

NR 6
2005

2 listopada 2005

BIULETYN
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze m.in.:

- Ewolucja sektora energetycznego
- Bezpieczeństwo energetyczne
- Proces zmiany dostawcy
- Regulacja sektora ciepłowniczego
- Taryfa pracownicza

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 66-16-134
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. 66-16-315 fax 66-16-321
Biuro Prawne	tel. 66-16-130 fax 66-16-134
Biuro Obsługi Urzędu	tel. 66-16-155 fax 66-16-177
Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii	tel. 66-16-305 fax 66-16-225
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 Państwo

W ostatnim w tym roku numerze Biuletynu zamieszczamy niezwykle sporą dawkę ciekawych i pożądanych – jak nam się wydaje – artykułów, tematycznie związanych m.in. z polityką energetyczną Państwa, promowaniem konkurencji, zmianami w sektorze ciepłowniczym, regulacją w Unii Europejskiej oraz blokiem zagadnień prawnych. Ponieważ nie sposób wspomnieć we wstępie o każdej publikacji, zaanonsujemy zatem kilka, zachęcając przy tym serdecznie do zapoznania się ze wszystkimi.

Na przełomie lat 80.-90. ubiegłego stulecia rozpoczął się w Polsce żmudny i trudny proces transformacji rynkowej gospodarki, który pociągnął za sobą zmianę infrastruktury, w tym elektroenergetyki. Kilkanaście lat spotkań, dyskusji, powoływania zespołów, podejmowania działań, uchwalania ustaw i rozporządzeń. Czy udało się zatem wypracować zadowalający wszystkich ostateczny kształt rynku, w założeniu – w pełni konkurencyjny? Na to pytanie próbują odpowiedzieć L. Juchniewicz i A. Dobroczyńska, którzy w swoim artykule podnoszą, że „... warto dłuższą chwilę poświęcić retrospekcji procesu ewolucji naszej gospodarki, by lepiej zdawać sobie sprawę z tego, jaką drogę przebyliśmy, dokąd doszliśmy i dokąd zmierzać dalej powinniśmy. Obszarem tej swoistej wivisekcji (...) uczyniliśmy sektor energetyczny. Dla opisu zmian i ich przesłanek zachodzących w elektroenergetyce przyjęto kryteria (...): formy własności, zarządzanie i funkcjonowanie w dążącej do większej konkurencyjności gospodarce”.

Często zastanawiamy się, czym jest bezpieczeństwo dla każdego z nas. Z pewnością stanem niezagrożenia, spokoju. A czy łatwo przychodzi nam odpowiedzieć na pytanie, czym jest bezpieczeństwo energetyczne? Wielokrotnie na łamach prasy specjalistycznej termin bezpieczeństwa energetycznego przytaczany jest w różnych kontekstach, odpowiednich dla danego autora, pragnącego uzasadnić przedstawione przez niego poglądy. Pojęcie to przybliży zatem T. Kowalak, który przedstawia elementy składowe bezpieczeństwa energetycznego, a także opisuje jego wybrane składniki w warunkach polskich.

Z dniem 1 lipca 2007 r. wszyscy odbiorcy paliw i energii nabędą prawo zakupu tych paliw od wybranego przez siebie sprzedawcy. W styczniowym numerze Biuletynu M. Juszczyk pisała o brytyjskich doświadczeniach detalicznego odbiorcy na rynku energii. Teraz zaś autorka nawiązując do swojego poprzedniego artykułu rozwija temat i przedstawia cały proces zmiany dostawcy w Wielkiej Brytanii, a więc: jego otoczenie, uczestników, mechanizm działania, obszary zmian oraz problemy dostawców i odbiorców, zastanawiając się jednocześnie, czy powinniśmy brać przykład z Brytyjczyków, i jak najlepiej wypracować swój własny mechanizm zmiany dostawcy przez odbiorców detalicznych.

W bieżącym numerze Biuletynu rozpoczynamy publikację nowego, stałego działu ENERGETYKA W LICZBACH, w którym prezentować będziemy aktualne informacje i problemy dotyczące szeroko rozumianego sektora paliwowo-energetycznego. Zaczynamy od najbardziej gorącego tematu ostatnich miesięcy – ropy naftowej.

Redakcja

SPIS TREŚCI

Transformacja ustrojowa w polskiej elektroenergetyce. Od pełnego monopolu naturalnego ku ... pełnej konkurencyjności?	2
Wolność gospodarcza i jej ograniczenia – chaos czy jednolita tendencja?	10
Bezpieczeństwo energetyczne – zakłęcie, wytrych czy realna kategoria?	17
Odbiorca detaliczny na rynku energii. Doświadczenia brytyjskie wyzwaniem dla Polski. Cz. II Chcemy wybierać dostawcę? Musimy się do tego solidnie przygotować! 24	
Opomiarowanie odbiorców a liberalizacja rynku energii elektrycznej	34
Wspomaganie energetyki w Unii Europejskiej czyli pomoc nie jedno ma imię	40
KE wobec sytuacji na rynku ropy naftowej	44
Dwunaste spotkanie europejskiego forum regulacji sektora energii elektrycznej	49
W kierunku większej konkurencyjności na europejskim rynku gazu – wytyczne Forum Madryckiego	52
Nowe platformy dyskusyjne dla rynku energii elektrycznej i gazu – cele i założenia	55
Regulacja a zmiany w strukturze ciepłownictwa na przykładzie przedsiębiorstw województw dolnośląskiego i opolskiego	58
Regulacja sektora ciepłowniczego – nadmierna ingerencja państwa w gospodarkę, czy obiektywna konieczność?	64
Czy „taryfa pracownicza” jest uzasadniona społecznie?	74
Problemy i pułapki administracyjno-prawnego zatwierdzania taryf przedsiębiorstw energetycznych	77
Ile potrzeba czasu na zatwierdzenie taryfy?	80
Opłata z tytułu nielegalnego poboru nie jest należnością za pobrane paliwo lub energię, o której mowa w art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne	83
Prawa i obowiązki spółdzielni mieszkaniowych w kontekście ustawy Prawo energetyczne i jej nowelizacji	87
Ropa naftowa	96
Metody oceny efektywności ekonomicznej inwestycji dotyczących układów kogeneracyjnych	99
Ceny węzłowe jako mechanizm zarządzania ograniczeniami w systemie elektroenergetycznym	108
Konkurs dla doktorantów	112
Informacje i komunikaty	124

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 i łamanie, organizacja druku i kolportaż: PPGK SA, 01-943 Warszawa, ul. Pstrowskiego 10, tel. 864 27 12

Oddano do druku 26 października 2005 r. Nakład: 1800 egzemplarzy. ISSN 1506-090X Cena zł 12 (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

TRANSFORMACJA USTROJOWA W POLSKIEJ ELEKTROENERGETYCE. OD PEŁNEGO MONOPOLU NATURALNEGO KU ... PEŁNEJ KONKURENCYJNOŚCI?¹⁾

dr Agnieszka Dobroczyńska, dr Leszek Juchniewicz

Wprowadzenie

Przed kilkunastu laty państwo polskie i jego obywatele zainicjowali, w sposób demokratyczny i łagodny zarazem, radykalną reorientację ustrojową. Abstrahując od przesłanek ideologiczno-politycznych, co do których istoty i charakteru jeszcze długo zapewne będziemy się spierać, w odniesieniu do gospodarki wątpliwości żadnych nie było. Budujemy gospodarkę rynkową! [1]: stawiamy na przedsiębiorczość obywateli, prywatyzujemy nieefektywne (z reguły) przedsiębiorstwa państwowe, szukając dla nich konkretnego właściciela ryzykującego swoimi a nie wspólnymi pieniędzmi, reagujemy na rynkowe mechanizmy alokacji zasobów, tworzymy podstawy dla dobrobytu i jesteśmy jako społeczeństwo jego beneficjentami. Tak lapidarnie, lecz z pewnością nie trywialnie, można określić istotę transformacji ustrojowej w odniesieniu do sfery wytwarzania i usług.

I choć nie przypada dziś żadna szczególna rocznica czy też jubileusz przełomowych wydarzeń, warto nieco dłuższą chwilę poświęcić retrospekcji procesu ewolucji naszej gospodarki, by lepiej zdawać sobie sprawę z tego, jaką drogę przebyliśmy, dokąd doszliśmy i dokąd zmierzać dalej powinniśmy. Obszarem tej swoistej wiewidekcji tradycyjnie już, z racji swoich zainteresowań i wykonywanej pracy, uczyniliśmy sektor energetyczny. Dla opisu zmian i ich przesłanek zachodzących w elektroenergetyce przyjęto kryteria, którymi posłużyli się badacze rynku brytyjskiego²⁾: formy własności, zarządzanie i funkcjonowanie w dążącej do większej konkurencyjności gospodarce (różny stopień reakcji na regulacje: zarówno administracyjne, jak i rynkowe) [2].

- 1) Niniejszy tekst został także opublikowany w: *Transformacja polskiej gospodarki. Ocena kierunków i dynamiki zmian strukturalnych*, pod redakcją Henryka Ówiklińskiego, Fundacja Rozwoju Uniwersytetu Gdańskiego, Gdańsk 2005.
- 2) Opisałi oni w syntetyczny sposób normatywny przebieg procesu przekształceń definiując „właścicieli” jako tych, co są uprawnieni do czerpania korzyści (zysków) z prowadzonej działalności gospodarczej, zaś „menedżerów” – jako tych, których wyznaczają (mianują) właściciele dla zapewnienia władczego i efektywnego prowadzenia działalności gospodarczej. Konkretnie idzie o zmiany w tym zakresie, m.in. „wiele z globalnych zmian w energetyce to zmiany własnościowe i zmiany zarządzania energetyką. Te zmiany wiążą się z presją na przedsiębiorstwa energetyczne, by funkcjonowały bardziej komercyjnie ...” [2, s. 15].

Był to proces w istocie swojej polegający na wyodrębnieniu z całości sektora jego składowych mających cechy monopolu naturalnego (czyli działalności sieciowej) oraz pozostałych rodzajów działalności, predestynowanych do gry rynkowej (rys. 1).

Rysunek 1. Elektroenergetyka: monopol i konkurencja



Źródło: URE.

