transportu gazu



Przemysł gazowy w pełni poddany jest monopolowi państwa. W 1998 r. rząd ukraiński powołał spółkę akcyjną skarbu państwa Naftogaz, która stanowi strukturę nadrzędną wobec szeregu przedsiębiorstw energetycznych, m.in. Ukrgazwydobuwanija⁶⁾, Uknafta,

Azmol, Czarnomornaftogaz, Ukrspectransgaz, Gaz Ukrainy⁷⁾ oraz Ukrtransgaz⁸⁾.

Poniższy schemat przedstawia strukturę zależności między poszczególnymi przedsiębiorstwami wchodzącymi w skład Naftogazu (część gazowa⁹⁾):



6) Firma ta kontroluje wydobycie gazu i kondensatu na całym terytorium Ukrainy.
 7) Firma ta zajmuje się obrotem gazu.
 8) Firma ta odpowiedzialna jest za transport oraz magazynowanie gazu.
 9) Koncern kontroluje też krajowy rynek ropy (Uknafta), w tym tranzyt ropy (Ukratransnafta).

W 2001 r. Naftogaz wytworzył 13,8% PKB Ukrainy, natomiast wpływy z tytułu sprzedaży gazu stanowiły 18% wpływów rocznego budżetu państwa.¹⁰⁾ Monopol gazowy Naftogazu pełni również pewną funkcję socjalną przejawiającą się w utrzymywaniu niskich cen gazu dla odbiorców indywidualnych. W bieżącym roku ceny gazu dla tej grupy odbiorców pozostaną na nie zmienionym poziomie, natomiast przewidywany jest 3% wzrost cen gazu dla odbiorców przemysłowych.¹¹⁾

Znaczenie ukraińskiego sektora gazowego dla Rosji i UE

Ukraiński sektor gazowy ma dla Rosji bardzo poważne znaczenie, bowiem tędy właśnie ok. 90% całego rosyjskiego eksportu gazu dociera na rynek europejski. Z kolei przez terytorium Ukrainy biegnie najkrótsza droga transportu „błękitnego paliwa” do UE. Dla Rosji podtrzymywanie zachodniego kierunku ekspansji w handlu gazem oznacza zagwarantowanie jak najlepszych warunków eksportu, co powoduje chęć utrzymania maksymalnego wpływu na funkcjonowanie strategicznych obiektów sektora, w tym przypadku infrastruktury tranzytowej.

Unia Europejska nie jest w stanie samodzielnie – i to w stopniu malejącym w stosunku do rosnącego zapotrzebowania – zaspokoić wewnętrznego popytu na gaz. Konieczny jest zatem jego import.¹²⁾ Największym dostawcą gazu jest Rosja, która posiada 19% udział w rynku. Nie dziwi więc fakt, iż UE jest szczególnie zainteresowana bezpieczeństwem dostaw gazu z Rosji, szczególnie biorąc pod uwagę prognozy mówiące o wzroście importu tego surowca.

Doceniając znaczenie magistrali tranzytowych dla Rosji i Unii Europejskiej, Ukraina podjęła aktywne działania na rzecz włączenia się do unijno-rosyjskiego „dialogu energetycznego”.¹³⁾ Starania te dotyczą przede wszystkim powołania międzynarodowego konsorcjum z udziałem Gazpromu oraz firm europejskich, które miałyby zarządzać siecią magistrali tranzytowych, a tym samym pozwoliłoby zachować dochody ekonomiczne i atuty państwa tranzytowego.

Władze Ukrainy zaproponowały koncepcję konsorcjum 3 składnikowego, w którym udziały podzielone byłyby następująco: Ukraina – 34%, Rosja – 34%, partner zachodnioeuropejski – 32%. Rosja początkowo niechętna, ostatecznie zgodziła się, podpisując list intencyjny 10 czerwca 2002 r. w Petersburgu o utworzeniu rosyjsko-ukraińsko-niemieckiego konsorcjum gazowego.¹⁴⁾ Wybór padł na Ruhrgas, który uważany jest za strategicznego partnera Gazpromu, posiada ok. 5% udziałów rosyjskiego koncernu, i jest żywotnie zainteresowany udziałem we wszelkich przedsięwzięciach prywatyzacyjnych, szczególnie w tzw. państwach tranzytowych.¹⁵⁾

Obecnie odbywają się ostateczne konsultacje między partnerami. Dla Ukrainy atut bycia „pomostem energetycznym” między Rosją a UE wydaje się być istotnym aktywem dla włączenia się w charakterze podmiotu do europejskiej współpracy energetycznej. Charakter uczestnictwa będzie istotnym elementem określającym międzynarodową pozycję państwa ukraińskiego.

Perspektywy rozwoju sektora gazowego

Dla funkcjonowania energochłonnej ukraińskiej gospodarki dominujące znaczenie ma i w najbliższej przyszłości będzie miał gaz ziemny. Brak w przewidywalnej perspektywie realnych szans na ograniczenie importu gazu oznacza *de facto* nikłą szansę na uniezależnienie się od Rosji¹⁶⁾. W perspektywie najbardziej

10) Źródło: www.naftogaz.com.

11) Od 1 lutego br. za 1 000 m³ przedsiębiorstwa, które są tzw. vatowcami będą płacić 293,1 hrywni (55 \$; obecnie 284,55 hrywni), a odbiorcy nie będący płatnikami VAT – 351,72 hrywni (66 \$; obecnie – 341,46 hrywni) – źródło: serwis informacyjny www.ukraina.net.pl z 30.01.2004 r.

12) Aby produkcja własna UE mogła zaspokoić wewnętrzną konsumpcję gazu, musiałaby wzrosnąć aż o ok. 84,6%. Istnieje siedem potencjalnych źródeł zaopatrzenia się Unii Europejskiej w gaz ziemny: (1) obszar Morza Północnego (Norwegia, Dania, Wielka Brytania), (2) Afryka Północna (Algieria, Egipt, Libia), (3) Rosja, (4) rejon Morza Kaspijskiego (Azerbejdżan, Kazachstan, Turkmenistan), (5) państwa Zatoki Perskiej, (6) Zachodnia Afryka (Nigeria, Angola) i (7) państwa z Południowej Ameryki (Trynidad & Tobago, Wenezuela).

13) P. Seklecki, *Dialog energetyczny Unia Europejska – Rosja*, Biuletyn URE nr 2/2003.

14) J. Kozakiewicz, *Polityka energetycznego bezpieczeństwa Ukrainy*, Opinie nr 66, Departament Strategii i Planowania Polityki Zagranicznej w MSZ, październik 2003.

15) Gazprom i Ruhrgas mają podpisane porozumienie o współpracy w tej dziedzinie. W marcu 2002 r. konsorcjum składające się z ww. firm i francuskiego GdF współpracowało w prywatyzacji słowackiej firmy SPP.

16) Tranzyt i dostawy rosyjskiego gazu na Ukrainę opierają się na następujących dwustronnych umowach i porozumieniach rosyjsko-ukraińskich:

- a) Traktat główny pomiędzy Federacją Rosyjską i Ukrainą o współpracy i dobrym sąsiedztwie z 31 maja 1997 r.;
- b) Traktat Rosyjsko-Ukraiński o współpracy gospodarczej 1998-2007 z 27 lutego 1998 r.;
- c) Umowa nr 643-44 z 22 grudnia 2000 r. pomiędzy Radą Ministrów Ukrainy i Rządem Federacji Rosyjskiej o gwarancjach na tranzyt rosyjskiego gazu przez terytorium Ukrainy;
- d) Umowa nr 643-221 z 4 października 2001 r. pomiędzy Radą Ministrów Ukrainy i Rządem Federacji Rosyjskiej o warunkach i zasadach realizowania tranzytu rosyjskiego gazu przez terytorium Ukrainy;
- e) Umowa pomiędzy Gazpromem i Gazpromem Ukrainy z 21 czerwca 2002 r. o realizowaniu tranzytu rosyjskiego gazu przez terytorium Ukrainy;
- f) Umowa pomiędzy Gazpromem i Naftogazem o utworzeniu rosyjsko-ukraińskiego konsorcjum nadzorującego ukraińską sieć gazociągów tranzytowych z 7 października 2002 r.;
- g) 23 stycznia 2003 r. rosyjsko-ukraińskie konsorcjum zostało zarejestrowane;
- h) 17 lipca 2003 r. rząd Ukrainy zaakceptował warunki rosyjsko-ukraińskiej umowy o 15-letnim tranzycie rosyjskiego gazu przez terytorium Ukrainy.

obietującą zapowiada się współpraca z Turkmenistanem, który posiada jedno z największych na świecie złóż gazu ziemnego (ok. 3 bln m³). Umowa na 2004 r., która jest elementem porozumienia na lata 2002-2006¹⁷⁾, przewiduje, iż Ukraina zakupi 36 mld m³ gazu w cenie 44 USD za 1 000 m³.

Tę próbę zmiany głównego dostawcy gazu można uznać za połowiczną, ponieważ dostawy gazu nie mogą omijać rosyjskiego tranzytu, a prawne uregulowania kwestii tranzytu nośników Rosja póki co odrzuca.¹⁸⁾

W tym wszystkim jest wciąż widoczny brak zdecydowanej koncepcji, jak prowadzić politykę energetyczną państwa wobec sektora gazowego. Ilość problemów, które wymagają szybkiego rozwiązania jest ogromna. Do tych najbardziej znaczących zaliczyć można¹⁹⁾:

- a) złe ustawodawstwo niepozwalające na wprowadzenie do sektora gazowego mechanizmów rynkowych (np. ustawa budżetowa dowolnie wymusza stawki tranzytowe),
- b) zły stan finansów przedsiębiorstw kompleksu gazowego; wynika głównie z rosnącego zadłużenia odbiorców gazu²⁰⁾,
- c) chroniczne niedoinwestowanie; wielkość i tempo inwestycji w okresie 1990-1999 zmniejszyły się dwu-, trzykrotnie,
- d) ok. 30% systemu gazociągów eksploatowane jest bez przerw i modernizacji przez 23-48 lat; 45% rur przesyłowych posiada nieodpowiednie powłoki antykorozyjne; większość pomp na stacjach kompresorowych jest zużyta bądź przestarzała,
- e) zahamowanie rozbudowy własnej bazy surowcowej; w latach 90. ograniczono o połowę zasięg odwiertów i badań geologicznych,
- f) nieprzejrzystość mechanizmów działania operatorów ukraińskiego sektora gazowego stwarzająca warunki m.in. dla nieuczciwej konkurencji, uchylania się od podatków, ucieczki kapitału inwestycyjnego – straty budżetu państwa wyniosły w tym względzie w 2002 r. ok. 1,3 mld hrywien,
- g) nieterminowe regulowanie opłat za import gazu; w listopadzie 2000 r. zadłużenie Ukrainy za dostawy rosyjskiego gazu – tylko za okres 1998-2000 – wyniosło 1,3 mld USD,
- h) upolitycznienie sfery gospodarki, rywalizowanie wpływowych sił politycznych, struktur finansowych o kontrolę nad sektorem gazowym.

17) Zgodnie z tym kontraktem Ukraina zakupi łącznie 250 mld m³ gazu ziemnego.

18) Rosja nie ratyfikowała Traktatu Karty Energetycznej, natomiast negocjacje nad tekstem Protokołu tranzytowego do TKE zostały zawieszono.

19) J. Kozakiewicz, *Polityka energetycznego bezpieczeństwa Ukrainy*, Opinie nr 66, Departament Strategii i Planowania Polityki Zagranicznej w MSZ, październik 2003.

20) W 2001 r. dług wynosił ok. 10 mld hrywien.

Zmianę polityki wobec sektora można dostrzec w przygotowanym dla władz ukraińskich specjalnym raporcie niezależnych ekspertów z Ukraińskiego Ośrodka Studiów Politycznych i Ekonomicznych im. O. Razumkowa²¹⁾. Zdaniem analityków do najpilniejszych zadań należy m.in.:

- utworzenie i rozbudowa wewnętrznego rynku gazu,
- ograniczenie ingerencji państwa wobec sektora,
- przyciągnięcie zachodniego kapitału inwestycyjnego,
- zmiany w ustawodawstwie energetycznym i przystosowanie do norm UE.

Autorzy raportu podkreślili również, iż głównym kierunkiem polityki energetycznej powinna być integracja ukraińskiego sektora gazowego z systemami gazowymi państw UE.