Układ własności oraz sposoby i charakter zarządzania elektroenergetyką u progu szeroko zakrojonych reform [3, str. 47 i 48], był swoistą pochodną zgody na monopol naturalny wraz z akceptacją wszystkich jego szeroko pojętych kosztów³⁾, występował niemal powszechnie i z tego względu traktowany był jako pewna cywilizacyjna prawidłowość. Polegało to na tym, iż rząd państwa był jednocześnie właścicielem, jak i bezpośrednio zarządzającym przedsiębiorstwami, integrującymi w zasadzie cały łańcuch technologiczny wytwarzania i przesyłania energii elektrycznej (*direct government ownership*). Organiczne zespolenie różnych rodzajów gospodarczej aktywności w zakresie energetyki pod państwowym szyldem, spr-

- 3) W sferze monopolu naturalnych do podstawowych paradygmatów, do niedawna powszechnie akceptowanych, zaliczono: brak zysku, status przedsiębiorstwa użyteczności publicznej *ex definitione*, akceptacja wszystkich kosztów, gwarancja zwrotu kapitału, pełna regulacja podaży, potwierdzenie monopolu naturalnego monopolu prawnym.

wiało, iż taki konglomerat postrzegany był cały jako swoista „infrastruktura” a nie gałąź przemysłu.⁴⁾ Powodowało to pomijanie aspektów efektywnościowych, co było możliwe do momentu, kiedy okazało się, że taki charakter funkcjonowania energetyki (jednego z segmentów sektora użyteczności publicznej), praktycznie wyjęcie poza nawias rynku – staje się barierą postępu, hamuje wzrost konkurencyjności całej gospodarki. Waga negatywnych konsekwencji była zbyt dotkliwa, by sprawa mogła zostać rozwiązana w ramach zintegrowanej pionowo i zmonopolizowanej własności państwowej [3, s. 1].

Na przełomie 80-tych i 90-tych lat – w czołowych krajach Europy (głównie w Wielkiej Brytanii)⁵⁾ – rozpoczął się proces powolnej restrukturyzacji rynkowej tak funkcjonujących organizmów gospodarczych. Pierwszym etapem zmian była tzw. komercjalizacja (*commercialisation*), kiedy rządy, rezygnując z drobiazgowej kontroli nad energetyką, zaczęły koncentrować się głównie na jej zyskowności. Niemal równocześnie towarzyszyła temu postępująca korporatyzacja (*corporatisation*) polegająca na ustanawianiu odrębnych, tak ekonomicznie, jak i prawnie samodzielnych przedsiębiorstw, odrębnie zarządzanych i operujących w różnych dziedzinach energetyki, choć nadal pozostających własnością państwa. Kolejne fazy zmian własnościowych i zarządzania, w różnym stopniu urzeczywistniane, polegały na wprowadzaniu akcji przedsiębiorstw energetycznych do publicznego obrotu i notowań na giełdzie papierów wartościowych (*public corporation*), czyli na postępującej prywatyzacji (*privatisation*), aż do całkowitego wycofania się państwa z akcjonariatu i powstania w ten sposób prywatnych przedsiębiorstw (*private corporation*).

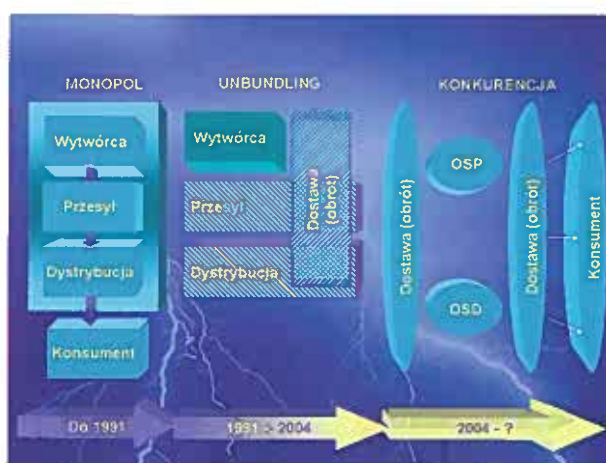
Analizując proces przekształceń własnościowych i funkcjonalnych w energetyce z punktu widzenia zasad i zakresu działalności poddanej działaniu rynku konkurencyjnego [4, s. 21] można go scharakteryzować następująco: od sytuacji braku jakiegokolwiek konkurencji (inaczej – od pełnego rynku producenta) do pełnej konkurencji (czyli rynku konsumenta i nieograniczonych możliwości wyboru), przy jednoczesnym wprowadzeniu zewnętrznej regulacji⁶⁾ [5] wobec tych zakresów działalności ener-

getycznej, które stanowią rzeczywisty monopol naturalny [2, str. 1].

Restrukturyzacyjne zmagania

Podobnie sytuacja wyglądała w Polsce a sekwencja działań restrukturyzacyjnych (rys. 2) była niemal wier-ną kopią brytyjskiej ścieżki przekształceń energetyki, choć jak dowiódł tego proces rodzimej transformacji – tylko do pewnego momentu. Dodajmy – korzystnego dla energetyków. Przekroczenie swoistej linii demarkacyjnej – o czym nieco dalej – spowodowało, iż w obliczu zagrożenia partykularnych interesów – energetycy proces prorynkowej restrukturyzacji sektora skutecznie wstrzymali. Ale po kolei.

Rysunek 2. Ewolucja rynku w elektroenergetyce



Źródło: URE.

Jeśli zatem popatrzeć wstecz na koniec lat 80-tych i początek 90-tych minionego stulecia i wziąć pod uwagę charakter ówczesnej energetyki, to stan posiadania mógłby zapewne wyglądać następująco. Na gospodarczej mapie Polski widnieje jedna, olbrzymia „Wspólnota Energetyki i Węgla Brunatnego”, nadzorująca 5 Okręgów Energetycznych, będących przedsiębiorstwami państwowymi. Scałały one kopalnie węgla brunatnego, elektrownie tak opalane węglem brunatnym, jak i węglem kamiennym, a także i wodne, sieci przesyłowe najwyższych napięć oraz sieci dystrybucyjne. Taki energetyczny konglomerat był wytworem nie tylko ówczesnego systemu ustroju polityczno-ekonomicznego, ale o czym było wcześniej – miał również obiektywny charakter. Ustawowa likwidacja „Wspólnoty” (1990 r.⁷⁾ dała podstawy bytu wielu samodzielnym przedsiębiorstwom: kopalniom, elektrowniom, zakładom energetycznym. Nadal są one w przeważającym stopniu własnością Skarbu Państwa (rządu). Ta wysoce anachroniczna

- 4) Cytowani autorzy taki stan własności i zarządzania energetyką określają mianem „bezpośredniej własności rządowej” (państwowej). Trochę ironicznie konstatują, iż „... ci sami ludzie są właścicielami, regulatorami i menedżerami, choć czasami noszą różne wizytówki spełniając te różne role. W takim stanie rzeczy – inwestycje są podejmowane za zgodą państwa, to samo państwo ustala ceny i decyduje o przychodach przekazywanych ... państwu ...” [2, str. 1].
- 5) Dążenie do liberalizacji rynku energetycznego w Europie wyraziło się po raz pierwszy w manifestie brytyjskiej Partii Konserwatywnej w 1987 r. Inicjatywa brytyjskiej Partii Konserwatywnej była pierwszym krokiem do polityki prywatyzacyjnej i zmian regulacji, które rozpoczęły się w Wielkiej Brytanii w kwietniu 1990 r.
- 6) Od blisko dwudziestu lat termin regulacja jest używany bardziej wąsko, głównie w odniesieniu do transformowania monopolu naturalnych, aby zaczęły podlegać regułom rynku konkurencyjnego.

- 7) Ustawa z dnia 24 lutego 1990 r. o likwidacji Wspólnoty Węgla Kamiennego i Wspólnoty Energetyki i Węgla Brunatnego oraz o zmianie niektórych ustaw.

forma⁸⁾ wkrótce miała zostać zastąpiona bardziej odpowiednimi dla gospodarki rynkowej. Komerccjalizacja, bo o niej mowa, miała miejsce w pierwszej połowie lat 90-tych. Dzięki niej, przedsiębiorstwa energetyczne doświadczyły działania ówczesnego kodeksu handlowego [1] i pełniej zaczęły podporządkowywać swoje funkcjonowanie regułom rynkowym. Warto odnotować, iż niewątpliwym sukcesem ówczesnej restrukturyzacji był pełny tzw. *unbundling*⁹⁾ [6, cz. 4], czyli funkcjonalny podział sektora umożliwiający z kolei jego docelowe pełne urynkowanie.

Odnosząc to do sekwencji przekształceń w Wielkiej Brytanii, w szybkim tempie osiągnięto fazę bezpośredniej własności rządu (*direct government ownership*), poprzez *commercialisation* i *corporatisation* i stanęliśmy ok. 93/94 roku u progu kolejnego etapu formy ewolucji – *privately owned corporation*, związaną z prywatyzacją i upublicznieniem spółek sektora energetycznego (*public corporation and privatisation*). Jednak ta faza do dnia dzisiejszego się nie urzeczywistniła, pomimo upływu ponad 10 lat.

Nasuwa się oczywiste w takiej sytuacji pytanie – dlaczego? Co stało się w samym sektorze lub jego otoczeniu, iż konieczny, nieuchronny proces rynkowej ewolucji został zahamowany? Wydaje się, że zdecydowały o tym dwie istotne okoliczności. Pierwsza z nich wiąże się z listą przedsiębiorstw państwowych (i spółek Skarbu Państwa) o szczególnym znaczeniu dla gospodarki, o których prywatyzacji miała zdecydować Rada Ministrów¹⁰⁾. Sektor energetyczny *in corpore* został z definicji na tę listę wpisany. Miało to niebagatelne następstwa, bowiem w początkach procesu transformacji, w czasach pełniejszego poparcia społecznego dla prywatyzacji, oznaczało to *de facto* jej odroczenie¹¹⁾. Efektem takiego stanu rzeczy i odwlekania decyzji prywatyzacyjnych, było ich późniejsze fiasko. Kiedy pod koniec lat dziewięćdziesiątych został przygotowany program prywatyzacji i pojawiły się pierwsze zaproszenia do rokowań dla inwestorów zainteresowanych kupnem elektrowni lub elektrociepłowni, albo zabrakło chętnych, albo proces prywatyzacji znacznie wydłużał się w czasie, aż do ... unieważnienia zaproszenia do rokowań. Ówczesną porażkę prywatyzacyjnych starań trzeba zapewne przypisać nie tyle dekonstrukcji na rynku inwestycyjnych zakupów, co skumulowaniu w stosunkowo krótkim czasie dużej liczby ofert prywa-

tyzacji, nie wzbudzających większego zainteresowania. Jeśli dodatkowo założyć, iż nabywcy są skłonni wydać jedynie określoną kwotę środków, to musiało to z kolei skutkować stosunkowo niskimi cenami w składanych ofertach. Ponieważ polscy prywatyzatorzy, po ewidentnych błędach z początku okresu transformacji, nauczyli się już nie sprzedawać akcji Skarbu Państwa za niskie ceny – prywatyzacja uległa najpierw istotnemu zahamowaniu a potem zupełnemu wstrzymaniu.

Drugą okolicznością mającą negatywny wpływ na proces przekształceń własnościowych w energetyce było, co zabrzmia nieco paradoksalnie, ustanowienie nowego ładu prawnego dla energetyki w postaci ustawy Prawo energetyczne. Do takiej przewrotnej konstatacji, upoważnia obserwacja poczynań sektora zarówno w trakcie prac nad ustawą, jak i później. Ustawa Prawo energetyczne – uchwalona przez Sejm RP 10 kwietnia 1997 r.¹²⁾ – oznaczała bardzo zasadniczą zmianę sposobu gospodarowania w energetyce w kierunku rynku. I choć z jednej strony – ustawa ta w sporej mierze jest kontynuacją trendów mających swoje korzenie we wcześniejszych regulacjach, to z drugiej strony – oznaczała poważny przełom. Umożliwia bowiem urynkowanie energetyki. I tego niewątpliwie przestraszyli się energetycy. Prawo energetyczne stało się dla nich zapowiedzią końca „złoty czasów”. Naturalną zatem ich reakcją było podjęcie działań, które pozwoliłyby na utrzymaniu *status quo* i oddaleniu zagrożeń związanych z urealnieniem zapowiedzi wprowadzenia stosunków rynkowych do energetyki.

Nie można było tego jednak zrobić w prymitywny sposób. Choć w gruncie rzeczy tak to zostało zrobione. Z jednej strony urynkowanie sektora zostało gorąco wsparte werbalnie¹³⁾, a zwłaszcza na setkach konferencji poświęconych prywatyzacji i urynkowaniu, z drugiej zaś – w sferze realnych działań – sięgnięto do wypróbowanych wielokrotnie argumentów, bardzo zresztą mocno zakorzenionych w świadomości tak decydentów, jak i większości użytkowników energii: bezpieczeństwo energetyczne oraz ochrona środowiska. Do tego dodano narastające anty-prywatyzacyjne fobie. Oddalenie zagrożenia rynkowego nastąpiło przez powiązanie tych trzech obszarów, i wygenerowanie zarówno działań, jak i argumentów łatwo trafiających do świadomości społecznej.

W pierwszej kolejności „ustawiono się” na kolejne i to długie lata funkcjonowania. W latach 1994-1998 zawarto bowiem kontrakty długoterminowe (KDT) na sprzedaż

8) Adekwatna dla tzw. socjalistycznej własności środków produkcji z początku lat 80-tych, współzarządzana przez załogi pracownicze.

9) Oddzielenie od siebie produkcji, przesyłu, dystrybucji i dostaw energii, co było potrzebne do identyfikowania i przyporządkowywania kosztów konkretnej operacji w długim procesie wytwarzania i dostarczania energii i w ten sposób uzyskać adekwatność ceny w odniesieniu do kosztów.

10) Taką delegację ustawową dla Rady Ministrów po raz pierwszy zamieszczono w ustawie z dnia 13 lipca 1990 r. o prywatyzacji przedsiębiorstw państwowych (art. 2a), kolejny w ustawie z dnia 30 sierpnia 1996 r. o komercjalizacji i prywatyzacji (art. 1a).

11) Po cóż było zabiegać o pozytywną decyzję Rady Ministrów w tym zakresie, kiedy na wyciągnięcie ręki było setki innych przedsiębiorstw, czekających w prywatyzacyjnej kolejce?

12) Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 i Nr 203, poz. 1966, z 2004 r. Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, nr 91, poz. 875, Nr 96, poz. 959 i Nr 173, poz. 1808 oraz z 2005 r. Nr 62, poz. 552.

13) Energetycy mówią o rynku energii od 10 lat i niewiele dla niego zrobili. Dyskutowali, wyjeżdżali na seminaria, jeździli do Kalifornii aby nauczyć się, jak ten rynek się robi, a tego rynku konkurencyjnego jak nie było, tak nie ma. Wręcz odwrotnie, podejmowano działania, które od rynku energii nas oddalały. Kontyngent energii, zakontraktowany w kontraktach jest tak znaczny, że niewiele miejsca zostawia na wolną grę rynkową, abstrahując od innych barier konkurencyjnego rynku. Mamy więc do czynienia z pewną grą pozorów.

mocy i energii o horyzoncie od kilku do ponad dwudziestu lat¹⁴⁾ [7]. Racjonalny na początku program wsparcia procesów modernizacji elektroenergetyki wkrótce uległ całkowitemu wypaczeniu. Naciski wytwórców, zarówno na PSE SA, jak również na Ministerstwo Przemysłu i Handlu, a następnie Ministerstwo Gospodarki spowodowały, że planowana wcześniej bariera 30% mocy objętej kontraktami została bardzo szybko przekroczona. Łączne nakłady wynikające z programów inwestycyjnych objętych KDT sięgają 20 mld złotych. Należy przy tym podkreślić, że „rozdawnictwo” długoterminowych kontraktów nie towarzyszyło żadnym zobowiązaniom beneficjentów tych kontraktów, a mianowicie wytwórców energii elektrycznej w zakresie ograniczania kosztów poprzez przeprowadzenie odpowiednich procesów restrukturyzacji¹⁵⁾. Kontrakty stały się determinantą poziomu cen energii elektrycznej za sprawą arbitralnie przyjętych założeń dotyczących niektórych wielkości ekonomicznych (np. cen węgla) oraz uproszczeń i błędów w zastosowanych metodach rachunku efektywności przedsięwzięć modernizacyjnych, projektowanych i realizowanych zgodnie z postanowieniami umów zawartych pomiędzy PSE i przedsiębiorstwami wytwórczymi. Wiele spośród tych założeń, a także przyjętych wielkości, odgrywających rolę parametrów w rachunku efektywności inwestycji oraz w analizie i ocenie ekonomiczno-finansowej, pozbawionych było realizmu i racjonalności ekonomicznej, co stawiało pod znakiem zapytania przydatność uzyskanych wyników jako podstawy wyznaczania poziomu cen energii elektrycznej. Również sposób przeprowadzenia rachunku oraz dokonana na jego podstawie ocena efektywności przedsięwzięć inwestycyjnych budzą zastrzeżenia natury formalnej i merytorycznej.

Dla funkcjonowania scentralizowanego systemu elektroenergetycznego, a takim ciągle jest system w Polsce, zawarcie KDT doprowadziło w konsekwencji do rezygnacji z kryteriów ekonomicznych, stosowanych wcześniej w algorytmie przywoływania do pracy przez Krajową Dyspozycję Mocy kolejnych bloków energetycznych, niezbędnych dla rosnącego zapotrzebowania odbiorców na moc i ener-

gię. System ten, nazywany Ekonomicznym Rozdziałem Obciążeń (ERO), musiał ustąpić miejsca następnemu. PSE SA realizując kontraktowe zobowiązania kupowały w pierwszej kolejności energię nie w tych źródłach, gdzie najtańsze było jej wyprodukowanie, ale w tych, które były imiennie wymienione w KDT.¹⁶⁾ Kryterium kosztów (ceny) nie miało tu żadnego znaczenia. W ten sposób, niemal niezauważalnie dla odbiorców końcowych wzrosły ich płatności – bowiem cena przez nich płacona była *de facto* średnioważoną ceną całego wyprodukowanego wolumenu energii elektrycznej, zaś bloki energetyczne, objęte KDT wchodziły do użytku sukcesywnie¹⁷⁾.

Zauważmy, że wbrew racjonalnej, choć niestety niezbyt powszechnej krytyce KDT, nie zostały one w żaden sposób rozliczone. Można odnieść wrażenie, iż tak naprawdę środowisko energetyków stale gloryfikuje je, uznając je za w pełni słuszne (wszak podyktowane względami bezpieczeństwa energetycznego i wymaganiami ochrony środowiska) rozwiązanie. Odbiorcy, z reguły nie zorientowani w czym rzecz, jeśli idzie o bezpieczeństwo energetyczne, na wszelki wypadek głosu nie zabierają, milczą ... i płacą coraz wyższe rachunki za energię elektryczną¹⁸⁾.

14) Objęto nimi niemal wszystkich wytwórców energii elektrycznej, zarówno elektrownie systemowe, jak i elektrociepłownie. W szczytowej fazie ich realizacji ponad 70% energii sprzedawanej w kraju odbiorcom końcowym pochodziło z KDT, po z góry ustalonych, korzystnych cenach (z reguły algorytmach ich stanowienia), gwarantujących wytwórcom w długim okresie czasu pełne bezpieczeństwo ekonomiczne. Wypada podkreślić, iż było to możliwe m.in. dlatego, iż umawiali się między sobą energetycy, ale płatnikami dla tych umów mieli być wyłącznie odbiorcy końcowi. Innymi słowy – mieliśmy i mamy tu do czynienia z klasycznym dla energetyki zawieraniem umów na niekorzyść strony trzeciej.

15) Analizując treść samych kontraktów można śmiało stwierdzić, że cząstkowe i końcowe wyniki projekcji finansowej przedsięwzięć modernizacyjnych zostały w znacznie większym stopniu ukształtowane przez przyjęte założenia i „kryteria” wyrażające intencje podpisanych umów, niż przewidywane, rzeczywiste efekty i nakłady związane z projektowanymi przedsięwzięciami inwestycyjnymi i w ich ramach realizowanymi kierunkami i rodzajami postępu technicznego.

16) Zwraçała na to uwagę m.in. NIK, przy czym Izba bardziej obawiała się pogorszenia sytuacji prawno-ekonomicznej PSE SA jako strony KDT, a nie wzrostu płatności odbiorców końcowych. Zobacz w tej sprawie „Informacje o wynikach kontroli funkcjonowania podmiotów gospodarczych w sferze obrotu energią elektryczną oraz obsługi indywidualnych odbiorców energii elektrycznej”, Warszawa, październik 1997 r. s. 53.

17) Zresztą, przez wiele lat (głównie w pierwszym okresie transformacji) odbiorcy nie wiedzieli faktycznie za co i dlaczego tak dużo płacą. Sprzyjał temu m.in. system cen hurtowych (ustalanych przez samych zainteresowanych, czyli energetyków) oraz detalicznych (dla odbiorców końcowych – ustalanych przez Ministra Finansów), wprowadzenie podatku VAT, itp. Dziś sytuacja, za sprawą regulacji sektora, jest o wiele bardziej klarowna. Nie oznacza to jednak, iż zginęły np. źródła wzrostu kosztów produkcji i dostaw energii. Wręcz odwrotnie. Wydaje się ich być coraz więcej. Gorzej, że nowe wśród nich pojawiają się głównie za sprawą państwa: podatek akcyzowy, podatki od infrastruktury technicznej.