Szansę na taką integrację można dostrzec w planowanej ścisłej współpracy między PGNiG a Naftogazem. Obecnie z powodzeniem realizowany jest kontrakt na dostawy gazu w ilości 2 mld m³, a najbliższe plany obejmują współpracę przy realizacji projektu zaopatrywania w gaz polskich zakładów chemicznych. Warto również wspomnieć, iż 22 października 2003 r. obie firmy podpisały memorandum dotyczące powołania wspólnego przedsiębiorstwa, którego zadaniem będzie ocena infrastruktury przemysłu naftowego i gazowego w Iraku, budowa rurociągów do transportu ropy i gazu oraz zapewnienie transportu i magazynowania tych surowców²²⁾. Ponadto PGNiG rozważa możliwość zainwestowania w ukraiński system gazociągów, np. pilnej modernizacji wymagać będzie stara tłocznia gazu Komarno, która przesyła gaz do punktu odbioru gazu w Drozdowiczach.



Autor jest pracownikiem Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

21) Opinia wyrażona w projekcie „Koncepcja państwowej polityki energetycznej Ukrainy do 2020 r.” – National Security & Defence Nr 2/2001, Ukraiński Ośrodek Studiów Politycznych i Ekonomicznych im. O. Razumkowa.

22) Źródło: serwis informacyjny www.ukraina.net.pl z 24.10.2003 r.

MODEL ANALIZY CEN NA KONKURENCYJNYM RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Jedno z pytań, które wywołuje propozycja jednorazowej likwidacji kontraktów długoterminowych pomiędzy wytwórcami a PSE dotyczy poziomu cen, jaki ukształtuje się na rynku po tej operacji. Odpowiedź na to pytanie dalaby po pierwsze pogląd na temat wysokości rekompensat wypłacanych wytwórcom w zamian za likwidację kontraktów, po drugie pozwoliłaby na oszacowanie cen, jakie mogłyby stać się podstawą podpisywania nowych kontraktów.

Obowiązujące obligatoryjne „minimum take” i składnik wyrównawczy opłaty systemowej powoduje, że całe ryzyko komercyjne wynikające z zawartych kontraktów jest w praktyce przeniesione na odbiorców. Rozważana obecnie propozycja restrukturyzacji kontraktów również zakłada, że rozwiązanie powinno być neutralne dla stron kontraktów tj. wytwórców, PSE i banków kredytujących. Wartość rekompensaty jest więc wyznaczana jako suma zdyskontowanych przepływów pieniężnych wynikających z posiadania tych kontraktów. Ponieważ alternatywą dla kontraktów jest poziom cen rynkowych, wartość rekompensat zależy od założeń dotyczących cen w przyszłości.

Każde dziesięć złotych przeszacowania lub niedoszacowania przyszłych cen rynkowych przekłada się na ponad 3 mld zł większej lub mniejszej wypłaty dla wytwórców. Jest to około 20-25% wartości zobowiązań bankowych wytwórców posiadających kontrakty na koniec 2002 r. Zważywszy, że każda prognoza długoterminowa może zostać wykonana ze skończoną dokładnością, błąd prognozy będzie powodował nieodwracalną stratę lub zysk dla stron kontraktów tj. konsumentów i wytwórców.

Optymalną strategią negocjacyjną elektrowni posiadających kontrakty będzie uzasadnianie niskiego poziomu cen w przyszłości, aby maksymalizować wypłatę rekompensat. Zarówno fakt otrzymania rekompensat jak i ich wysokość nie będą jednak miały wpływu na przyszłe strategie cenowe. Wytwórcy nadal będą kierować się maksymalizacją zysków, których przyszły poziom zależec będzie w znacznej mierze od efektywności konkurencji tj. struktury rynku oraz powiązań pionowych i poziomych.

Niniejsze opracowanie nie jest oceną sekurytyzacji jako metody rozwiązania kontraktów długoterminowych. Nie analizowano ryzyk, kosztów i realności przeprowadzenia całej operacji. Skoncentrowano się na pytaniu o zależność pomiędzy przyszłymi cenami a strukturą rynku.

Modelowanie konkurencji

Jeśli rynek nie jest naturalnym monopolem, najbardziej efektywną metodą równoważenia interesów konsumentów i firm jest konkurencja. Optimum w alokacji tych interesów jest osiągnięte w warunkach idealnej konkurencji, kiedy dochodzi do zrównania ceny z kosztem krańcowym. Wówczas konsumenci płacą dokładnie tyle ile kosztuje wyprodukowanie ostatniej jednostki towaru, aby zaspokoić popyt na ten towar¹⁾.

Nie zawsze jednak organizacja danego rynku spełnia podstawowy warunek konkurencyjności, jakim jest dostateczna liczba konkurentów. Niekonkurencyjna struktura rynku może skłaniać firmy do stosowania siły rynkowej tzn. eksploatacji konsumentów w drodze oferowania cen ponad poziom wyznaczony przez optimum alokacyjne. Ekstremum takiej eksploatacji zostaje osiągnięte w warunkach zmonopolu lub monopoli.

Jeśli założyć, że celem decyzji regulacyjnych Państwa jest osiągnięcie optimum, a mamy do czynienia z zagrożeniem stosowania siły rynkowej, do dyspozycji pozostają dwa rozwiązania: albo dany rynek regulować albo zredukować bodźce do nadużywania siły rynkowej poprzez zachowanie konkurencyjnej struktury rynku. Jeśli cechy danego rynku (technologia, organizacja, struktura własnościowa, połączenia z innymi rynkami) pozwalają na efektywną konkurencję, wynik konkurencji będzie zawsze lepszy od wyniku uzyskanego w drodze regulacji.

Pytaniem nie jest więc regulacja czy konkurencja. Natomiast zarówno teoretycznym jak i praktycznym pytaniem jest jak będą kształtować się ceny na rynku nie w pełni konkurencyjnym. Intuicja podpowiada, że im bardziej konkurencyjna struktura, tym bliżej optimum alokacyjnego, im mniej konkurencyjna – ceny będą zbliżać się do cen monopolu. Znając koszty krańcowe i funkcję popytu oba skrajne scenariusze można łatwo zamodelować stosując elementarne prawa mikroekonomii.

W rzeczywistych warunkach rynkowych, założenia o idealnej konkurencji (konkurencja w sensie Bertrand, kiedy cena równa się kosztowi krańcowemu), pełnym

1) Mowa tu o tzw. optimum w sensie Pareto, definiowanym jako sytuacja, kiedy nie jest możliwe zwiększenie korzyści którejkolwiek ze stron bez pogorszenia sytuacji innej strony.

monopolu lub znowie (kiedy koszt krańcowy równy jest przychodowi krańcowemu) lub pełnej wiedzy o strategii ilościowej konkurentów (konkurencja w sensie Cournot) nie są spełnione. Z tych powodów modelowanie procesów rynkowych w strukturze oligopolu powinno odbywać się co najmniej z uwzględnieniem takich zmiennych jak: strategia konkurentów, nieprzewidywalność popytu, nadużywanie siły rynkowej, ryzyko znowy, bariery wejścia, poziom zakontraktowania, itp. Dotyczy to zarówno teorii jak i praktyki²⁾.

Nie ulega jednak wątpliwości, że do decyzji o strategicznym charakterze dla rynków energii należy wykorzystywać modele symulacji cen znacznie bardziej złożone od tych, które bazują wyłącznie na założeniu pokrycia kosztów lub równowagi rynkowej, kiedy cena równa się kosztowi krańcowemu, szczególnie jeśli ten koszt jest definiowany jako koszt zmienny.

Konkurencja w wytwarzaniu energii

W celu odzwierciedlenia warunków konkurencji rynkowej najczęściej modelowany jest mechanizm, w którym wytwórcy konkurują między sobą równocześnie oferując moc i cenę za energię na każdą godzinę dnia i cenę rynkową wyznacza ten wytwórca, którego oferta zamyka popyt w danej chwili.

Mechanizm ten z jednej strony odpowiada konkurencji poolowej, z drugiej jest przybliżeniem sytuacji, w której konkurenci podejmują decyzję jakie ceny i moce zaproponować odbiorcom w kontraktach na następny rok. Ta druga sytuacja miałaby miejsce w Polsce po jednorazowej likwidacji kontraktów długoterminowych. W obu przypadkach cena, jaka ukształtuje się w każdej chwili zdeterminowana jest przez przecięcie krzywej podaży skonstruowanej przez zsumowanie krzywych podaży poszczególnych firm z krzywą popytu reprezentującą całkowite zapotrzebowanie systemu.

Nie trudno wykazać, że w warunkach idealnej konkurencji optymalną strategią pojedynczej firmy byłoby oferowanie cen równych kosztowi krańcowemu. Oferty poniżej kosztu krańcowego mogłyby prowadzić do straty i stałoby się tak, gdyby dana oferta stała się ofertą krańcową. Jeśli natomiast oferta okazałaby się zbyt wysoka, dany producent mógłby nie zostać zakwalifikowany do produkcji lub jego produkcja mogłaby zostać ograniczona w stosunku do złożonej oferty. Producent miałby wpływ tylko na cenę wówczas, gdyby okazało się, że jest producentem krańcowym, ale jeśli byłoby dostatecznie dużo konkurentów, taka sytuacja miałaby miejsce tylko sporadycznie.

2) Analiza zależności pomiędzy wynikiem rynkowym a warunkami konkurencji w oligopolu znajduje się w centrum zainteresowania nowoczesnej mikroekonomii i jej specjalistycznych dziedzin (np. teorii gier). Podejście na bazie teorii gier jest podstawą teorii regulacji opisaną w J.-J. Laffont i J. Tirole, *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, London: MIT Press, 1993.

W efekcie, skoro pojedynczy producent miałby niewielki wpływ na cenę, którą otrzymuje, jego podstawowym celem byłaby kwalifikacja do produkcji, przy jednoczesnej aprobacie ustalania cen przez innych producentów.

Niestety mechanizm ten może nie zadziałać, jeśli rynek zostanie zdominowany przez firmy łączące kilku producentów. Wówczas mogą oni oferować ceny ponad koszt krańcowy dla części produkcji, ustalając tym samym wysoką cenę dla całej pozostałej produkcji, która i tak będzie musiała być włączona, aby zaspokoić popyt. Ceny przewyższające koszty krańcowe są źródłem dodatkowych zysków dla tych firm i ograniczają popyt. Zyski nie wynikają z wyższej efektywności ale są generowane w drodze wykorzystywania przez dominujących producentów ich pozycji rynkowej.

Nie trudno również wykazać, że bodźce do oferowania cen ponad koszt krańcowy rosną wraz z wyczerpywaniem się zdolności produkcyjnych mogących zaspokoić popyt oraz są tym silniejsze, im mniej elastyczny jest ten popyt. Energia elektryczna jest szczególnie przykładowym towarem, dla którego wahania popytu są wyłącznie pokrywane z istniejących źródeł o ograniczonych zdolnościach produkcyjnych. Równocześnie przy wielu zastosowaniach, brak substytutu dla energii elektrycznej powoduje, że należy ona do towarów o najmniejszej elastyczności popytu.

Problem zależności cen od marginesu mocy ilustruje zaprezentowany poniżej przykład rynku zdominowanego przez dwóch producentów o ograniczonych zdolnościach produkcyjnych, na którym można rozróżnić trzy okresy:

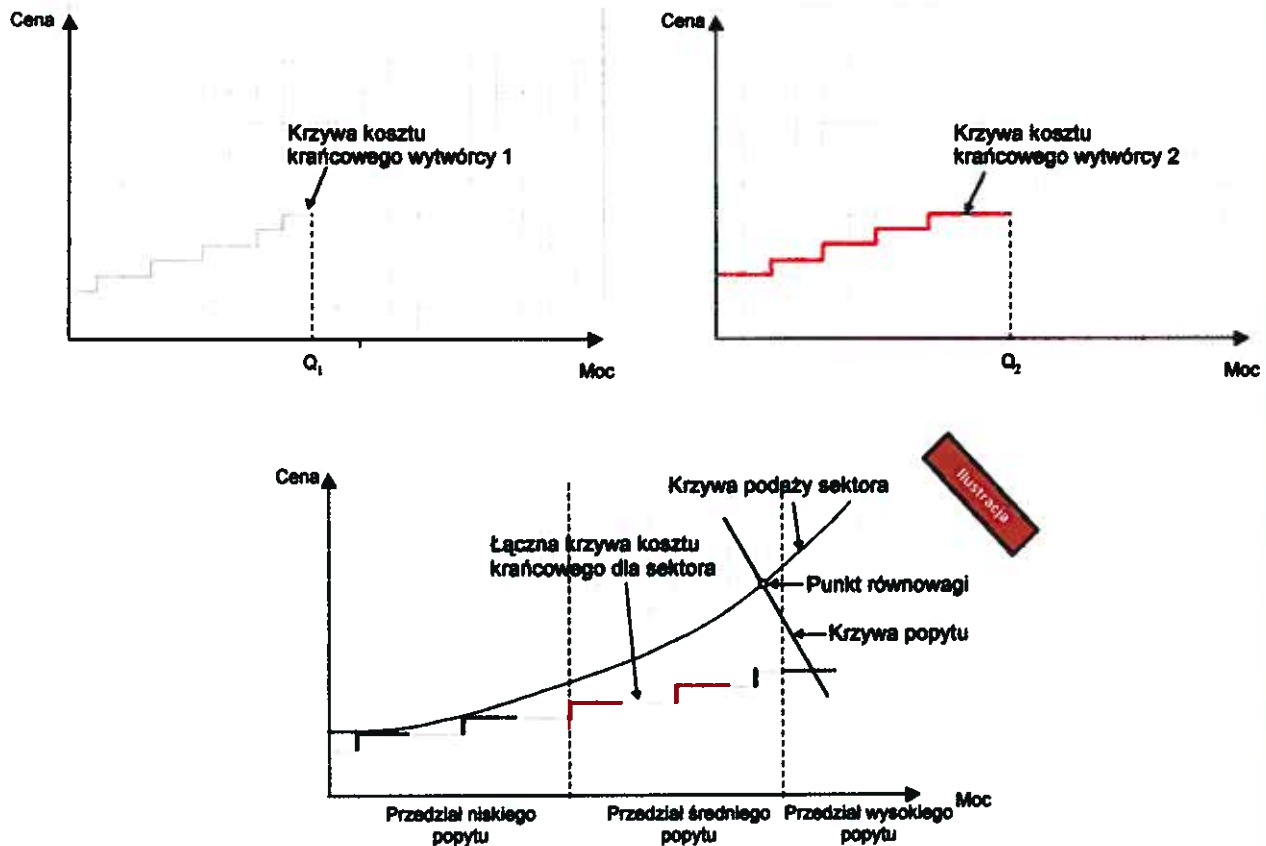
- I – niskiego popytu – kiedy popyt może być pokryty samodzielnie przez każdego z wytwórców,
- II – średniego popytu – kiedy popyt pokryty jest przez równoczesną pracę obu producentów,
- III – wysokiego popytu – kiedy wiadomo, że producent o większych zdolnościach będzie zamykał popyt.

Rysunek 1 (str. 39) ilustruje tak opisaną sytuację. W okresach niskiego popytu obaj producenci będą oferować ceny równe kosztom krańcowym. Stanie się tak, ponieważ każdy z nich może samodzielnie zaspokoić popyt a oferty powyżej kosztu krańcowego mogą sprawić, że wyłącznie konkurent będzie zakwalifikowany do produkcji.

Sytuacja zmienia się gdy wiadomo, że obaj producenci będą musieli produkować w celu pokrycia popytu. Zaczyna więc działać mechanizm opisany wcześniej – rosną bodźce do oferowania cen powyżej kosztów krańcowych, gdyż obaj producenci mając bloki droższe i tańsze, będą dążyć do ustalenia wyższej ceny dla całej swojej produkcji, która i tak będzie musiała być przywołana aby zaspokoić popyt.

W okresach najwyższego popytu, większy z producentów ma pewność, że będzie zamykał popyt. Optymalną strategią tego producenta będzie stosowanie ceny monopolistycznej dla części popytu, która będzie pokryta z jego produkcji.

Rysunek 1. Ilustracja zależności pomiędzy kosztami krańcowymi, podażą i marginesem mocy



Jeśli ceny miałyby zostać zdeterminowane *ex ante*, czy to dla potrzeb konkurencji giełdowej, czy dla kontraktów, producenci zdefiniują rosnącą krzywą podaży, która została schematycznie zaprezentowana na wykresie dolnym.

Model matematyczny

Model konkurencji zakłada, że równowaga rynkowa w danej chwili jest wyznaczona przez cenę krańcową, przy której maksymalizującym zyskiem konkurencji zaspokajają popyt. Większość współczesnych modeli jest konstruowana ponadto przy założeniu, że wynik równowagi zależy od struktury rynku i elastyczności popytu, oraz że optymalna strategia cenowa producentów uwzględnia możliwe strategie cenowe konkurencji.

Teoretyczny model równowagi rynkowej, bazujący na tzw. równowadze funkcji podaży (ang. *Supply Function Equilibria – SFE*) został zbudowany przez parę ekonomistów z Uniwersytetu Oxford – Paul Klemperer i Margaret Mayer w 1989 r.³⁾ Model ten po raz pierwszy został wykorzystany do modelowania procesów konkurencyjnych na rynku energii w Wielkiej Brytanii m.in.

przez Newbery-Green (1992)⁴⁾, Newbery (1998)⁵⁾, Wolfram (1999)⁶⁾, Green (1999)⁷⁾ i w Skandynawii przez Halseth (1998)⁸⁾. Ostatni wyczerpujący przegląd literatury dotyczącej modelowania konkurencji na rynku energii elektrycznej znajduje się m.in. w Arellano (2003)⁹⁾.

Powyższą teorię zastosowano do modelowania procesów konkurencyjnych dla potrzeb niniejszego opracowania. Przemawiały za tym dwa względy praktyczne. Po pierwsze, analiza ta daje ilościową odpowiedź

3) P. D. Klemperer, M. A. Mayer, *Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty*, *Econometrica* 57, 1989, 1243-77.

4) D. M. Newbery, R. J. Green, *Competition in the British Electricity Spot Market*, *Journal of Political Economy*, 100 (5), October 1992, pp. 929-53.

5) D. M. Newbery, *Competition, Contracts, and Entry in the Electricity Spot Market*, *Rand Journal of Economics*, 1998, 29, 4, 726-49.

6) C. D. Wolfram, *Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market*, *The American Economic Review*, September 1999, vol. 89 no. 4, pp. 805-826.

7) R. Green, *The electricity contract market of England and Wales*, *Journal of the Industrial Economics*, Volume XLVII, No. 1, March 1999.

8) A. Haseth, *Market power in the Nordic Electricity Market*, *Utilities Policy* 7, 1998.

9) M. S. Arellano, *Diagnosing and Mitigating Market Power in Chile's Electricity Industry*, Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research, CMI Working Paper 27, 2003.

na pytanie – w jakim stopniu maksymalizujący zysk konkurenci mogą dyktować ceny przekraczające poziom kosztów krańcowych. Po drugie, pozwala na określenie zależności pomiędzy efektywnością konkurencji a strukturą rynku.

Zasadniczą cechą konkurencji na rynku energii nie jest oferowanie pojedynczej ceny jednostkowej ale pary (moc, cena) na każdą godzinę (tzw. grafik). Jest to więc ekwiwalent krzywej podaży, która reprezentuje ceny udostępnienia następnej jednostki mocy w funkcji łącznej mocy zaoferowanej do tej ceny.

Rynek jest w równowadze jeśli każdy producent jest usatysfakcjonowany swoją funkcją podaży biorąc pod uwagę funkcje podaży zaoferowane przez swoich konkurentów. Celem analizy matematycznej jest więc znalezienie równowagi w sensie Nasha¹⁰⁾ dla powyższych warunków, przy założeniu braku zмовy pomiędzy firmami.

Dla uproszczonego modelu, w którym konkurują dwie identyczne firmy i i j maksymalizujące zysk, oraz gdy znana jest krzywa popytu $D(p)$, rozwiązaniem problemu jest znalezienie funkcji podaży firmy i , która maksymalizuje zysk dla tej firmy, przy funkcji podaży firmy j równocześnie maksymalizującej zysk dla j .

Dla funkcji podaży $S^j(p)$ firmy j , firma i mająca koszt C maksymalizuje zysk znajdując maksimum na rezydualnej krzywej popytu (tj. łącznej krzywej popytu pomniejszonej o podaż firmy j) poprzez maksymalizację funkcji określającej zysk:

$$\pi_i = p \cdot [D(p) - S^j(p)] - C(D(p) - S^j(p)) \quad (1)$$

Po przyrównaniu pochodnej pierwszego rzędu do zera tj. $d\pi_i/dp = 0$ i dokonaniu przekształceń, rozwiązaniem dla i są pary (q_i, p) spełniające następujące równanie różniczkowe:

$$S'^j(p) = \frac{q_i}{p - C'(q_i)} + D'(p) \quad (2)$$

Kiedy prawa strona równania (2) jest nieujemna tj.:

$$S'^k(p) \geq 0, \text{ or } \frac{dq^k}{dp} \geq 0, k = i, j \quad (3)$$

równanie definiuje rodzinę rosnących krzywych podaży, przechodzących przez punkt $(0,0)$, tzn. $q=0, p=C'(0)$.

W przypadku symetrycznym $q_i = q_j = q$, otrzymujemy:

$$\frac{q_i}{p - C'(q)} + D'(p) \geq 0 \quad (4)$$

10) Zbiór strategii jest w równowadze w sensie Nasha, jeśli przy danej strategii rywali firma nie może zwiększyć własnych zysków poprzez zastosowanie strategii innej niż strategia w równowadze.

lub

$$C'(q) \leq p \leq C'(q) - \frac{q}{D'(p)} \quad (5)$$

co definiuje górną i dolną asymptotę dla rozwiązania (2).

Funkcja podaży mająca równanie:

$$p = p_{MC} = C'(q) \quad (6)$$

jest dolną asymptotą dla rozwiązań (2) i jest funkcją podaży firmy w pełni konkurencyjnej, tzn. firmy składającej oferty równe kosztowi krańcowemu. Z równania (2) wynika, że dla $p = p_{MC}$ $dq/dp = \alpha$, więc $dp/dq = 0$ wzdłuż tej asymptoty i jakkolwiek trajektoria przecinająca tę asymptotę jest w punkcie przecięcia z tą asymptotą pozioma.

Funkcja podaży mająca równanie:

$$p = p_C = C'(q) - \frac{q}{D'(p)} \quad (7)$$

jest górną asymptotą dla rozwiązań (2) i ma interpretację krzywej podaży Cournot. Oferty według tej krzywej składałyby firmy jedynie wówczas, jeśli miałyby pewność jaką ofertę ilościową złoży konkurent¹¹⁾. Na rezydualnej części popytu będą wtedy zachowywać się jak monopolista zrównując koszt krańcowy z przychodem krańcowym. Z równania (2) wynika, że dla $p = p_C$ $dq/dp = 0$, więc $dp/dq = \infty$ wzdłuż tej asymptoty i jakkolwiek trajektoria przecinająca tę asymptotę jest w punkcie przecięcia z tą asymptotą pionową.

Podczas gdy krzywa kosztu krańcowego nie zależy od sposobu konsolidacji, krzywa Cournot jest funkcją liczby konkurentów. Dla symetrycznego podziału sektora na n konkurentów równanie krzywej Cournot (7) ma postać:

$$p_C = C'(q) - \frac{q}{D'(p)} = C'(Q/n) - \frac{Q/n}{D'(p)} \quad (8)$$

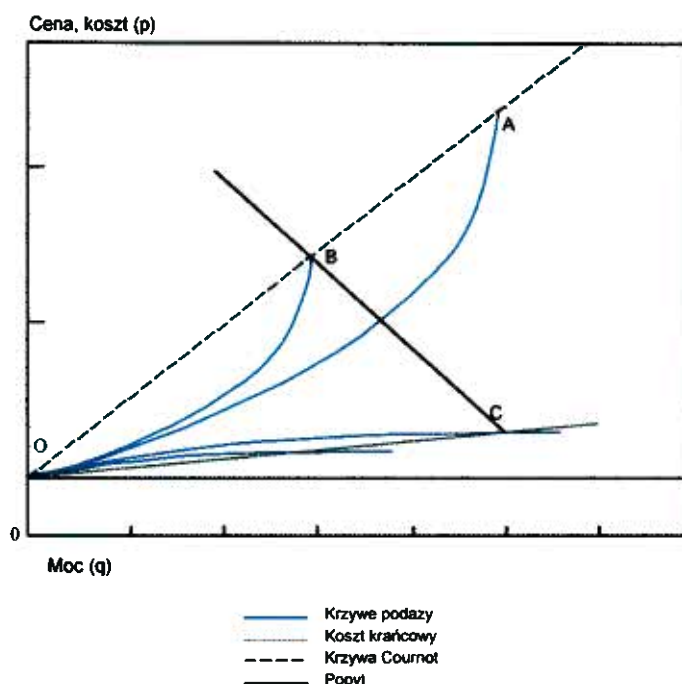
Dla liniowej funkcji popytu $D(p,t) = a(t) - bp$ i liniowej funkcji kosztu krańcowego dla pojedynczej firmy $C'(q) = cq + m$, równanie (8) ma postać:

$$p_C = \bar{C} Q + m + \frac{Q}{bn} \quad (9)$$

Powyzsza zależność ogranicza od góry przestrzeń możliwych rozwiązań dla (2) i jest malejącą funkcją liczby konkurentów n , gdzie Q jest łącznym popytem zaspakajany przez wszystkich wytwórców a \bar{C} współczynnikiem liniowym przy krzywej kosztu krańcowego

11) Brak pewności jaką ilość zaoferują w swojej ofercie konkurenci powoduje, że podaż według krzywej Cournot, choć atrakcyjna z punktu widzenia maksymalizacji zysku, nie jest optymalnym rozwiązaniem w sensie równowagi Nasha.