18) Tymczasem od 2000 r. trwają prace nad rozwiązaniem KDT, polegające na oszacowaniu wielkości tzw. kosztów osieroconych i określenia formy ich skompensowania stronom kontraktów. Kolejne wersje rozwiązania nie były wdrożone albo ze względu na krajowe bariery prawno-finansowe (np. System Opłat Kompensacyjnych, gwarantujący wytwórcom spłatę kredytów bankowych), albo koncepcja z 2003/04 r. ze względu na niezgodność z metodologią unijną („Komunikat w sprawie metodologii analizowania pomocy publicznej związanej ze zjawiskiem kosztów osieroconych”, Komisja Europejska, lipiec 2001 r., „Commission Communication relating to the methodology for analysing State aid linked to stranded costs”, http://www.europa.eu.int/comm/competition/state_aid/legislation/stranded_costs/en.pdf). Aktualna koncepcja – przewidziana na lata 2006-25 – uwzględniła zarówno zasadę dobrowolnego rozwiązania kontraktów długoterminowych na podstawie umów rozwiązujących pomiędzy PSE SA, poszczególnymi wytwórcami i utworzonym w celu prowadzenia rozliczeń Przedsiębiorstwem Rozliczeń Opłat Systemowych SA (PROS SA), jak i etapowość oraz ▶

W drugiej kolejności, po zagwarantowaniu sobie stałego strumienia przychodów, należało oddalić od sektora widmo dyskomfortu związanego z **prywatyzacją**. Rodziła ona bowiem zagrożenie nie tyle zmiany statusu (co nawet w związku z tzw. ustawą kominową ograniczającą znacząco płace menedżmentu byłoby pewnie i pożądane), co raczej nieuchronność poddania się dość gruntownej restrukturyzacji. Nie ulega wątpliwości, iż w pierwszej kolejności prywatyzacja musiałaby dotknąć kadrę kierowniczą i nadmiernie liczne załogi, stanowiące z kolei ostoję bezpieczeństwa związkowego, co w kraju o „nadwartościowej” pozycji związków zawodowych nie jest bez znaczenia. Szybko więc „odgrzano” dawne koncepcje (nadal bliskie wielu osobom i grupom społecznym w Polsce), iż tylko własność państwowa jest gwarantem bezpieczeństwa energetycznego i tym samym – odstąpiono od realizacji przyjętych programów prywatyzacji i rozpoczęto zakrojoną na szeroką skalę konsolidację (restrukturyzację).

Na kanwie działań konsolidacyjnych poszerzono argumentację proekologiczną, a ostatnim pretekstem stały się z jednej strony Traktat Akcesyjny, z drugiej zaś – dyrektywa w sprawie emisji zanieczyszczeń środowiska, nakładające na nasz kraj różnie określone obowiązki (dopuszczające pulapy emisji). **Ochrona środowiska**, którą intensywnie promują kraje wysoko zaawansowane ekonomicznie, i tym samym kierownicze gremia Unii Europejskiej, narzucając standardy postępowania – sekularnie pożądane – drogo jednak dzisiaj kosztuje. Zalecana zmiana struktury paliw pierwotnych przy wytwarzaniu energii elektrycznej z kopalnych na węglowodorowe i tzw. odnawialne źródła jest dla polskiego konsumenta energii potencjalnie znaczącym obciążeniem ekonomicznym. Mało kto spośród odbiorców zdaje sobie jednak z tego sprawę, bowiem *szum medialny* bezkrytycznie odnosząc się do sedna sprawy, pełen chwytliwych hasel, w istocie sprzyja interesom energetyków: jest alibi dla kolejnych inwestycji. Mało tego! Jest też pretekst do eksponowania energetycznego patriotyzmu – wymagania ekologiczne Komisji Europejskiej zagrażają bytowi polskiej energetyki! Nie daj, Boże, abyśmy mieli kupować obcy prąd!¹⁹⁾

► korygowanie rekompensat. Patrz projekt ustawy o *zasadach pokrywania kosztów powstałych w przedsiębiorstwach w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej*, który został przyjęty przez Radę Ministrów pod koniec lutego 2005 roku i przekazany równocześnie do Parlamentu i notyfikacji w KE. Dodajmy, że odbiorcy energii elektrycznej znaleźli się w mało komfortowej sytuacji. Dziś płacą więcej zarówno za samą energię, jak i jej przesył (co wynika z ustawowego sposobu przenoszenia skutków KDT na odbiorców końcowych). Odbiorcy zapłacą także za ewentualne wcześniejsze rozwiązanie KDT.

19) Chcąc bowiem zachować rodzimy potencjał produkcyjny musimy się zdobyć na kolejny, ogromny wysiłek inwestycyjny. Skromne szacunki kosztów wywiązania się z powinności Dyrektywy 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania to suma ok. 40 mld.

Ciekawe jest, iż z takim samym patriotyzmem nie odnosi się do innych dziedzin konsumpcji. Wiadomo, iż np. bez samochodów osobowych obyć się już nie potrafimy. Chcemy jeździć niemal wszyscy. Można zatem, *per analogia* do energetyki, mówić o swoistym bezpieczeństwie samochodowo-komunikacyjnym. Tymczasem nigdzie nie słychać, by polski kierowca chciał np. zrezygnować z kupna zagranicznych samochodów i użytkować wyłącznie polskie, krajowej produkcji.

Jak daleko do rynku konkurencyjnego

Dotychczasowe rozważania były potrzebne dla sformułowania diagnozy, jak daleko elektroenergetyce do rynku konkurencyjnego? Wydaje się, że to z czym mamy do czynienia na rynku energii – określony stan zaawansowania (aczkolwiek niejednakowy w różnych dziedzinach) reformy sektora oraz określone stadium wdrażania prawa energetycznego – pozwala na wskazanie pewnych okoliczności, które obiektywnie sprzyjają zaistnieniu procesów konkurencyjnych. Należą do nich m.in.: nadwyżka zainstalowanych mocy nad popytem na energię; sukcesywne wdrażanie zasady dostępu stron trzecich do sieci (TPA)²⁰⁾; zdywersyfikowana struktura podmiotowa na jednorodnym przestrzennie rynku; zasady koncesjonowania minimalizujące sztuczne, administracyjne bariery wejścia i wyjścia z rynku, jednakowe dla wszystkich zakresów działalności energetycznej i form własności; tworzenie instytucjonalnej infrastruktury rynku; zaawansowanie w tworzeniu infrastruktury technicznej (dotyczy to np. aparatury pomiarowej i systemów transmisji danych). Jest zatem wiele firm, które mają zróżnicowane koszty wytwarzania i różny jest ich potencjał wytwórczy (w sumie dużo większy niż potrzeby), mogą więc ze sobą konkurować. Brak jest jednak różnorodności właścicielskiej.

Powyższe czynniki, bezpośrednio przejawiające się na rynku wytwarzania i obrotu energią elektryczną, są wzmacniane szeregiem innych pozytywnych okoliczności o charakterze ogólnym. Należałoby przede wszystkim podkreślić wagę takich, jak: obecność w Unii Europejskiej, przyspieszająca pożądane zmiany prawne i standardy zachowań oraz wzrost świadomości rynkowej odbiorców, na razie niezadowolający, a jest to niewątpliwie okoliczność, która jeżeli nie będzie spełniona, okaże się silną barierą²¹⁾, dlatego ważna jest rola organizacji konsumenci i mediów w upowszechnianiu wiedzy o rynku.

Biorąc to pod uwagę i mimo rozmaitych, poważnych ograniczeń (np. śladowe korzystanie z prawa do TPA, nierozstrzygnięty problem likwidacji KDT, itp.) Regulator sektora energii skorzystał z ustawowego uprawnienia i zwolnił przedsiębiorstwa działające na rynku wytwarzania

20) TPA, czyli *third party access* – dostęp strony trzeciej. Zasada umożliwiająca skorzystanie z sieci przesyłowej osobom nie będącymi jej właścicielami.

21) 1 lipca 2007 r. wszyscy odbiorcy uzyskają prawo zmiany dostawcy – tzw. pełne otwarcie rynku e.e. (*nota bene* analogicznie gaz).

i obrotu z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia²²⁾. Tym samym przyczynił się do zniesienia jednego z ograniczeń swobody ekonomicznej na rynku wytwarzania energii elektrycznej. W oparciu o doświadczenia Regulatora, można bowiem stwierdzić, że mechanizm taryfowania nie jest w stanie wymóc na przedsiębiorstwach wytwórczych racjonalizacji i wzrostu efektywności gospodarowania, co grozi wzmocnieniem niekorzystnych trendów kosztowo-dochodowych, jeżeli nie zaistnieje przynajmniej pewna gra popytu i podaży, co wynika z istniejących uwarunkowań: prawnych (koszty uzasadnione, orzecznictwo sądów administracyjnych realnie wzmacniające stronę wytwórców a nie konsumentów, itd.); politycznych (brak równowagi pomiędzy interesami korporacyjnymi a interesami społeczeństwa, ze względu na dominujące siły branżowe w aparacie władzy państwowej i, ogólnie mówiąc, słabe państwo, itp.); ekonomicznych (rosnące koszty wytwarzania energii elektrycznej ze względu, na przykład, na utrzymanie praktycznie urzędowych cen węgla kamiennego, niekorzystną taryfę przewozową PKP, akcyzę, wzrost wydatków na energię w budżetach gospodarstw domowych, wzrost kosztów w sektorze przedsiębiorstw powodujący spadek konkurencyjności).

Jest wiele sprzyjających przesłanek, których synergia jest jednak niewystarczająca, ciągle więcej jest jednak przeszkód, bo do konkurencji jeszcze daleko. Pojawiają się oczywiste pytania: jaką drogę musimy jeszcze pokonać? Co zatem jeszcze trzeba zrobić? Jakie i na jakich polach wprowadzać zmiany? Jest dość symptomatyczne, iż w poszukiwaniu odpowiedzi na tak sformułowane pytania, sprowadzającej się w gruncie rzeczy do zidentyfikowania barier zaistnienia rynku konkurencyjnego, choć wymienia się ich bardzo wiele, to skrupulatnie pomija się tę najważniejszą. Jeśli bowiem popatrzeć na taką specyfikację czynników lub okoliczności ograniczających rozwój rynku konkurencyjnego, to bezwzględnie pierwszeństwo przypada KDT. Dopiero dalej wskazuje się na nieprzyjazne odbiorcom – aktywnym uczestnikom rynku – regulacje stwarzające zawyżone wymagania techniczne i organizacyjne²³⁾, a wieńczy sprawę niedojrzały stan świadomości społecznej [np. 8 i 9]. Nikt jednak, za brak postępu w liberalizowaniu elektroenergetyki, nie obarcza sprawców wstrzymania prywatyzacji²⁴⁾.