Rysunek 2. Koszt krańcowy, krzywa Cournot, krzywa popytu i możliwe funkcje podaży



Źródło: Newbery and Green (1992).

sektora. Dla $n \rightarrow \infty$ rozwiązanie (9) odpowiada ofertom w pełni konkurencyjnym, tj. równym kosztom krańcowym.

Z zaprezentowanej teorii wynika, że choć równanie (2) ma nieskończenie wiele rozwiązań to wiadomo, że optymalne funkcje podaży leżą pomiędzy asymptotami wyznaczonymi przez krzywą kosztu krańcowego (Bertrand) i krzywą Cournot. Wiadomo ponadto, że jeśli firma j wybrała pewną krzywą podaży $q_j(p)$ spełniającą równanie (2) i nie ma ograniczeń w podaży, to taka sama funkcja podaży firmy i , $q_i(p) = q_j(p)$ jest optymalną odpowiedzią firmy i , również maksymalizującą dla niej zysk. Ilustracja możliwych funkcji podaży znajduje się na rysunku 2.

Założenia i analiza dla warunków krajowych

Na rysunku 2 wszystkie funkcje spełniające równanie (2) przecinające krzywą popytu BC i leżące pomiędzy OA i OC są możliwymi rozwiązaniami. Symulacja ilościowa wymaga założenia, którą z funkcji przyjąć do obliczeń. Jeśli wykluczyć znowę, najlepszym rozwiązaniem dla firm, choć mało atrakcyjnym dla klientów, byłoby skoordynowanie krzywej podaży, która przecina krzywą Cournot w miejscu maksymalnego popytu – żaden bowiem inny punkt, z wyjątkiem punktu wyznaczonego dla monopolu (lub znowy), nie dałby lepszego wyniku dla firm. Takie założenie zostało przyjęte do obliczeń.

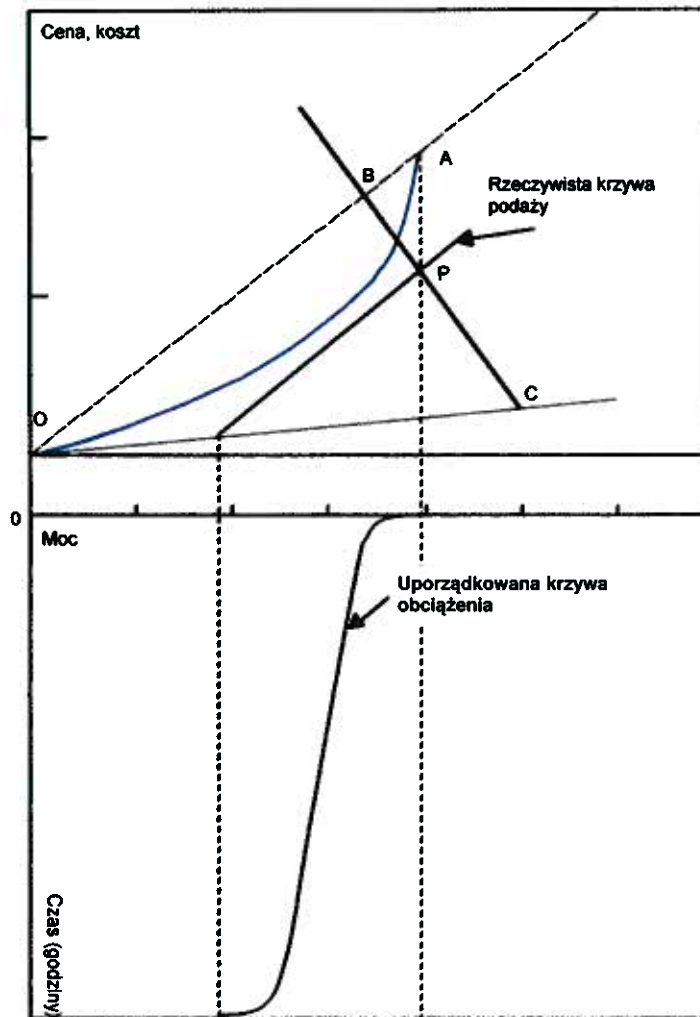
Na rysunku 3 (str. 42) krzywa BC odpowiada krzywej popytu przy maksymalnym obciążeniu systemu. Maksimum obciążenia systemu wyznaczone

jest z uporządkowanej krzywej obciążenia. Punkt P, konieczny do wyznaczenia krzywej popytu, znajduje się na przecięciu maksymalnego obciążenia z krzywą podaży oszacowaną dla rzeczywistych warunków danego roku, tzn. przy założeniu określonych przychodów na dany rok.

Wykonanie obliczeń wymaga ponadto założeń dotyczących elastyczności popytu (tzn. nachylenia krzywej popytu BC). W wariantcie bazowym do obliczeń przyjęto elastyczność popytu $\eta=0,22$, co jest wielkością zbliżoną do elastyczności popytu dla energii elektrycznej przyjmowanej do analiz na rynku brytyjskim. Analiza wrażliwości została przeprowadzona dla zakresu elastyczności $0,11 < \eta < 0,44$, gdzie $\eta=0,22$ jest wartością centralną. Zakres ten z dużym prawdopodobieństwem zawiera rzeczywistą elastyczność dla warunków polskich.

Analizę przeprowadzono przy założeniu, że konkurencja odbywa się wśród wytwórców systemowych. Założenie to wymaga odpowiedniego dopasowania kształtu krzywej obciążenia. Ostatnie dostępne dane dotyczące kształtu krzywej obciążenia pochodzą z 2001 r. Godzinowe obciążenie krajowego energetycznego dla tego roku pomniejszono o produkcję elektrowni wodnych, elektrowni przemysłowych oraz elektrociepłowni, dla tych ostatnich uwzględniając efekt sezonowości. W celu zachowania bilansu przyjęto, że pozostałe zapotrzebowanie systemu (odbiorcy energii, potrzeby własne elektrowni i eksport) pokrywane jest przez produkcję elektrowni systemowych oraz import. Następnie krzywą skorygowano proporcjonalnie o zużycie własne elektrowni i uporządkowano od godziny z największym

Rysunek 3. Ilustracja relacji pomiędzy wielkościami modelowanymi a krzywą obciążenia



zapotrzebowaniem do godziny z najmniejszym zapotrzebowaniem. Uwzględniono ponadto fakt, iż część mocy produkcyjnych elektrowni wykorzystywane jest w celach eksportowych poprzez odpowiednie zmniejszenie dyspozycyjności elektrowni produkującej na potrzeby rynku krajowego. Powyższe założenia pozwoliły określić popyt netto odbiorców krajowych na energię produkowaną przez krajowe elektrownie biorące udział w wyznaczaniu ceny krańcowej.

Analizowanych wytwórców systemowych uporządkowano wg rosnącego kosztu zmiennego, a następnie dokonano liniowej aproksymacji krzywej kosztu zmiennego, po odjęciu skrajnych producentów i przeskalowaniu dla warunków 2003 r.

Wyniki

Opracowany dla potrzeb tego opracowania model komputerowy pozwala na symulację scenariuszy cenowych w zależności od liczby konkurentów, elastyczności popytu i udziału mocy ze źródeł tanich nie uczestniczących w konkurencji. Ponieważ rozwiązanie równania różniczkowego (2) nie ma postaci algebraicznej, obli-

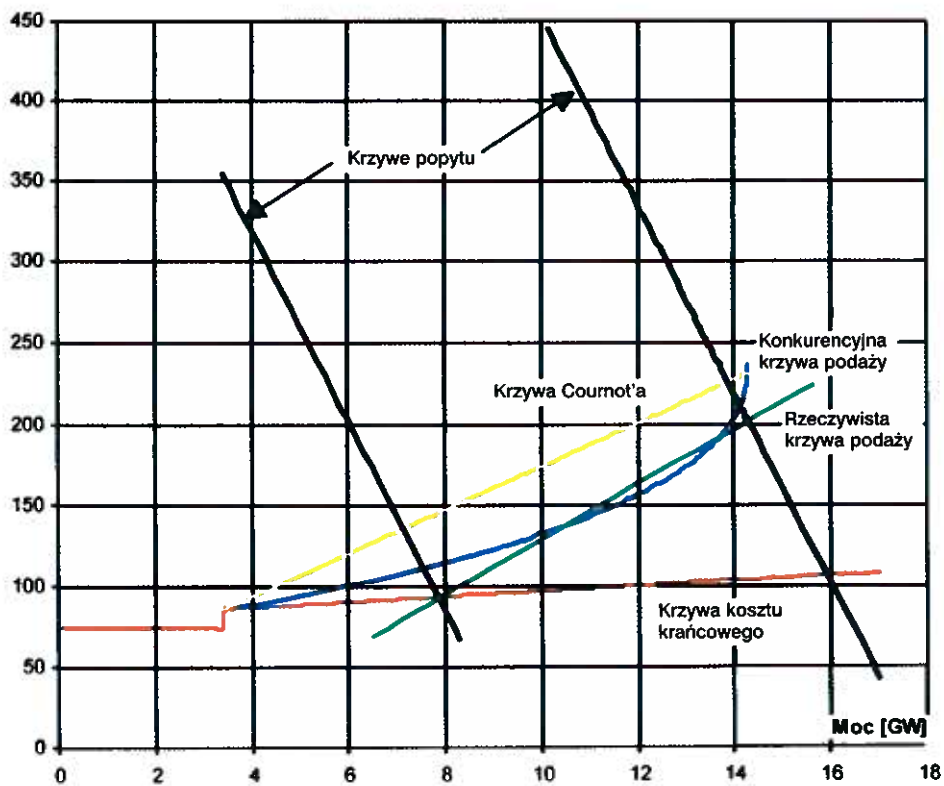
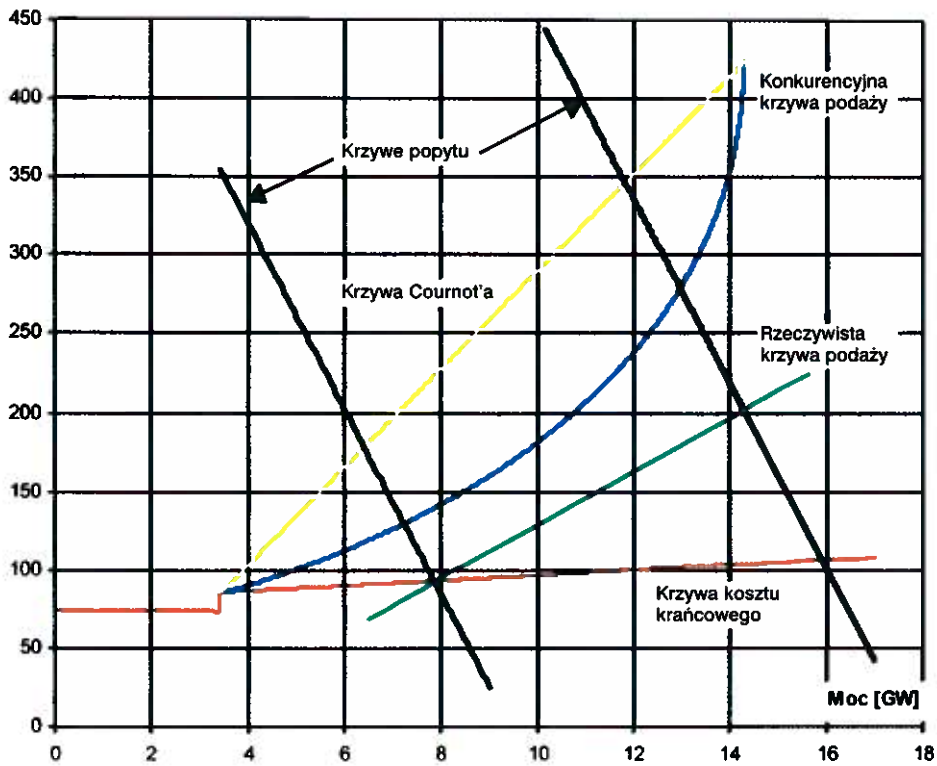
czeń dokonano numerycznie przyjmując dyskretny skok dla wielkości mocy. Również numerycznie zostało dokonane całkowanie po czasie co pozwoliło uzyskać odpowiadające danej krzywej podaży łączne wyniki dla produkcji energii oraz przychodów, a więc i średniej ceny.

Na rysunku 4 (str. 43) zamieszczono w graficznej postaci wynik analiz dla dwóch wariantów. Wykres górny przedstawia funkcję podaży będącej wynikiem konkurencji w strukturze duopolu, natomiast wykres dolny odpowiada funkcji podaży, w przypadku gdyby sektor został podzielony na pięciu graczy.

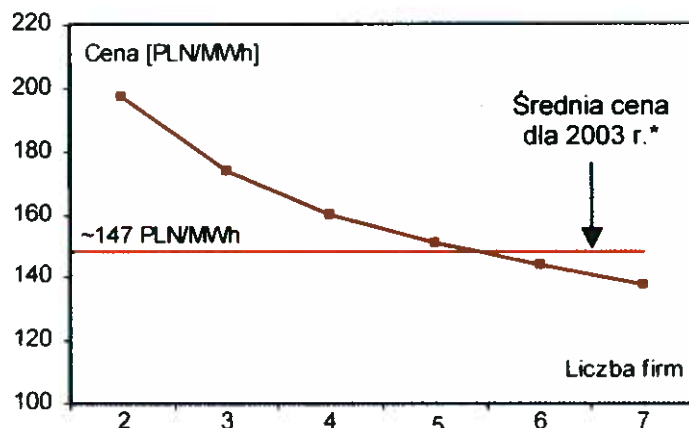
Efekt zmiany liczby konkurentów widoczny jest przez zawężenie pola przebiegu możliwych funkcji podaży maksymalizujących zysk dla poszczególnych konkurentów. Przy zachowaniu tych samych pozostałych założeń i parametrów definiujących optymalną strategię cenową, średni poziom cen dla pięciopolu jest zdecydowanie poniżej wyniku dla duopolu i jest na poziomie oszacowanej rzeczywistej funkcji podaży dla 2003 r.

Rysunek 5 (str. 44) rozciąga analizę na pozostałe warianty symetrycznego podziału sektora i przedstawia

Rysunek 4. Graficzna ilustracja wyników modelu dla duopolu (wykres górny) i pięciopolu (wykres dolny)



Rysunek 5. Zależność pomiędzy liczbą konkurentów a ceną rynkową



* Cena oszacowana z uwzględnieniem KDT i opłaty wyrównawczej.

porównanie średnich cen w zależności od liczby konkurentów również dla wariantu bazowego.

Zgodnie z oczekiwaniami cena rynkowa jest malejącą funkcją liczby konkurentów, przy czym dodanie każdego kolejnego konkurenta przekłada się na mniejszą redukcję ceny równowagi. Warto zauważyć, że obecny średni poziom cen odpowiada cenom jakie byłyby efektem konkurencji rynkowej przy strukturze sektora składającej się z pięciu firm.

Analiza wrażliwości wskazuje, że wyniki modelu są czule na założenia dotyczące elastyczności popytu. Elastyczność w wariantcie bazowym wynosi 0,22, co oznacza, że zmiana ceny o 1% spowoduje zmianę popytu o 0,22%. Jeśli okazałoby się jednak, że popyt jest bardziej sztywny i elastyczność jest niższa o połowę i wynosi tylko 0,11 wówczas można spodziewać się, że presja na ceny będzie większa. Średnie ceny przy założeniu popytu nieelastycznego byłyby więc wyższe o ok. 30%.

Istnieje również dość ścisła zależność pomiędzy dodatkową mocą umożliwiającą dostawę na rynek energii o niskim koszcie krańcowym a poziomem cen rynkowych. Efekt taki można osiągnąć w drodze rozbudowy mocy przesyłowej na granicach z kierunków taniego importu lub budując nowe moce o niskim koszcie krańcowym (np. elektrownie nuklearne¹²⁾). Każde 1 000 MW dodatkowej mocy o niskim koszcie krańcowym ogranicza siłę rynkową dotychczasowych konkurentów i według modelu przekłada się na spadek cen rynkowych o ok. 6,5%. Jeśli natomiast założyć, że o tę sumę 1 000 MW zostanie ograniczona podaż na rynku krajowym np. w wyniku eksportu, wówczas należy się spodziewać wzrostu cen na poziomie 6,5%.

Powyższe analizy zostały wykonane przy założeniu, że ceny równowagi są wynikiem konkurencji pomiędzy wytwórcami maksymalizującymi krótkoterminowy zysk. Tym niemniej wytwórcy zainteresowani zyskami długoterminowymi będą również uwzględniać skutki wejścia

nowej konkurencji jak i ryzyko ewentualnej interwencji regulatora, jeśli udowodniono by nadużywanie siły rynkowej. W długoterminowej strategii cenowej uwzględniane zatem będą ceny, przy których opłacalna byłaby budowa nowych mocy lub warunki, przy których istnieje ryzyko interwencji regulatora np. poprzez wymóg odsprzedaży części mocy stronie trzeciej. Czynniki te będą ograniczać forsowanie cen do poziomu wynikającego z maksymalizacji krótkoterminowych zysków.

Biorąc powyższe pod uwagę można przyjąć, że firmy będą dążyć do koordynacji polityki cenowej w sposób gwarantujący im maksymalizację zysków ale tuż poniżej granicy wejścia nowej konkurencji, opłacalności rozbudowy mocy przesyłowych dla importu lub spodziewanej reakcji regulatora. Z całą pewnością jednak poziom cen, jaki ukształtuje się na rynku, nie będzie zależał od wysokości jednorazowo wypłaconych rekompensat.

Wnioski

Przeprowadzona analiza wskazuje na ścisłą zależność pomiędzy warunkami konkurowania a poziomem cen.

Jeśli program konsolidacji branży przewidywałby utworzenie dwóch koncernów wytwórczych, założenia dotyczące przyszłych cen powinny uwzględniać możliwość ich wzrostu powyżej poziomu wyznaczonego przez koszt krańcowy wytwarzania.

Pominięcie skutków ewentualnych procesów konsolidacyjnych w pracach nad programem sekurytyzacji oraz pominięcie wpływu wymiany międzynarodowej na cenę równowagi na rynku krajowym może prowadzić do mylnych założeń przy wycenie rekompensat. Ryzyko błędów byłoby największe, jeśli doszłoby do jednorazowej wypłaty tych rekompensat w zamian za likwidację kontraktów długoterminowych.

*Autorem tekstu jest dr Paweł Urbański,
dyrektor grupy energetycznej*

w Central Europe Trust – Polska Sp. z o.o.

Tekst jest skrótem opracowania pod tym samym tytułem, wykonanego przez CET na zlecenie Prezesa URE.

12) Wprowadzie koszty krańcowe elektrowni nuklearnych są niskie, tym niemniej należy liczyć się z wysokimi kosztami kapitałowymi.

GRUNTOWNA RESTRUKTURYZACJA BEZ PRYWATYZACJI W CIEPŁOWNICTWIE

Waldemar Szulc

Wstęp

Z restrukturyzacją, przekształceniami lub redukcją zatrudnienia w przedsiębiorstwach ciepłowniczych, wymuszanych przez aktualną sytuację na rynku, mamy do czynienia w sposób ciągły. Nie wszystkie jednak firmy uporały się do końca z tymi procesami. Gruntownej restrukturyzacji wymagają zazwyczaj takie firmy, które spełniają równocześnie dwa warunki:

- nie działają w warunkach rynkowych (najczęściej w charakterze monopolu) i dysponują infrastrukturą o znacznej wartości, która stanowi barierę wejścia dla konkurencji, a stosowana regulacja działalności uniemożliwia osiągnięcie zadawalającego zysku,
- właściciele nie oczekują zwrotu z zaangażowanego kapitału w przedsiębiorstwo, a jedynie efektywnego prowadzenia działalności i zapewnienia realizacji określonych zadań.

Warunki te spełniają zazwyczaj przedsiębiorstwa realizujące zadania tzw. użyteczności publicznej i pozostające własnością Skarbu Państwa lub samorządów terytorialnych. Najlepszymi przykładami takich przedsiębiorstw są: PKP, PGNiG, inne przedsiębiorstwa sieciowe, dystrybutorzy energii elektrycznej i ciepła.

Wśród dystrybutorów ciepła pozostało naprawdę niewiele przedsiębiorstw, gdzie nie przeprowadzono gruntownej restrukturyzacji. Również ta branża przoduje w procesie prywatyzacji, który w bardziej intensywny sposób wymusza poprawę efektywności w przedsiębiorstwie – już 23% przedsiębiorstw ciepłowniczych zostało sprywatyzowanych. Ale zarówno w ciepłownictwie, jak i w innych branżach funkcjonują przedsiębiorstwa wymagające gruntownej restrukturyzacji.

Uwarunkowania prywatyzacyjne i restrukturyzacyjne

Do elementów, które nie zachęcają do prowadzenia procesu restrukturyzacji, należą: bierna postawa właścicieli (zazwyczaj samorządu terytorialnego) oraz istniejące uregulowania prawne wynikające z przepisów prawa energetycznego i rozporządzenia ministra gospodarki.

Pomijając wymagania właściciela w przypadku, gdy oczekuje zysków z włożonego do przedsiębiorstwa kapitału własnego, głównym motywem do przeprowadzenia restrukturyzacji są wymagania klientów. Klienci przedsiębiorstwa ciepłowniczego oczekują ciągłej poprawy jakości dostarczanego ciepła. Wiąże się to z zastosowaniem automatyki, zapewnieniem pewności

i ciągłości dostaw, szerokimi usługami serwisowymi, rzetelnością i stabilnością zasad rozliczeń, dostępnością do ciepła sieciowego. Oczywiście w oczekiwaniach klientów jest niezmiennosc opłat, a jeszcze lepiej ich obniżenie.

Poza wymaganiami odbiorców elementem determinującym te działania jest konkurencyjna oferta zaopatrzenia w ciepło z innych źródeł niż sieć ciepłownicza. Jest to czynnik znaczący przy podejmowaniu trudnych decyzji dotyczących restrukturyzacji.

Spełnienie przez przedsiębiorstwa ciepłownicze oczekiwań klientów wymaga ciągłej poprawy efektywności działania oraz środków finansowych na realizację zadań modernizacyjnych i inwestycyjnych.

Przy nie zwiększającej się wielkości sprzedaży i wysokości opłat za ciepło, konieczna jest redukcja kosztów działalności przedsiębiorstwa. Uzyskiwane oszczędności wykorzystywane są do pokrycia nowych, niezbędnych kosztów wynikających z konieczności zaspokajania zapotrzebowań klientów i nowych wydatków wynikających z uregulowań prawnych.

Dodatkowym elementem wymagającym znacznego zaangażowania finansowego przedsiębiorstwa ciepłowniczego w wydatkach inwestycyjnych jest realizacja przyłączania nowych odbiorców. Obciążenie odbiorcy kosztami wykonania przyłącza (zgodnie z przepisami do 25%) nie zawsze udaje się zawrzeć w umowie przyłączeniowej. Często zbyt wysoka opłata za przyłącze jest barierą dla potencjalnego odbiorcy i wtedy udział dostawcy ciepła jest większy niż 75%. Skutkuje to jeszcze większym zapotrzebowaniem na środki finansowe w przedsiębiorstwie.

Zabezpieczenie finansowania wszystkich niezbędnych i koniecznych zadań modernizacyjnych i inwestycyjnych bez podnoszenia opłat za ciepło, wymaga zaangażowania takich środków finansowych, których nie udaje się uzyskać dzięki zdecydowanemu ograniczeniu kosztów działalności. Niezbędne są inne działania.

Kierunki niezbędnych działań

W zasadzie w każdym z przedsiębiorstw ciepłowniczych, które jeszcze nie przeszło procesu restrukturyzacji, wiadomo co jest do zrobienia. To, że dotychczas nie zrealizowano gruntownej restrukturyzacji i dopasowania działalności przedsiębiorstwa do nowego zakresu, wynika głównie z zachowań właścicieli lub bierność zarządzających przedsiębiorstwem. Jak dokonać

zmiany postawy kierujących przedsiębiorstwem na aktywną – w zasadzie wiadomo. Trudniejsza jest zmiana zachowań właścicieli. Jest to zazwyczaj samorząd terytorialny, dla którego zaopatrzenie w ciepło jest obowiązkiem wynikającym z ustawy o samorządzie i ustawy o gospodarce komunalnej. W przepisach tych określone jest również, że zaopatrzenie w ciepło to działalność o charakterze użyteczności publicznej. Z tych uwarunkowań oraz ze społeczno-politycznego charakteru prowadzenia działalności w gospodarce komunalnej wynika, że brak jest akceptacji samorządu do działań restrukturyzacyjnych, których skutkiem może być likwidacja zbędnego majątku trwałego czy zwolnienia pracowników.

Istnieją też takie przypadki, kiedy zadanie zaopatrzenia w ciepło realizowane jest przez przedsiębiorstwo, któremu właściciel określił, że podstawowym zadaniem jest zapewnienie dostaw za jak najniższą cenę. Uzyskuje się to dzięki dbałości o właściwy stan techniczny sieci i urządzeń – umożliwiając dostawę ciepła, ale bez modernizacji i odtwarzania tego majątku. Efektem takiej dekapitalizacji majątku, w następnych latach musi być konieczność pilnych i ogromnych wydatków inwestycyjnych, na które nie będzie stać ani samorządu terytorialnego, ani przedsiębiorstwa ciepłowniczego.