22) Stanowisko Prezesa URE w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem i obrotem energią elektryczną z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, 28.06.2001 r.

23) Przykładem regulacji na tzw. rynku bilansującym, takie jak wymagania techniczne dla systemów pomiarowych, za małą dokładność zgłaszania ofert, brak możliwości tworzenia grup bilansujących, konieczność posiadania odpowiedniego wyposażenia w systemy tele-informatyczne itd.

24) Warto tutaj przytoczyć opinię ekspertów, że „Najlepszy okres dla prywatyzacji sektora wytwarzania to lata 1993-1997. W okresie późniejszym inwestorzy zostali zniechęceni poprzez straty lub niskie przychody uzyskiwane z nabytych elektrowni.” [np. 10, s. 23].

Tymczasem związki przyczynowo-skutkowe w tej mierze chociaż wydawałyby się być oczywiste, skrzętnie są pomijane.

Prywatyzacja polskich przedsiębiorstw elektroenergetycznych, ze względu na praktycznie nienaruszoną państwową strukturę własnościową, musi się stać, *ceteris paribus*, główną drogą rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Aby zadziałał mechanizm rynkowy muszą funkcjonować odrębne ekonomicznie przedsiębiorstwa o porównywalnej pozycji rynkowej, ale muszą też mieć różnych właścicieli, zabiegających o zwycięstwo nad konkurentami, o rynkową premię. Dlatego prywatyzacja, państwowego w gruncie rzeczy, sektora wytwarzania jest niezbędną. Dopiero zróżnicowanie własności uruchamia pożądane mechanizmy konkurencji. Przygotowanie ekonomicznie sensownej prywatyzacji winno być poprzedzone aktywną polityką właścicielską kształtowaną ekonomicznymi priorytetami²⁵⁾, czego warunkiem koniecznym jest, aby polityka gospodarcza rządu była transparentna i podporządkowana koncepcji długookresowego rozwoju²⁶⁾.

Tymczasem wysiłki Skarbu Państwa skupiają się raczej na kulturowaniu nadzoru właścicielskiego (i to dosyć nieudolnie), a promowane koncepcje restrukturyzacji wykreowania na polskim rynku elektroenergetycznym silnych ekonomicznie podmiotów i sekwencja działań

25) Przez określenie stosownych zamierzeń restrukturyzacyjnych: co, dlaczego i na jakich warunkach, oraz w jakim terminie powinno zostać podjęte i wykonane. Tu właśnie jest miejsce na wskazanie, w jakich obszarach Skarb Państwa – jako właściciel spółek i przedsiębiorstw – zamierza prowadzić prywatyzację lub dążąc do zachowania ich państwowego charakteru i podwyższenia ich efektywności gospodarowania.

26) Ostatnie rządy raczej nieudolnie kontrolowały sytuację w gospodarce, były nieprzewidywalne w decyzjach a czasami wręcz nie rozumiały skutków swojej polityki. Rażącym przykładem jest prywatyzacja a właściwie chaos w prywatyzacji sektora energetyki, głównie elektroenergetyki i gazu. I tak w odniesieniu do energetyki w ciągu kilkunastu miesięcy Rada Ministrów przyjęła dokumenty: 16 maja 2000 r. „Zintegrowany harmonogram prywatyzacji sektora elektroenergetycznego oraz wprowadzenia rynku energii elektrycznej”, 10 kwietnia 2001 r. „Program wprowadzania rynku energii elektrycznej w Polsce”, 19 czerwca 2001 r. „Aktualizacja zintegrowanego harmonogramu prywatyzacji sektora elektroenergetycznego i wprowadzenia rynku energii elektrycznej”. 19 lipca 2001 r., na posiedzeniu sejmowej Komisji Gospodarki Narodowej, wiceminister ds. energetyki w MSP przedstawia swoją koncepcję o docelowym funkcjonowaniu i przyszłości sektora elektroenergetycznego w Polsce, praktycznie z nikim nie uzgodnioną a co ważniejsze sprzeczną z dotychczasową rządową polityką. Polityka ta była zmienna, nieprawidłowo określała chociażby formy i kolejność prywatyzowania, do pewnego momentu ewoluowała jednak w kierunku pożądanym dla tworzenia pozytywnych uwarunkowań rynkowych, czego absolutnie nie można powiedzieć o zgłoszonej inicjatywie holdingowej. Należy mieć przy tym na uwadze pewną prawidłowość, praktycznie sprawdzoną na świecie, że prywatyzacja energetyki nie jest warunkiem *sine qua non* rynku, natomiast monopol, wszystko jedno publiczny, czy prywatny – całkowicie rynek wyklucza.

nie jest właściwa²⁷⁾. Zakłada się, iż administracyjne utworzenie holdingów – Skarb Państwa wniesie akcje przedsiębiorstw wytwórczych i dystrybucyjnych – pionowo zintegrowanych struktur ułatwi tym podmiotom okrzepnięcie, wzmocnienie ekonomiczne i w konsekwencji dadzą odpór zagranicznym konkurentom, zapewniając polskiemu odbiorcy, *ex definitione*, niższe ceny i lepszy standard obsługi! Tok rozumowania demagogiczny, myślenie życzeniowe i oczekiwania naiwne. Patronuje temu stale powtarzany argument, iż w UE takie struktury działają – co jest faktem – i są one efektem działań prywatyzacyjnych i liberalizacji rynku – i tutaj rzecz ma się w istocie inaczej. Powtórzmy jeszcze raz, że struktury pionowo zintegrowane są głównie reliktem zaszczości, bo tak właśnie kiedyś rozwijała się m.in. elektroenergetyka, typowy przedstawiciel monopolu naturalnego. Niezbyt odległe są czasy, kiedy elektroenergetyka obejmowała w jednym przedsiębiorstwie wszystkie zakresy działalności energetycznej, od wytwarzania, poprzez przesył do dystrybucji, łącznie z obrotem energią elektryczną, przy czym – żadna z tych działalności nie miała nawet ani odrębności prawnej, ani też ekonomicznej. To za sprawą takiego układu organizacyjno-funkcjonalnego elektroenergetyka nie była postrzegana jako odrębny sektor gospodarki, ale jako infrastruktura. Zgodnie z ostatnim raportem porównawczym Komisji Europejskiej²⁸⁾, to właśnie pionowo zintegrowane struktury działające w elektroenergetyce są dziś najistotniejszą przeszkodą w liberalizacji rynku energii elektrycznej. Spowalniają one wprowadzenie mechanizmów rynkowych do sektora energii, co skutkuje brakiem poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych i brakiem korzyści dla odbiorców energii.

Pytanie podstawowe: w jaki sposób polskie holdingi energetyczne miałyby zbudować swoją siłę ekonomiczną? Przez kredytowanie, pod zastaw akcji, zwłaszcza nie zadłużonej dystrybucji? Czy też z przyspieszonego drenażu polskiego, niezbyt majątnego odbiorcy? Wszak polskie firmy energetyczne nie prowadzą obecnie żadnej działalności na rynkach zagranicznych i nic nie wskazuje, by miały ją rozpocząć w najbliższym czasie, więc ich przychody mogą pochodzić tylko od krajowego odbiorcy²⁹⁾. Czyż nie lepiej zatem byłoby zapewnić obecność w Polsce silnych, światowych przedsię-

biorstw energetycznych, zapraszając je do udziału w prywatyzacji krajowej elektroenergetyki? Pamiętajmy, iż te koncerny (grupy energetyczne) już dawno mają za sobą etap pierwotnej akumulacji a ich przychody i zyski są efektem działania na różnych rynkach, głównie krajów najbogatszych. Nie podlega dyskusji, że reprezentują też one znacznie lepsze *know how*, tak w odniesieniu do technologii i techniki, jak i np. zarządzania finansami czy budowy wartości firmy, tak istotnej dla akcjonariuszy. I dlatego autorzy nie mają wątpliwości co do tego, iż sekwencja: najpierw prywatyzacja a potem ewentualna konsolidacja pionowa, ale już na zasadach w pełni rynkowych, a nie administracyjnych, jest rozwiązaniem korzystniejszym dla odbiorców końcowych.

Wydaje się jednak, iż nikt lub zgoła – mało kto – dostrzega ten problem. Wychodzi na to, iż decydenci problemu starają się ze wszech sił go nie widzieć, z drugiej zaś – odbiorcom brakuje właściwej świadomości, by upomnieć się o swoje prawa.

Konkluzje

Nie ulega najmniejszej wątpliwości, że w reformowaniu energetyki: **liberalizacji i dopuszczeniu w sektorze energii do konkurencji**, podążamy w ślad za krajami zachodnimi, wiele spośród nich nawet wyprzedzając [10]. Działania te mają światowy wymiar, a ich celem jest poprawa efektywności funkcjonowania sektora i względna obniżka cen energii, przy zachowaniu pewności i bezpieczeństwa dostaw energii oraz spełnianiu funkcji dobra publicznego.

Jeśli zatem rzeczywiście chcemy postawić na **efektywność**, to nie pozostaje nic innego, jak wykorzystać podstawowy instrument restrukturyzacji i liberalizacji działalności energetycznej czyli *unbundling*. Próbuje tego dokonać i kraje UE, ale pamiętajmy, że monopol w energetyce umacniał się przez wieki, więc trudno w kilka zaledwie lat (a nawet kilkanaście) skutecznie przełamać jego hegemonię. Stąd, jako swoisty substytut *unbundlingu* (w sensie organizacyjno-funkcjonalnym), pojawiły się inne rozwiązania (ujęte m.in. w dyrektywach energetycznych), polegające na księgowym rozdzieleniu zakresów działalności, tak by móc przypisać im zarówno odpowiednie koszty, jak i efekty, bez konieczności przeprowadzenia zmian właścicielskich. Kraje zachodnie robią więc coś podobnego a i one są jeszcze za słabe, by jednorazowo przewalczyć struktury monopolistyczne. Nam zaś sprzyjała w tym zakresie transformacja systemowa, w ramach której wiele rzeczy miało inny charakter i przebieg niż w ustabilizowanych gospodarkach. Jednak woła polityczna państw UE i praktyka działania Komisji Europejskiej w walce z monopolami, w tym naturalnymi jest jednoznaczna, mimo zdarzających się incydentów obrony krajowych monopolistów.