Wydawać by się mogło, że takich przypadków krótkowzroczności polityki samorządu nie ma. Niestety, można wskazać kilka takich miejscowości.

A kiedy możliwa jest taka sytuacja?

1. Majątek trwały – infrastruktura pozostaje własnością samorządu. Przedsiębiorstwo ciepłownicze dzierżawi majątek ponosząc opłaty, a gmina nie przeznacza odpowiednich środków finansowych ze swojego budżetu na odtworzenie i modernizację majątku.
2. Zaopatrzenie w ciepło realizowane jest przez przedsiębiorstwo komunalne realizujące również pozostałe usługi z zakresu gospodarki komunalnej. Zastosowane może być wtedy subsydiowanie skrośne kosztem dostaw ciepła, lub w celu zachowania niskiej ceny dla odbiorców, część kosztów przenoszona jest na inne zakresy działalności.

Tolerowanie takiej sytuacji pozwala samorządowi przez jedną lub dwie kadencje wykreować wizerunek „dobrej” władzy dbającej o swoich mieszkańców, m.in. dzięki zapewnieniu taniej dostawy ciepła. A co później? Zapewne konieczność gruntownej restrukturyzacji takiego przedsiębiorstwa, zapotrzebowania na duży kapitał.

Często jedynym sposobem jest już wtedy prywatyzacja i to taka, która powoduje utratę kontroli nad przedsiębiorstwem, wtedy ten samorząd nie będzie już „tak dobry” a cena ciepła też może być inna.

Jeżeli tak przedstawiona perspektywa nie będzie wystarczająca, aby uzyskać właścicielskie przyzwolenie na gruntowną i dotkliwą restrukturyzację, to jest jeszcze jeden argument: po skutecznie przeprowadzonej

restrukturyzacji, przedsiębiorstwo będzie mogło zwiększyć wartość. Przy chęci częściowej prywatyzacji jest szansa na pozyskanie inwestorów – rezultatem są wpływy do budżetu przy zachowaniu możliwości kontroli nad przedsiębiorstwem, albo wpływy z tytułu dywidendy z zysku.

Przygotowanie gruntownej restrukturyzacji

Jak więc próbować przekonać właścicieli – samorząd – do akceptacji realizacji gruntownej restrukturyzacji? Po pierwsze, niezbędne jest do tego wewnętrzne przekonanie o konieczności takich działań w przedsiębiorstwie a szczególnie najwyższego i średniego kierownictwa. Po drugie, przygotowanie planu – harmonogramu działań. W nim należy przedstawić terminy realizacji kolejnych zadań. Pamiętać należy, że przewidziany czas na realizację powinien być maksymalnie krótki. Im dłuższy, tym trudniej będzie go realizować, jednocześnie większe będą koszty.

Podstawowe elementy takiego planu powinny obejmować:

- a) pozbycie się zbędnego majątku, również dzierżawionego; jest to niezbędny krok, który w okresie podejmowania decyzji skutkuje negatywnie na wynik finansowy przedsiębiorstwa, a przy braku wydatków – na utratę przychodów i równocześnie na zwiększenie kosztów utrzymania lub likwidacji tego majątku w budżecie samorządu,
- b) konieczne zmiany organizacyjne, dostosowujące przedsiębiorstwo do nowego, często zmniejszonego zakresu działalności, w tym również outsourcing niektórych funkcji,
- c) określenie restrukturyzacji zatrudnienia; bywa, że jej zakres obejmuje czasami kilkadziesiąt procent pracowników; pomocny w takich przypadkach jest modny ostatnio, odpowiednio przygotowany „program dobrowolnych odejść”; jest to element, na który zazwyczaj najtrudniej wyrazić zgodę samorządowi; ale przywołanie odpowiednich przykładów tj. dobrej sytuacji po wcześniejszych zwolnieniach lub krytycznej przy jej braku ułatwia podjęcie takiej decyzji,
- d) umorzenie ciężącego na przedsiębiorstwie zadłużenia w stosunku do gminy, w przypadku braku perspektywy jego spłaty,
- e) możliwość zamiany zadłużenia w stosunku do dostawcy energii na udziały czy akcje.

Poza tymi kilkoma elementami odmienną w każdym z przedsiębiorstw powoduje, że cały szereg zadań należy ująć w przygotowanym harmonogramie. Konieczne jest też podkreślenie konsekwencji w realizowaniu w pełni określonych zadań, ponieważ tylko realizacja całego zakresu daje szansę na uzyskanie spodziewanego efektu każdego z zadań.

Podstawowym, niezbędnym i koniecznym elementem do skutecznego przeprowadzenia takiej

gruntownej restrukturyzacji jest moim zdaniem zapewnienie kontroli i nadzoru nad realizacją takiego procesu.

Odpowiednio przygotowany merytorycznie właścicielski organ kontrolny (Rada Nadzorcza), stanowi doping i presję dla realizatorów procesu restrukturyzacji, zarówno w zakresie dotrzymywania terminów jak i kompletności realizowanego zadania.

Stanowi ponadto dla zarządzających w przedsiębiorstwie oparcie, a czasem i okazję do usprawiedliwiania się z konieczności wykonywania niektórych – mało przyjemnych – zadań związanych z redukcją zatrudnienia. Jeśli jednak ten organ nadzorczy składał się będzie jedynie z lokalnych polityków samorządowych, co jest niestety zazwyczaj regułą, to nie będzie on ani narzędziem pomocnym, ani kontrolnym.

Doświadczenia restrukturyzacyjne w PEC Bełchatów

Jednym z wielu pozytywnych przykładów gruntownie przeprowadzonej restrukturyzacji, jest PEC Bełchatów.

Przedsiębiorstwo to pełniło funkcje wytwórcy i dystrybutora ciepła dla potrzeb miasta Bełchatowa. Spółka dysponowała blisko 20-letnią ciepłownią wyposażoną w kotły WR 25, będącą dawniej źródłem ciepła dla miasta. Po wybudowaniu i uruchomieniu magistrali ciepłowniczej z Elektrowni Bełchatów, elektrownia stała się podstawowym źródłem dostawy ciepła. Ciepłownia miejska stanowiła jedynie źródło awaryjne o marginalnej produkcji.

Działalność operacyjna spółki od kilku lat nie przynosiła zysku.

Z budżetu miasta nigdy nie przeznaczano środków finansowych na odtwarzanie wydzierżawianego majątku trwałego mimo pobierania znacznego czynszu (bliskiego kosztom amortyzacji).

Zobowiązania dla wytwórcy ciepła regulowane były z kilkumiesięcznym opóźnieniem. Struktura i wielkość zatrudnienia (ok. 180 osób) pozostała z prowadzonej wcześniej funkcji wytwórcy i dystrybutora ciepła. Przy pierwszej taryfie wprowadzone nowe zasady rozliczeń za ciepło spowodowały konflikty z odbiorcami i utratę ich zaufania. Przejawiało się to w negacjach zaproponowanych przez Spółkę wzorów umów oraz kwestionowaniu cen i stawek zawartych w taryfie dla ciepła.

W 2000 r. Spółka stanęła w obliczu realnego zagrożenia utraty zdolności do kontynuowania działalności. Główne zagrożenie wiązało się z ujemną rentownością sprzedaży oraz zmniejszającą się płynnością finansową. Właściciele Spółki, tj. samorząd miejski Bełchatowa i Elektrownia Bełchatów, mogli wybrać wygodne rozwiązanie problemu – sprywatyzowanie przedsiębiorstwa.

Zdecydowano jednak o przygotowaniu i przeprowadzeniu głębokiej restrukturyzacji przedsiębiorstwa. W tej sytuacji zostały podjęte działania zmierzające do

podtrzymania funkcjonowania Spółki w obecnym stanie prawnym, ale wiążące się z głęboką restrukturyzacją w sferze majątku i zasobów osobowych.

Przygotowany został przez Spółkę Program Naprawczy. Istotne jego podstawy to:

- akceptacja przez właścicieli przyjętych założeń,
- sposób opiniowania i zatwierdzania,
- forma nadzoru nad realizacją.

W pierwszym roku:

- a) ograniczono stratę finansową do poziomu kosztów amortyzacji (-2 365 tys. zł przy amortyzacji 2 904 tys. zł),
- b) nastąpiła poprawa terminowej ściągłości zobowiązań, która pozwoliła na zachowanie płynności finansowej,
- c) zmniejszono zatrudnienie ze 182 do 149 etatów,
- d) nastąpiła zamiana zaległego zobowiązania za dostarczone ciepło w kwocie ok. 5,5 mln zł na zobowiązania długoterminowe spłacane w kwartalnych ratach z okresem karencji.

W drugim roku programu:

- a) po realizacji modernizacji poprawiającej pewność dostawy ciepła u wytwórcy zrezygnowano z ciepłowni miejskiej,
- b) zwrócono właścicielowi (gminie) dzierżawiony zbędny majątek trwały, w tym ciepłownię,
- c) zawieszono opłaty czynszu dzierżawnego za pozostały majątek trwały,
- d) zmniejszono zatrudnienie do 119 etatów (dzięki przeniesieniu grupy remontowej),
- e) rozpoczęto ratalną spłatę zobowiązań długoterminowych dla dostawcy ciepła,
- f) uzyskano wynik finansowy 231 tys. zł netto.

W trzecim roku programu:

- a) wniesiono opłatę czynszu dzierżawnego dla gminy,
- b) uzyskano dodatni wynik na działalności podstawowej (rentowność sprzedaży 2,4%),
- c) uzyskano wynik finansowy 738 tys. zł netto,
- d) wypłacono dywidendy właścicielom.

Pozytywna ocena przez właścicieli realizacji programu i osiągnięte efekty spowodowały, że dostawca ciepła zdecydował się za kwotę dwóch ostatnich kwartalnych rat zaległych zobowiązań za ciepło na objęcie nowych udziałów spółki. Kapitał ten zostanie wykorzystany na rozbudowę sieci ciepłej i przyłączenie nowych odbiorców bez ponoszenia dodatkowych kosztów finansowych. Obecnie trwają uzgodnienia wspólników dotyczące sposobu i procedur objęcia nowych udziałów przez wytwórcę ciepła tj. Elektrownię Bełchatów.

W okresie ostatnich trzech lat Spółka zrealizowała Program Naprawczy. Efektem jego wdrożenia jest:

- a) osiągnięcie przez przedsiębiorstwo stabilnej sytuacji finansowej,
- b) urealnienie kosztów funkcjonowania i dopasowanej do tych kosztów taryfy dla ciepła,
- c) możliwość podjęcia się ambitnych zamierzeń w zakresie rozbudowy miejskiej sieci ciepłej.

Podsumowanie

Przykład Belchatowa pokazuje, że możliwe jest przeprowadzenie procesu gruntownej restrukturyzacji bez prywatyzacji. Odkładanie, czy zaniechanie podjęcia się takiego procesu może spowodować stan upadłości lub ogromne koszty dopłat dla właścicieli. Alternatywą może być wtedy jedynie prywatyzacja przedsiębiorstwa bez uzyskania dochodu przez właścicieli (ostatnie złe przykłady to Chrzanów i Częstochowa).

Efektom procesu restrukturyzacji po uzyskaniu stabilnej sytuacji finansowej jest zdobycie pozycji umożliwiającej samodzielny rozwój przedsiębiorstwa. Uzyskane efekty pozwalają także skuteczniej spełniać oczekiwania i wymagania odbiorców, poprawiać jakość dostarczanego ciepła i usług oraz rozszerzać ofertę dla klientów.

Taki proces restrukturyzacji pozwala przedsiębiorstwu ciepłownicznemu na podjęcie się skutecznej

rywalizacji z już istniejącymi konkurentami w zaopatrzeniu w ciepło. Ponadto stwarza możliwość dla właścicieli zwrotu z zaangażowanego kapitału własnego.



*Autor jest Prezesem Zarządu,
Dyrektorem Naczelnym PEC Sp. z o.o. w Belchatowie*

Biblioteka Regulatora

Pod koniec ubiegłego roku ukazała się kolejna, siódma już publikacja z serii wydawniczej Biblioteka Regulatora – „Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu” autorstwa pracowników URE.

Jest to niezwykle ważna pozycja wydawnicza, bowiem z uwagi na zbliżające się wstąpienie Polski w strukturę Unii Europejskiej, w której będziemy mieć wpływ na powstający wewnętrzny rynek energii, warto przyrzeć się procesowi liberalizacji energetyki w państwach członkowskich. Należy dokładnie przeanalizować doświadczenia innych państw, jakie trudności one napotkały, jakie przyjęły sposoby ich rozwiązania.

Cel książki został jasno określony: jest to „(...) próba przybliżenia doświadczeń Unii Europejskiej w liberalizowaniu elektroenergetyki i gazownictwa, czyli dwóch podstawowych części energetyki. Innymi słowy: od monopolu – bezpiecznego, ale drogiego – do konkurencji, która ma przynieść ewidentne korzyści ekonomiczne i dla której granicą jest określony standard bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię, tego szczególnego dobrotowaru.”