W sporze, jak powinien przebiegać proces restrukturyzacji elektroenergetyki, zamienionej w praktyce na dyskusję o potrzebie konsolidacji pionowej w polskiej elektroenergetyce, zainteresowani, tj. energetycy dostrzegali swą wielką szansę na utrzymanie *status quo*

27) Idzie tu o „Aktualizację realizacji polityki właścicielskiej Ministra Skarbu Państwa w odniesieniu do sektora elektroenergetycznego”, dokumentu będącego obecnie (maj 2005) przedmiotem prac rządu. W swej istocie – planowane działania właścicielskie zamiast sprzyjać budowie konkurencyjnego rynku energii elektrycznej mają *de facto* preferować droższe, ale rodzime przedsiębiorstwa.

28) *Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*, COM (2004) 863 final, Brussels, 5.01.2005 (tzw. Benchmarking IV).

29) Międzynarodowy handel energią nadal pozostaje w rękach PSE SA. Konkurencję w tym zakresie, obok ograniczeń zdolności przesyłowych, w istotny sposób powstrzymuje brak stosownego *know how* u samych wytwórców, jak handlować energią elektryczną na rynkach zagranicznych.

(a jeszcze precyzyjniej rzecz ujmując – na reaktywowanie utraconych monopolistycznych pozycji i otrzymanie na zawsze przywileju bycia nieefektywną gałęzią gospodarki narodowej). Zamiast bowiem zastanawiać się, jak postępować, by sprostać ekonomicznym celom i społecznym oczekiwaniom, energetycy podjęli się dowieść, iż jedynym słusznym kierunkiem restrukturyzacji (czytaj: rozwoju) jest konsolidacja pionowa sektora, polegająca przede wszystkim na ponownym zintegrowaniu wytwórców energii z sieciami dystrybucyjnymi. Przy czym, nikt jakby nie raczył zauważyć, iż zarówno tzw. stare, jak i nowe unijne regulacje w tym zakresie zawierają diametralnie odmienne rozwiązania.

Osoby postulujące konsolidację pionową polskiej elektroenergetyki i odwołujące się przy tym do wzorców unijnych, zdają się zapominać o jeszcze jednej istotnej okoliczności. Otóż obecny kształt zachodnioeuropejskich przedsiębiorstw energetycznych jest rezultatem sekularnej budowy tych struktur, na podbudowie teorii monopolu naturalnego. Innymi słowy, państwa europejskie nigdy nie przeprowadziły podobnej do polskiej reformy struktur organizujących energetykę. Nam, i brzmi to paradoksalnie, umożliwiła to gospodarka realnego socjalizmu, a tak naprawdę to jej upadek. Wydaje się, że współczesny stopień komplikacji stosunków gospodarczych i własnościowych, uniemożliwia przeprowadzenia podobnych przedsięwzięć tak w Europie, jak i na świecie. Komisji Europejskiej nie pozostaje zatem nic innego, jak robić „dobrą minę do złej gry” i sięgać po swoiste substytuty w postaci wyodrębnienia księgowego przedsiębiorstw energetycznych, bez ingerowania w struktury własnościowe. Nie podlega jednak dyskusji, iż najskuteczniejszym sposobem rozdzielenia działalności poddanej regulacji rynkowej oraz działalności poddanej regulacji administracyjnej byłyby zmiany własnościowe.

Autorzy nie kontestują tu związków kapitałowych jako takich, ale ich sztuczną emanację, oderwaną od transakcji kupna-sprzedaży, zastąpioną bezpłatnym wnoszeniem akcji przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Pamiętajmy, że powiązania kapitałowe firm zachodnich to efekt realizacji elementarnej zasady Unii Europejskiej: swobody przepływu kapitału. Dlatego Regulator może zaakceptować kapitałową integrację pionową, czyli połączenie w jednej grupie kapitałowej wytwórcy, dystrybucji, obrotu itd., ale nie powinien zgodzić się na jej przestrzenne zintegrowanie, czyli powołanie do życia na danym terytorium jednego wielozakładowego przedsiębiorstwa. Ucierpi na tym odbiorca, a przedsiębiorstwo nie będzie skłonne do poprawy własnej efektywności gospodarowania.

Rynek jako pewien mechanizm alokacji działa głównie na rzecz odbiorcy, a nie sprzedawcy i zgodnie z zasadami konkurencyjnymi to odbiorcy mają dokonać wyboru i taką możliwość wyboru należy im stworzyć. Przy czym, tam gdzie mamy do czynienia z działalnością taryfowaną, regulowaną, trzeba jednak określać pewne zasady – chociażby dotyczące zwrotu z kapitału. Natomiast zwrot z kapitału w działalności konkurencyjnej nie podlega żadnym ograniczeniom.

Dlatego potrzebne jest pragmatyczne rozwiązanie, z jednej strony chroniące nieco krajowy potencjał wytwórczy, z drugiej zaś odbiorców, zagrożonych remonopolizacją sektora. Szansą jest konsolidacja pozioma i restrukturyzacja organizacyjno-funkcjonalna w obrębie poszczególnych podsektorów elektroenergetyki: wytwarzania, przesyłu, dystrybucji oraz obrotu.

Dlatego uważamy że, przy wszystkich zastrzeżeniach związanych z bezpieczeństwem i ciągłością dostaw energii, warunki prawne działalności energetycznej powinny zawierać minimum regulacji branżowych a maksimum powszechnych reguł obowiązujących ogół przedsiębiorców.



Agnieszka Dobroczyńska
pełni obowiązki dyrektora
Departamentu Integracji Europejskiej
i Studiów Porównawczych URE



Leszek Juchniewicz
Prezes URE

Literatura:

1. Dobroczyńska A., Juchniewicz L., *Państwo i rynek w energetyce*, w: *Proces globalizacji gospodarki – udział krajów w jej korzyściach i kosztach*, red. M. Klamut, wyd. AE im. O. Langego, 2004.
2. Hunt S., Shuttleworth G., *Competition and choice in electricity*, John Wiley & Sons Ltd, 1996.
3. Helm D., Jenkinson T., *Introducing competition into regulated industries*, w: *Competition in Regulated Industries*, Oxford University Press, Oxford 1998.
4. Mielczarski W., *Rynki energii elektrycznej. Wybrane aspekty techniczne i ekonomiczne*, Wyd. Agencja Rynku Energii SA i Energoprojekt-Consulting SA, Warszawa 2000.
5. *Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu*, Prezes URE – Biblioteka Regulatora, Warszawa 2003.
6. Jones Ch.W., *EU Energy Law, vol. 1 The Internal energy Market*, Claves & Casteels, 2004.
7. Czekał J., *Kontrakty długoterminowe a rynek energii elektrycznej w Polsce*, Prezes URE – Biblioteka Regulatora, Warszawa 2001.
8. Andrzejczuk A., *Bariery zaistnienia konkurencyjnego rynku energii elektrycznej*, Biuletyn URE Nr 4/2002.

9. Guzik R., *Rynek bilansujący a prawo wyboru dostawcy energii elektrycznej*, Biuletyn URE Nr 6/2004.
10. *Rozwój systemów elektroenergetycznych*, red. W. Mielczarski, Instytut Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej, Łódź 2004.
11. *Legal Aspekt of EU Energy Regulation, Implementing the New Directives on Electricity and Gas Across Europe*, Edited by Peter Cameron, Oxford University Press, 2005.

WOLNOŚĆ GOSPODARCZA I JEJ OGRANICZENIA – CHAOS CZY JEDNOLITA TENDENCJA?¹⁾

Joanna Kędzia, Ryszard Taradejna

Odpowiedzi na postawione w tytule pytanie spróbujmy udzielić w odniesieniu do dwóch, jakże różnych, okresów:

- 1) realnego socjalizmu, a dokładnie do uchwalenia ustawy z 23 grudnia 1988 r. o działalności gospodarczej (Dz. U. z 1988 r. Nr 41, poz. 324), którą dalej nazywać będziemy również „ustawą z 1988 r.”,
- 2) okresu wciąż trwającej – naszym zdaniem – transformacji ustrojowej, zapoczątkowanego słynnymi wyborami do Sejmu w dniu 4 czerwca 1989 r.

I. W pierwszym z tych okresów sprawa była jednoznaczna – Konstytucja PRL z 1952 r. głosiła (w art. 7), że Polska Rzeczpospolita Ludowa opiera się na uspołecznionych środkach produkcji, wymiany, komunikacji i kredytu, a służyć temu miała rozbudowa państwowego przemysłu socjalistycznego, który miał być „rozstrzygającym czynnikiem w przekształcaniu stosunków społeczno-gospodarczych”. Realizacji tych celów dodatkowo służyły przepisy (art. 8) o szczególnej ochronie mienia ogólnonarodowego, do którego zaliczano m.in. złoża mineralne, wody, kopalnie, drogi, transport kolejowy, wodny i powietrzny, środki łączności, banki, państwowe przedsiębiorstwa przemysłowe i handlowe. „Hołubiona” była także – lecz w mniejszym stopniu – działalność spółdzielcza, w tym rolnicze spółdzielnie produkcyjne.

Natomiast przedsiębiorczość prywatna była zaledwie tolerowana i to w wąskim zakresie, a ponadto poddana ścisłej reglamentacji i kontroli. Przypomnijmy choćby niektóre akty prawne w tym zakresie:

- 1) dekret z 2 sierpnia 1945 r. o urzędach zatrudnienia (Dz. U. Nr 30, poz. 182) (wprowadzał on obowiązkowe pośrednictwo tych urzędów w zawieraniu umów o pracę),

1) W niniejszym artykule wykorzystano referat wygłoszony przez autorów na Konferencji Katedr Polityki Ekonomicznej: „Transformacja polskiej gospodarki, ocena kierunków i dynamiki zmian strukturalnych”, która odbyła się w Jastarni w dniach 26-28 września 2005 r.

- 2) ustawa z 3 stycznia 1946 r. o przejęciu na własność Państwa podstawowych gałęzi gospodarki narodowej (Dz. U. Nr 3, poz. 17),
- 3) dekret z 29 października 1952 r. o gospodarowaniu artykułami obrotu towarowego i zaopatrzenia (Dz. U. Nr 44, poz. 301) (wprowadzona tym dekretem reglamentacja obrotu towarowego uniemożliwiła jakąkolwiek działalność poza kontrolą władz państwowych),
- 4) ustawa z 8 czerwca 1972 r. o wykonywaniu i organizacji rzemiosła (Dz. U. Nr 23, poz. 164),
- 5) ustawa z 18 lipca 1974 r. o wykonywaniu handlu oraz niektórych innych rodzajów działalności przez jednostki gospodarki nieuspołecznionej (Dz. U. Nr 27, poz. 158).

W miarę jak gospodarka socjalistyczna stawała się coraz bardziej niewydolna, zaczęto czynić ustępstwa na rzecz indywidualnej przedsiębiorczości. Oto kilka przykładów:

- 1) w 1982 r. umożliwiono prowadzenie handlu zagranicznego (ale na podstawie koncesji),
- 2) w 1984 r. przywrócono możliwość tworzenia fundacji,
- 3) w 1985 r. stworzono regulację wspierającą – nieśmiało – drobną wytwórczość,
- 4) w 1988 r. uchylono wspomniany wyżej dekret o gospodarowaniu artykułami obrotu towarowego i zaopatrzenia.

II. Jednakże prawdziwej rewolucji dokonała ustawa z 1988 r. o działalności gospodarczej. Uregulowała ona podstawowe aspekty podejmowania i prowadzenia tej działalności przez wszystkie podmioty, niezależnie od formy własności.

Ustawa ta ustanawiała szeroki zakres swobody w zakresie podejmowania i prowadzenia działalności gospodarczej, nieobjętej kontrolą państwa. Wręcz obraźliwie – jak na owe czasy – głosił to art. 1, stanowiąc, że „podejmowanie i prowadzenie działalności gospodarczej jest wolne i dozwolone każdemu na równych

prawach” oraz art. 4, zgodnie z którym „podmioty gospodarcze mogą w ramach prowadzonej działalności gospodarczej dokonywać czynności oraz działań, które nie są przez prawo zabronione”. Dziś jest to oczywistością i nikomu nie przyszlaby do głowy potrzeba takiej artkulacji prawnej. Nie było to jednak sprawą oczywistą w okresie poprzedzającym wydanie tej ustawy. Powiedzmy wprost: zasadą było, że dozwolone jest tylko to, o czym napisano, że „jest dozwolone”. Zamieszczenie w ustawie obu przepisów dokonało więc rewolucji w sposobie pojmowania prawa oraz zasadniczego przełomu w społecznych opiniach i zachowaniach dotyczących indywidualnej i zbiorowej przedsiębiorczości.

Ustawa z 1988 r. wprowadziła maksymalnie uproszczoną formę podejmowania tej działalności przez osoby fizyczne – poprzez zgłoszenie (nadzwyczaj proste) do ewidencji (też prostej), prowadzonej przez organy administracji stopnia podstawowego²⁾. Nadto, zrezygnowano nawet z ewidencjonowania tzw. „ubocznych zajęć zarobkowych”. Jednocześnie w wielu przypadkach zniesiono wymóg uzyskania koncesji lub zezwoleń. Zagwarantowano też (o zgrozo!) prawo zatrudniania pracowników w nieograniczonej liczbie i bez pośrednictwa organów zatrudnienia (art. 5) oraz wolność zrzeszania się podmiotów gospodarczych (art. 6), a także równość – niezależnie od typu własności – w obciążeniach publicznoprawnych (art. 7).

Regulacja działalności koncesjonowanej była nadzwyczaj krótka – mieściła się w 4 artykułach. Organ koncesyjny mógł odmówić udzielenia koncesji ze względu na zagrożenie ważnego interesu gospodarki narodowej, obronności lub bezpieczeństwa państwa. Natomiast cofnąć koncesję mógł tylko w przypadku, gdy podmiot gospodarczy nie wypełniał określonych w koncesji podstawowych warunków wykonywania działalności gospodarczej.

Ustawa z 1988 r. uchyliła 14 ustaw, dekretów i rozporządzeń z mocą ustawy oraz znowelizowała 21 dalszych aktów normatywnych. Ponieważ zawarte w niej zasady ogólne stosowano (także w orzecznictwie sądowym) przy interpretacji ustaw z dawnych lat, zaczęto ją nawet nazywać „konstytucją działalności gospodarczej”.

Patrząc z dzisiejszej perspektywy należy przyznać, że ta właśnie regulacja, uchwalona w schyłkowym okresie realnego socjalizmu³⁾, była – paradoksalnie – najbardziej liberalna dla podmiotów gospodarczych (zwanych dziś „przedsiębiorcami”).

Po zmianie ekipy sprawującej władzę, w wyniku słynnych wyborów w czerwcu 1989 r. do Sejmu, zwanego „kontraktowym”, Sejm ten zdażył jeszcze zapisać w Konstytucji (w grudniu 1989 r.) „swobodę działalności gospodarczej, bez względu na formę własności” (art. 6)

oraz uchwalić kilka liberalniejszych ustaw (np. Prawo celne, Prawo dewizowe, Prawo bankowe). Towarzyszyło temu służące pobudzeniu działalności gospodarczej hasło Rządu Tadeusza Mazowieckiego: „Bierzcie sprawy w swoje ręce”.

III. Niestety, już na początku lat 90. zaczęto stopniowo odstępować od liberalnych reguł zawartych w pierwotnym tekście ustawy z 1988 r. Pojawiły się dodatkowe regulacje, ograniczające swobodę działalności i zwiększające kompetencje reglamentacyjno-kontrolne organów państwa.

W czasie obowiązywania tej ustawy ponad dwukrotnie zwiększyła się liczba rodzajów działalności, której podjęcie wymagało uzyskania koncesji. O ile w pierwotnym brzmieniu przewidywała ona – w art. 11 – obowiązek uzyskania koncesji na prowadzenie działalności w 11 dziedzinach, to po ostatniej nowelizacji tego artykułu – już w 25 dziedzinach. Tenże art. 11 zmieniał się aż 21 razy. I tak np. od 1991 r. obowiązkiem uzyskania koncesji objęto działalność gospodarczą w zakresie „przetwórstwa i obrotu metalami nieżelaznymi”, od 1996 r. – w zakresie „obrotu w kraju i z zagranicą zwierzyną żywą oraz tuszami zwierzyny i ich częściami” (z pewnymi wyjątkami), od 1997 r. – w zakresie „wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, dystrybucji oraz obrotu paliwami i energią”, a od 1998 r. – w zakresie „produkcji i dystrybucji tablic rejestracyjnych pojazdów”. Nie można powstrzymać się od uwagi, że niektóre z tych zmian (choćby ostatnia) były co najmniej dziwne.

Na zakres działalności wymagającej uzyskania koncesji w obrocie z zagranicą wpływały też rozporządzenia wydawane na podstawie art. 11 ust. 1 pkt 9 – zmieniane praktycznie co roku. Po początkowym zawężaniu tego zakresu (do 1991 r.), nastąpiło stopniowe jego poszerzenie i zmienianie – stosownie do „potrzeb chwili” (w rozumieniu aktualnej ekipy rządzącej).

Już w roku 1991 poszerzono w ustawie kompetencje organów koncesyjnych. Odtąd mogły one m.in. zobowiązać podmioty ubiegające się o koncesję do przedstawienia informacji i dokumentów mogących uprawdopodobnić, że spełnią warunki prowadzenia działalności gospodarczej, które będą określone w koncesji lub wynikają z odrębnych przepisów. Jednocześnie ustanowiono możliwość uzależnienia udzielenia koncesji od złożenia przez wnioskodawcę zabezpieczenia majątkowego roszczeń osób trzecich. Pojawiła się też możliwość odmowy udzielenia koncesji, gdy wnioskodawca nie daje rękojmi należytego wykonywania działalności. Organ koncesyjny uzyskał uprawnienia do kontroli działalności prowadzonej na podstawie koncesji, poszerzony został katalog okoliczności, w których można ją cofnąć⁴⁾.

Niezależnie od rozbudowy regulacji dotyczącej działalności koncesjonowanej, zmieniano także inne przepisy ustawy z 1988 r. I tak np. w art. 3 nałożono na podmioty gospodarcze (w 1993 r.) obowiązek posiadania rachunku

2) Współautor niniejszego artykułu miał – jako ówczesny pracownik Urzędu Rady Ministrów – swój skromny udział we wdrażaniu w życie tej ustawy.

3) Przypomnijmy, że Premierem był wówczas Mieczysław Rakowski.

4) Zauważmy, że regulacje te ostały się – w kolejnych ustawach – do dziś.

bankowego, gromadzenia na nim środków pieniężnych i dokonywania za jego pośrednictwem niektórych płatności, obowiązek zawiadamiania urzędu skarbowego i ZUS o posiadanych rachunkach bankowych. Nadto, spełnianie tych obowiązków obwarowano przepisami karnymi.

Jak już wspomniano wyżej, ustawa z 1988 r. zwalniała z obowiązku zgłaszania do ewidencji tzw. ubocznych zajęć zarobkowych, polegających na prowadzeniu przez osobę fizyczną osobiście niektórych rodzajów działalności, jeżeli zarobek z tego tytułu stanowił dodatkowe źródło dochodu (art. 9 ust. 1). Regulacja ta, będąca ograniczoną enklawą pełnej swobody działalności gospodarczej, została ograniczona już w 1991 r., a następnie wyeliminowana w ustawie – Prawo działalności gospodarczej (z 1999 r.) i ustawie o swobodzie działalności gospodarczej (z 2004 r.).

Ustawa z 1988 r. przyjęła zasadę, że nie podlega obowiązkowi zgłoszenia do ewidencji podjęcie działalności, która wymagała uzyskania koncesji albo zezwolenia (art. 10). W następnych ustawach zrezygnowano z tej zasady, ustanawiając obowiązek podwójnej „rejestracji” podmiotu podejmującego działalność, która wymaga uzyskania koncesji lub innego „specjalnego pozwolenia”, zwiększając (czy potrzebnie?) biurokrację w tym zakresie.

W ciągu 12 lat obowiązywania (do 2000 r.) ustawa z 1988 r. była nowelizowana ok. 40 razy. Wydłużał się także jej tekst – z ok. 3750 wyrazów (tekst pierwotny) do ok. 5600 wyrazów (tekst obowiązujący w dniu uchylecia). Odnotujmy tu i taką zmianę, dokonaną przez ustawę z 20 sierpnia 1997 r. o Krajowym Rejestrze Sądowym (Dz. U. Nr 121, poz. 769), która faktycznie nie weszła w życie, gdyż miało to nastąpić w tym samym dniu (1 stycznia 2001 r.), co utrata mocy całej ustawy (dotyczyło to m.in. postępowania ewidencyjnego i koncesyjnego).