Książka prezentuje także rolę regulatora i instytucji regulacyjnych, przedstawia rozwiązania stosowane w wybranych państwach członkowskich, podstawy prawne i skutki ich implementacji.

Ponadto stanowi pewne kompendium wiedzy, bowiem na podstawie licznej literatury przedmiotu, do której zaliczają się m.in. zarówno unijne jak i krajowe dokumenty programowe, systematyzuje i wzbogaca wiedzę na temat tworzącego się wciąż rynku energii państw Unii Europejskiej.

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

PREZES URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI
• BIBLIOTEKA REGULATORA •

ENERGETYKA W UNII EUROPEJSKIEJ

Droga do konkurencji na rynkach
energii elektrycznej i gazu

Co nowego w sprawie współpracy regulatorów europejskich

Liberalizacja europejskiego rynku energii elektrycznej i gazu to proces pociągający za sobą konieczność wdrożenia szeregu przedsięwzięć, zarówno o charakterze legislacyjnym¹⁾ jak i organizacyjnym – dla usprawnienia współpracy międzynarodowej w tworzeniu wspólnego rynku Komisja Europejska powołała Europejską Grupę Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu (ERGEG)²⁾.

Grupa doradza i asystuje Komisji w procesie konsolidacji wspólnego rynku energii (w obszarze energii elektrycznej i gazu). Jej członkami są przewodniczący krajowych organów regulacyjnych lub ich przedstawiciele. Przewodniczący krajowych organów regulacyjnych z krajów Europejskiego Obszaru Gospodarczego i krajów kandydujących do Unii Europejskiej uczestniczą w pracach ERGEG w roli obserwatorów. Udział w spotkaniach bierze także wyznaczony wysokiej rangi przedstawiciel Komisji. ERGEG może powoływać grupy robocze pod kierownictwem członka lub eksperta wyznaczonego przez podmiot posiadający uprawnienia członkowskie.

Pracami ERGEG kieruje Rada Dyrektorów w składzie: Przewodniczący (funkcję tę pełni Antonio Jorge Viegas de Vasconcelos – będący jednocześnie regulatorem portugalskim i przewodniczącym Rady Europejskich Regulatorów Energetyki) oraz dwaj wiceprzewodniczący (vacat).

Na 3 marca 2004 r. przewidziano w Brukseli drugie spotkanie robocze (z udziałem przedstawiciela Polski), którego celem będzie pełne ukonstytuowanie władz ERGEG oraz przyjęcie **zasad postępowania i planu prac na rok 2004** (ich propozycje omówiono poniżej).

ZASADY POSTĘPOWANIA

W stosunku do wcześniejszych propozycji pewnym novum jest nałożenie na członków i obserwatorów *obowiązku informowania* o stanie prac ERGEG pozostałych (krajowych czy regionalnych) regulatorów energetyki w swoim kraju i prowadzenia konsultacji w celu wypracowania wspólnego stanowiska zainteresowanych tematyką regulatorów krajowych.

Modyfikacją w zakresie trybu podejmowania decyzji jest przypisanie głosom poszczególnych członków grupy wag, i tak: *każdy ma tyle głosów ile przypisano reprezentowanemu przez niego krajowi w art. 205(2) TWE* (a nie jak wcześniej projektowano – jeden głos). Wszelkie stanowiska niezgodne z przyjętym w drodze głosowania muszą być zidentyfikowane i ogłoszone wraz z treścią decyzji.

W zakresie organizacji prac ERGEG zaproponowano przyjęcie zasady, że *w każdym roku odbyć się mają co najmniej cztery spotkania*, zwoływane przez Radę Dyrektorów (Przewodniczący i dwaj Wiceprzewodniczący) lub na wniosek minimum 1/5 liczby członków. Zamierzenia w zakresie zadań do realizacji mają być ujęte w roczny plan pracy.

PLAN DZIAŁAŃ NA ROK 2004 (tematy i tło)

Grupa ds. energii elektrycznej

A) Zarządzanie i alokacja dostępnych mocy przesyłowych połączeń systemów elektroenergetycznych, w tym:

- 1) Szerzej o nowych rozwiązaniach w artykule J. Biedrzyckiego, Z. Janiszewskiej, M. Kozak i P. Sekleckiego, *Europejski rynek energii elektrycznej i gazu – projekty nowych uregulowań Komisji Europejskiej*, na stronie 22 bieżącego numeru.
- 2) Więcej informacji o powołaniu i zadaniach ERGEG w artykule A. Dobroczyńskiej i Z. Janiszewskiej, *„Od krajowego regulatora energetyki do paneuropejskiego”*, Biuletyn URE nr 1/2004.

- Przegląd stosowania zasad i wytycznych zawartych w Rozporządzeniu Nr 1228/2003.
- Opracowanie metod ułatwiających efektywną integrację transakcji transgranicznych energii elektrycznej na hurtowym rynku.

Rozporządzenie (1228/2003) ustaliło zasady handlu transgranicznego i uprawnio Komisję Europejską do ustalenia Wytycznych Zarządzania Przeciążeniami (aneks do rozporządzenia zawiera wstępne Wytyczne). Komisja zamierza zintensyfikować prace nad Wytycznymi tak, aby zostały one implementowane w drugiej połowie 2004 r. Komisja Europejska przedstawiła szkic dokumentu o potrzebie uzupełnienia i uaktualnienia zasad zawartych w istniejących Wytycznych, przewidując, m.in. uszczegółowienie ogólnych postanowień rozporządzenia, dotyczących koordynacji prac OSP, przejrzystości i maksymalizowania dostępnych mocy oraz poddawania się opłatom związanym z przeciążeniami.

B) Taryfy sieciowe, w tym:

- Kontrola implementacji mechanizmu rekompensat dla operatorów działających między systemami przesyłowymi.
- Porównanie struktury taryf sieciowych w państwach członkowskich i analiza dostępnych środków harmonizacyjnych.
- Opracowanie opcji wprowadzenia sygnałów lokalizacyjnych na poziomie krajowym, regionalnym, uniijnym.

Rozporządzenie (1228/2003) ustanowiło bardziej stałe zasady rekompensat pomiędzy operatorami systemów przesyłowych, jako jeden ze środków koniecznych do promowania transgranicznego handlu energią elektryczną. Kontrolowanie obecnego funkcjonowania tymczasowego mechanizmu kompensacyjnego jest konieczne, aby zidentyfikować i rozwiązać problemy, które mogą się pojawić przy stosowaniu przyszłego mechanizmu, określonego zgodnie z rozporządzeniem.

Grupa ds. gazu

A) Magazynowanie

- Stworzenie wytycznych dotyczących dostępu stron trzecich do magazynów gazu.

Aktualnie Komisja Europejska pracuje nad „Wytycznymi właściwego stosowania zasad dostępu stron trzecich do magazynowania”. Rada Europejskich Regulatorów Energetyki (CEER) opracowała już swoje stanowisko w oparciu o art. 19 dyrektywy gazowej, dot. wyboru charakteru dostępu do magazynów (negocjowany lub regulowany). Zespół ds. magazynowania gazu działający w ramach ERGEG przygotowuje wspólne stanowisko w sprawie wytycznych efektywnego dostępu do magazynowania.

B) Taryfy sieciowe, w tym:

- Monitorowanie wdrażania systemu taryfowego typu „wejścia/wyjścia” („Entry-Exit”) w krajach członkowskich oraz analizy ich harmonizacji.
- Dyskusja studium dotyczące opcji wprowadzenia efektywnego mechanizmu wymiany transgranicznej.

Podczas obrad Forum Madryckiego we wrześniu 2003 r.³⁾ podjęto decyzję, iż CEER i GTE będą monitorować implementację modelu „wejścia/wyjścia”, w oparciu o przygotowaną i zaprezentowaną podczas Forum, tzw. „mapę drogową”. Monitorig odbywać się będzie na podstawie kwestionariusza wysyłanego do Operatorów

- 3) Więcej w artykule M. Dudy, *Europejscy Regulatorzy Energetyki w procesie wdrażania nowych dokumentów prawnych UE*, Biuletyn URE nr 6/2003.

Systemów Przesyłowych (TSO) przez krajowe organy regulacyjne.

Strategia ERGEG powinna przewidywać dalsze promowanie wspólnych zasad handlu przy zachowaniu uzasadnionych różnic w podejściach poszczególnych państw członkowskich. Rozporządzenie gazowe przewiduje opracowanie reguł taryfowania przesyłu gazu w obrocie transgranicznym. Harmonizacja będzie wymagała pilnego opracowania jednolitych zasad taryfowania. Zespół zada-

niowy opracuje dokument zawierający propozycje (metodologii) jednolitych zasad taryfowania w obrocie transgranicznym. Najlepszym rozwiązaniem, z myślą, o którym powinien pracować Zespół zadaniowy, byłoby włączenie opracowanych zasad (jako aneksu) do rozporządzenia gazowego.

*Opracowano w Departamencie Integracji Europejskiej
i Studiów Porównawczych URE*

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

W dzisiejszym słowniku regulacyjnym przedstawiamy zwroty i wyrażenia związane z bezpieczeństwem dostaw energii elektrycznej. Niektóre z nich mogą być również zastosowane do oceny stopnia bezpieczeństwa dostaw innych rodzajów energii. Podajemy także pełniejsze definicje mniej popularnych wyrażień.

Adequate level of investment	- Wysokość inwestycji niezbędna do zachowania bezpieczeństwa energetycznego
Already Allocated Capacity	- Przyznane zdolności przesyłowe
Available capacity (Generation assets of the country + import transmission capacity – unavailable capacity due to maintenance and outages)	- Moc dostępna (moc krajowa zainstalowana + zdolności przesyłowe w imporcie – moc niedostępna ze względu na przerwy techniczne i awarie)
Available Transfer Capacity (ATC)	- Dostępne zdolności przesyłowe
Completed Net Investments	- Zrealizowane inwestycje netto
Consumer Average Interruption Duration Index (CAIDI)	- Wskaźnik przeciętnej przerwy w dostawach dla odbiorców końcowych
Entry Costs (Average costs of building a new power plant per MW and MWh)	- Koszty wejścia na rynek (średni koszt budowy nowej elektrowni w przeliczeniu na MW i MWh)
Market concentration indices	- Wskaźniki koncentracji rynku
Peak demand	- Zapotrzebowanie szczytowe
Ratio of invested assets (Invested assets x 100 / Total assets)	- Wskaźnik poziomu zainwestowanych aktywów (Wartość aktywów zainwestowanych x 100 / wartość aktywów ogółem)
Reliability indices	- Wskaźniki niezawodności
Reserve margin 1. [(Installed capacity – Peak Demand) / Installed capacity]	- Wskaźnik poziomu rezerw 1. [(Moc zainstalowana – zapotrzebowanie szczytowe) / Moc zainstalowana]
Reliability margin 2. [(Available capacity – Peak demand) / Available capacity]	- Wskaźnik poziomu rezerw 2. [(Moc dostępna – zapotrzebowanie szczytowe) / Moc dostępna]
Security of supplies (SoS)	- Bezpieczeństwo dostaw
Strategic capacity reserves	- Strategiczne rezerwy mocy
System Average Interruption Frequency Index (SAIDI)	- Wskaźnik średniego czasu trwania przerwy w działaniu systemu
System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)	- Wskaźnik średniej częstotliwości występowania przerw w działaniach systemu
Transmission Reliability Margin (TRM)	- Rezerwa zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej

2		POLECENIE PRZELEWU		A
W ciężar rachunku		Na dobro rachunku		
Nazwa dłużnika:		Nazwa wierzyciela: URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa ul. Chłodna 64		
w (Banku)		w (Banku): NBP O/O Warszawa		
Nr rachunku:		Nr rachunku: 58101010100028732231000000		
Pl. Kas.:	Data:	Kwota:		

Tytułem:

Opłata za Biuletyn URE.....
(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

2		POLECENIE PRZELEWU		D
W ciężar rachunku		Na dobro rachunku		
Nazwa dłużnika:		Nazwa wierzyciela: URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa ul. Chłodna 64		
w (Banku)		w (Banku): NBP O/O Warszawa		
Nr rachunku:		Nr rachunku: 58101010100028732231000000		
Pl. Kas.:	Data:	Kwota:		

Tytułem:

Opłata za Biuletyn URE.....
(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

2		POLECENIE PRZELEWU		B
W ciężar rachunku		Na dobro rachunku		
Nazwa dłużnika:		Nazwa wierzyciela: URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa ul. Chłodna 64		
w (Banku)		w (Banku): NBP O/O Warszawa		
Nr rachunku:		Nr rachunku: 58101010100028732231000000		
Pl. Kas.:	Data:	Kwota:		

Tytułem:

Opłata za Biuletyn URE.....
(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

2		POLECENIE PRZELEWU		C
W ciężar rachunku		Na dobro rachunku		
Nazwa dłużnika:		Nazwa wierzyciela: URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa ul. Chłodna 64		
w (Banku)		w (Banku): NBP O/O Warszawa		
Nr rachunku:		Nr rachunku: 58101010100028732231000000		
Pl. Kas.:	Data:	Kwota:		

Tytułem:

Opłata za Biuletyn URE.....
(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

Zamówienie – Biuletyn URE – 2004	
Numery:	
Liczba egzemplarzy:	
Wartość:	
Imię i nazwisko lub nazwa firmy:	
Imię i nazwisko bezpośredniego odbiorcy Biuletynu:	
Ulica:	nr.:
Miasto:	kod:
Telefon kontaktowy (z kier.):	
NIP: _ _ _ - _ _ _ - _ _ _	
<p><i>Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu.</i></p> <p>.....</p> <p style="text-align: center;"><i>Pieczętka i podpis</i></p>	

Zamówienie – Biuletyn URE – 2004	
Numery:	
Liczba egzemplarzy:	
Wartość:	
Imię i nazwisko lub nazwa firmy:	
Imię i nazwisko bezpośredniego odbiorcy Biuletynu:	
Ulica:	nr.:
Miasto:	kod:
Telefon kontaktowy (z kier.):	
NIP: _ _ _ - _ _ _ - _ _ _	
<p><i>Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu.</i></p> <p>.....</p> <p style="text-align: center;"><i>Pieczętka i podpis</i></p>	

„Biuletyn

Urzędu Regulacji Energetyki”

zawiera m.in.:

- wykaz przedsiębiorstw ubiegających się o udzielenie koncesji,
- zestawienie udzielonych koncesji,
- zestawienie zatwierdzonych taryf,
- adresy komisji kwalifikacyjnych,
- akty wykonawcze do ustawy – Prawo energetyczne,
- informacje o sporach rozstrzyganych przez Prezesa Urzędu,
- artykuły o pracach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Biuletyn ukazuje się jako dwumiesięcznik.

* * * * *

Warunki prenumeraty w roku 2004

dwumiesięcznika:

„Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki”

Prenumeratę można zamówić na dowolną liczbę egzemplarzy, w dowolnym terminie.

Cena rocznej prenumeraty (6 numerów x 15 zł za 1 egz.) wynosi 90 zł, 2 egz. odpowiednio 180 zł.

Dwumiesięcznik będzie przesyłany na nazwisko osoby i adres wysyłki podany na zamówieniu.

WARUNKIEM PRZYJĘCIA I REALIZACJI ZAMÓWIENIA JEST OTRZYMANIE – FAKSEM LUB POCZTĄ – PODANEGO KUPONU PRENUMERATY WRAZ Z KOPIĄ PRZELEWU ZA ODPOWIEDNIĄ ILOŚĆ EGZEMPLARZY.

Prosimy o czytelne wypełnienie **WSZYSTKICH** rubryk kuponu prenumeraty.

Biuletyn ukazuje się od 15 lipca 1998 r.

Egzemplarze archiwalne poza numerem 1/98, są do nabycia w Urzędzie Regulacji Energetyki, ul. Chłodna 64, 00-872 Warszawa, tel.: (022) 661 62 22, fax: (022) 661 62 24.

SŁOWNIK REGULACJI I REGULATORA

Inflacja – jest utrzymującym się przez dłuższy czas procesem wzrostu cen w gospodarce narodowej, połączonym z utratą wartości pieniądza. Występuje wówczas wzrost podaży pieniądza i szybkości jego obiegu oraz ucieczki od danej waluty do innych wartości pieniężnych i rzeczowych. Jeżeli procesom inflacyjnym towarzyszy stagnacja gospodarcza, to mówi się o stagflacji, natomiast w przypadku wystąpienia recesji gospodarczej – o slumpflacji.

W zależności od poziomu stopy inflacji rozróżniamy:

- **Inflację pełzającą** (do kilku procent w skali rocznej) – nie powodującą zakłóceń w przebiegu procesów gospodarczych, poddającą się kontroli.
- **Inflację kroczącą** (z reguły do kilkunastu procent rocznie) – gdy oczekiwania inflacyjne wywołują określone zachowania podmiotów gospodarczych wzmagające ten proces, przy czym zaczyna się ona wymykać kontroli.
- **Inflację galopującą** (powyżej 20%) – powodującą narastające zakłócenia w przebiegu procesów gospodarczych, osłabienie systemów motywacyjnych, a w rezultacie zahamowanie wzrostu gospodarczego.
- **Hiperinflację** – gdy natężenie procesów inflacyjnych uniemożliwia racjonalne gospodarowanie z powodu niemożności prowadzenia rachunku ekonomicznego, planowania działań gospodarczych, nieskuteczności systemów motywacyjnych, co prowadzi do anarchizacji życia społecznego.

Ze względu na przyczyny powstawania inflację dzieli się na:

- **Inflację popytową** – jest ona wynikiem nadmiernej ilości pieniądza w obiegu. Nazywa się ją także inflacją pieniężną. Jej źródłem mogą być nadmierne wydatki państwa, nie znajdujące pokrycia w dochodach (inflacja budżetowa), nadmierna kreacja pieniądza kredytowego (inflacja kredytowa) lub nadmierny w stosunku do wzrostu produkcji wzrost płac (inflacja płacowa).
- **Inflację kosztową** – jest ona związana ze wzrostem kosztów produkcji.

Poziom inflacji mierzy się tempem zmian cen. Służą do tego następujące wskaźniki:

- **Indeks cen towarów i usług konsumpcyjnych CPI** (*Consumer Price Index*) – wskaźnik CPI oparty jest na ustalonej przez Główny Urząd Statystyczny strukturze rzeczywistych wydatków gospodarstw domowych o charakterystyce konsumpcyjnej. Informuje o łącznych zmianach cen dóbr i usług w sferze konsumpcyjnej. Jest on wyliczany i publikowany przez GUS, niezależnie od NBP. W skład CPI w Polsce wchodzi także ceny podlegające wahaniom sezonowym lub wahanom ustalonym przez państwo.
- **Indeks cen producentów PPI** (*Producer Price Index*) – jest to wskaźnik zmiany cen produkcji przemysłowej. Wzrost tego wskaźnika jest pierwszym sygnałem pojawienia się inflacji.
- **Indeks przyszłej inflacji** – informuje o przyszłych tendencjach inflacyjnych w gospodarce. Jego średni stopień wyprzedzenia w stosunku do CPI wynosi 3 miesiące. Nie uwzględnia on, podobnie jak inflacja bazowa, krótkookresowych szoków popytowych i podażowych, koncentrując się na głównym trendzie inflacyjnym.
- **Inflacja bazowa** – obrazuje długookresowy trend kształtowania się wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych, będącego miarą inflacji. Ilustruje ona kształtowanie się zmian cen po wyeliminowaniu wahań o charakterze sezonowym oraz wahań powstałych wskutek przejściowych szoków podażowych.

W porównaniu ze wskaźnikiem CPI indeksy bazowe charakteryzują się bardziej wyrównanym przebiegiem. W związku z tym wskaźniki te mogą być użytecznym narzędziem analitycznym służącym do badania zjawisk inflacyjnych.

Wysokość inflacji bazowej pozwala również na określenie zakresu faktycznego wpływu polityki monetarnej na kształtowanie się cen konsumpcyjnych. Wskaźniki te są wykorzystywane w Narodowym Banku Polskim do badań i prac analitycznych, ale, podobnie jak w wielu bankach centralnych na świecie, nie stanowią alternatywy dla wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych publikowanego przez powołane do tego urzędy statystyczne. Ponadto zgodnie z przyjętym w „Średniookresowej strategii polityki pieniężnej na lata 1999-2003” sposobem realizacji polityki Bezpośredniego Celu Inflacyjnego, Rada Polityki Pieniężnej bierze pod uwagę każdą dostępną informację o czynnikach zagrażających wykonaniu przyjętego na dany rok celu inflacyjnego.

Wyróżnia się dwie grupy metod liczenia inflacji bazowej. Pierwsza z nich obejmuje metody mechaniczne, czyli oczyszczenie wskaźnika CPI z pewnych jednostkowych cen towarów i usług konsumpcyjnych, druga grupa metod obejmuje zbiór technik statystycznych.

Metody mechaniczne – najbardziej popularną metodą obliczenia inflacji bazowej jest metoda polegająca na wyłączeniu pewnych elementarnych wskaźników cen z ogólnego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych (CPI). W celu obliczenia alternatywnego wskaźnika inflacji, rzeczywiste wagi wyłączanych elementów zastępowane są przez zero. W ten sposób eliminujemy ich wpływ na ogólny wskaźnik cen. Generalną zasadą tej metody jest wyłączenie tych wskaźników, które charakteryzują się silnymi zaburzeniami (sezonowymi lub podażowymi) lub z innych powodów nie są reprezentatywne (np. nie są kształtowane przez rynek). W ten sposób konstruowane są następujące miary inflacji bazowej:

- **Inflacja bazowa po wyłączeniu cen kontrolowanych** – wskaźnik ten powstaje poprzez wyeliminowanie tych cen, które nie są kształtowane przez mechanizmy rynkowe, lecz podlegają różnego rodzaju regulacjom i w związku z tym rozkład tych cen może nie odzwierciedlać rzeczywistych tendencji inflacyjnych. Wadą takiego postępowania jest jego arbitralny charakter. Wśród cen kontrolowanych znajdują się ceny, których znaczną część stanowi podatek akcyzowy (paliwa, napoje alkoholowe), na które ustalane są górne limity wzrostu lub podlegają innym regulacjom (energia elektryczna) oraz, których ceny ustalane przez samorządy (komunikacja miejska). Obecnie ze wskaźnika CPI wyłączone są napoje alkoholowe i wyroby tytoniowe, nośniki energii, paliwo, usługi transportowe, pocztowe i telekomunikacyjne oraz różnego rodzaju ubezpieczenia, a ich udział stanowi ok. 25% ogólnego wskaźnika cen.
- **Inflacja bazowa po wyłączeniu cen o największej zmienności** – w przypadku liczenia inflacji bazowej po wyłączeniu cen o największej zmienności stosuje się wartość odchylenia standardowego poszczególnych wskaźników cen towarów i usług, na podstawie którego została wyznaczona wartość graniczna, powyżej której dany wskaźnik ceny uznano za zmienny. Grupy te zostały wyłączone z ogólnego wskaźnika cen (ich wagi zastąpiono przez zero). Powstały w ten sposób indeks jest oczyszczony z wpływu cen najbardziej zaburzonych, tzn. tych, których ceny charakteryzują się bardzo silną sezonowością lub też tych, których ceny podlegały zmianom o charakterze szokowym lub cyklicznym. Są to: znaczna część owoców i warzyw, opłaty za użytkowanie mieszkania, energia elektryczna, a także niektóre usługi pocztowe i telekomunikacyjne. Udział cen o największej zmienności stanowi obecnie 15,5% ogólnego wskaźnika cen, a po dołączeniu do tej grupy także cen paliw, udział wzrasta do ok. 18%.
- **Inflacja „netto”** – wskaźnik inflacji „netto” powstał wskutek wyeliminowania całej grupy żywności oraz paliw (co w sumie stanowi ok. 33% wskaźnika CPI).

15% średnia obciąża – jest jedyną miarą liczoną przy użyciu metod statystycznych. Jest to średnia ważona policzona z pewnego zbioru grup, których wagi skumulowane (odpowiadające uprzednio posortowanemu wskaźnikom cen w sposób narastający) są większe niż 15% i mniejsze niż 85% (obciążenie dokonywane jest symetrycznie z obu stron). Zostają w ten sposób odrzucone grupy, których cena uległa największej zmianie w stosunku do poprzedniego okresu.

Deflacja – zjawisko przeciwstawne do inflacji, polegające na obniżaniu się ogólnego poziomu cen dóbr i usług, a także produkcji i zatrudnienia w wyniku ograniczenia dopływu pieniądza do gospodarki.

Stagflacja – stan gospodarki charakteryzujący się jednocześnie wysokim poziomem inflacji, wysokim bezrobociem i stagnacją gospodarczą. Miernikiem opisującym ten stan jest stopa stagflacji, zwana też stopą ubóstwa, stanowiąca sumę stopy inflacji i stopy bezrobocia.

Slumpflacja – stan gospodarki, w którym załamaniu się procesów gospodarczych, wyrażającemu się spadkiem produkcji i dochodu narodowego w ujęciu bezwzględny (kryzys), towarzyszy szybki wzrost bezrobocia i wysoki (rosnący) poziom inflacji.

(K. G.)



URE
URZĄD REGULACJI ENERGETYKI