IV. Ustawa z 1988 r. została zastąpiona przez ustawę z 19 listopada 1999 r. – Prawo działalności gospodarczej (Dz. U. Nr 101, poz. 1178, z późn. zm.), a ta z kolei (po 3 i pół letnim zaledwie okresie obowiązywania) – przez ustawę z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. Nr 173, poz. 1807, z późn. zm.). Każda z nich reklamowana była przez rządzącą aktualnie ekipę jako wielki krok ku powiększeniu swobody gospodarczej oraz uproszczeniu przepisów i zmniejszeniu biurokratycznych obciążeń. Zauważmy więc, że ustawa z 1999 r. miała już ok. 9900 wyrazów (2,6 raza więcej niż tekst pierwotny ustawy z 1988 r.), a ustawa z 2004 r. – 9600, a z przepisami wprowadzającymi, nowelizującymi i przejściowymi (w postaci odrębnej ustawy) – aż 56000 wyrazów (15 razy więcej niż tekst pierwotny ustawy z 1988 r.!).

V. Z dniem 1 stycznia 2001 r. weszła w życie ustawa z 19 listopada 1999 r. – Prawo działalności gospodarczej (dalej nazywać będziemy ją również „ustawą z 1999 r.”).

Jej treść w sposób zasadniczy nie różniła się od treści ustawy z 1988 r. w brzmieniu obowiązującym tuż przed jej uchyleciem. Pojawiły się w niej nowe regulacje

dotyczące m.in. oddziałów i przedstawicielstw przedsiębiorców zagranicznych (pożyteczne) oraz regulacja dotycząca małych i średnich przedsiębiorców, która tak naprawdę nie zawierała żadnej treści normatywnej, poza określeniem – jakich przedsiębiorców uważa się za „małych” lub za „średnich”. Niewiele też wniosły lakoniczne zapisy dotyczące samorządu gospodarczego (stosowna regulacja zawarta jest w odrębnych ustawach). Dodano także przepisy o zadaniach organów administracji rządowej i organów jednostek samorządu terytorialnego, przy czym regulacja ta tak naprawdę sprowadzała się do określenia uprawnień wójtów (burmistrzów i prezydentów miast) o charakterze kontrolnym (w ograniczonym zakresie) i restrykcyjnym (nakaz wstrzymania wykonywania działalności na okres do 3 dni). Ta ostatnia kompetencja budzi wątpliwości, bowiem nakaz taki mógł być wydany m.in. z powodu „wykonywania działalności gospodarczej niezgodnie z przepisami”, a więc bez jakichkolwiek ograniczeń.

Ustawa z 1999 r. zagadnienia dotyczące działalności koncesjonowanej zawarła w 13 artykułach. Obowiązkiem uzyskania koncesji objętych było 8 dziedzin. Zmniejszenie ich liczby było dosyć pozorne, bowiem jednocześnie stworzono instytucję „zezwolen”, a zasady ich udzielania niewiele różniły się od zasad udzielania koncesji. Ustawa zawierała odrębny rozdział poświęcony zasadom udzielania i cofania zezwoleń oraz kontroli działalności objętej zezwoleniem, nie określała natomiast dziedzin działalności wymagających zezwolenia.

Pojawiła się nowa regulacja dotycząca trybu postępowania administracyjnego w przypadku możliwości udzielenia przez organ koncesyjny ograniczonej liczby koncesji oraz „okres karny” pozostawiania bez koncesji dla przedsiębiorców, którym koncesję cofnięto.

VI. Ustawa z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (dalej nazywać będziemy ją również „ustawą z 2004 r.”), pomimo swojej „świeżej” nazwy nie zmieniła wiele w życiu przedsiębiorców. W szczególności nie przyniosła spodziewanego zmniejszenia zakresu ingerencji państwa w stosunki gospodarcze. W przepisach ogólnych ustawy zostało zawartych kilka szczytnych zasad dotyczących postępowania organów państwa w sprawach przedsiębiorców. I tak art. 9 stanowi, że organy administracji publicznej, wykonując swe zadania w szczególności w zakresie nadzoru i kontroli, zobowiązane są działać z poszanowaniem uzasadnionych interesów przedsiębiorcy. Zgodnie zaś z art. 11, organy te są zobowiązane do załatwiania spraw przedsiębiorców bez zbędnej zwłoki. Zasady te nie są jednak nowością, bowiem zostały „przeniesione” z Kodeksu postępowania administracyjnego (są to zasady **ogólne** tego Kodeksu, zawarte w art. 7, 8 i 12).

Nową, istotną regulację zawierają przepisy art. 10, zgodnie z którymi przedsiębiorca może złożyć do właściwego organu wnioski o wydanie pisemnej interpretacji co do zakresu i sposobu zastosowania przepisów, z których wynika obowiązek świadczenia przez niego daniny publicznej, w jego indywidualnej sprawie (ust. 1).

Nie może on być obciążony jakimikolwiek daninami publicznymi, sankcjami finansowymi lub karami w zakresie, w jakim zastosował się do uzyskanej interpretacji (ust. 2).

Ustawa z 2004 r. rozwija również (w art. 6) konstytucyjną zasadę wolności gospodarczej wyrażoną w art. 20, 22 i 32 ust. 2 Konstytucji, nawiązując zresztą do regulacji zawartej w poprzednich ustawach.

Zgodnie z art. 6 ust. 1, podejmowanie, wykonywanie i zakończenie działalności gospodarczej jest wolne dla każdego na równych prawach, z zachowaniem warunków określonych przepisami prawa. W porównaniu z regulacją zawartą w ustawie z 1999 r., dodano w art. 6 ust. 2 o brzmieniu: „organ administracji publicznej nie może żądać ani uzależnić swojej decyzji w sprawie podjęcia, wykonywania lub zakończenia działalności gospodarczej przez zainteresowaną osobę od spełnienia przez nią dodatkowych warunków, w szczególności przedłożenia dokumentów lub ujawnienia danych, nieprzewidzianych przepisami prawa”.

Zapisano również (w art. 82), że nie można równocześnie podejmować i prowadzić więcej niż jednej kontroli działalności przedsiębiorcy (jednak z sześcioma wyjątkami).

I to by było na tyle, jeżeli chodzi o tytułową „swobodę”, gdyż poza tymi kilkoma ogólnymi przepisami, postanowienia zawarte w ustawie o swobodzie działalności gospodarczej powtarzają i rozbudowują regulację zawartą w ustawie z 1999 r.

Ustawa z 2004 r. wymienia (w art. 46 ust. 1) tylko 6 dziedzin działalności gospodarczej, które wymagają uzyskania koncesji. Zrezygnowano też z regulacji dotyczącej udzielania zezwoleń. Nie oznacza to jednak, że ustawodawca zrezygnował z tego rodzaju reglamentacji, bowiem w art. 75 wymieniono aż 28 ustaw, z których wynika obowiązek uzyskania zezwolenia oraz 2 ustawy zobowiązujące przedsiębiorców do uzyskania licencji⁵⁾.

Ustawa z 2004 r. postanowienia dotyczące działalności koncesjonowanej i regulowanej zamieszcza w 31 artykułach. W stosunku do regulacji zawartej w ustawie z 1999 r. uszczegółowiono postępowanie w przypadku, gdy organ koncesyjny przewiduje udzielenie ograniczonej liczby koncesji, wprowadzając m.in. instytucję przetargu (w szczególności art. 51-54).

Dokonano korzystnej dla przedsiębiorców zmiany przepisu dotyczącego zakazu udzielenia koncesji podmiotowi, któremu wcześniej koncesję cofnięto. Obecnie okres „karny” nie obowiązuje już tych podmiotów, którym cofnięto koncesję z powodu niepodjęcia w wyznaczonym terminie działalności objętej koncesją (mimo wezwania organu koncesyjnego) lub z powodu trwałego zaprzestania wykonywania działalności objętej koncesją.

Pojawia się nowa instytucja „działalności regulowanej”, przy czym w ustawie tej zamieszczono przepisy ogólne i przepisy dotyczące rejestru działalności regulowanej, natomiast przepisy szczegółowe zawarte są w ustawach odrębnych (np. w ustawie o usługach detektywistycznych).

W ustawie z 2004 r. zawarto nowy rozdział poświęcony kontroli przedsiębiorców przez organy administracji publicznej. Są to przepisy ogólne, dotyczące aspektów proceduralnych związanych z czynnościami kontrolnymi. Natomiast zakres przedmiotowy kontroli dla poszczególnych organów zawarty jest w odrębnych ustawach.

Od 1 stycznia 2007 r. wejdą w życie przepisy ustawy z 2004 r. dotyczące „Ewidencji Działalności Gospodarczej”, które zbliżą tę ewidencję do „rejestru przedsiębiorców” w Krajowym Rejestrze Sądowym. Do tego czasu stosuje się przepisy art. 7, 7a, 7b, 7c, 7d, 7e, 7f, 7g, 7h oraz art. 7i uchylonej ustawy z 1999 r., które przejściowo zachowały moc. Odnotujmy więc fakt, że regulacja w tym zakresie była bardzo „chwiejna”. Otóż ustawa z 20 sierpnia 1997 r. o Krajowym Rejestrze Sądowym (która weszła w życie z dniem 1 stycznia 2001 r.) przewidywała, że działalność gospodarcza osób fizycznych również podlegać będzie wpisowi do tego rejestru, w związku z czym zapisano skreślenie w ustawie z 1988 r. (także z dniem 1 stycznia 2001 r.) rozdziału 2, poświęconego postępowaniu ewidencyjnemu tej działalności.

Natomiast ustawa z 1999 r. (która również wchodziła w życie z dniem 1 stycznia 2001 r.) pierwotnie nie zawierała regulacji dotyczącej ewidencjonowania działalności gospodarczej osób fizycznych. Jednakże w ostatniej chwili (ustawą z 30 listopada 2000 r.) dodano przepisy przejściowe (art. 88a-88e), w myśl których zachowano ewidencję działalności gospodarczej do 31 grudnia 2001 r. Następnie (ustawą z 14 grudnia 2001 r.) funkcjonowanie tej ewidencji – wciąż jako rozwiązania prowizorycznego – przedłużono do 31 grudnia 2003 r. Z kolei ustawą z 14 listopada 2003 r. uchylono przepisy art. 88a-88e (przypomnijmy – o charakterze przejściowym), by regulację taką zamieścić w przepisach o charakterze stałym (dodając art. 7a-7i)⁶⁾. I te właśnie przepisy ustawy z 1999 r. obowiązywać będą do 31 grudnia 2006 r., znów jako przepisy przejściowe⁷⁾.

Przepisy ustawy z 2004 r. dotyczące ewidencjonowania działalności gospodarczej nałożą na przedsiębiorców obo-

6) Ta dziwna nieco dla laików numeracja artykułów („art. 88a, 88b ... 88i” oraz „art. 7a, 7b ... 7i”) oznacza, że między art. 88 i art. 89, a następnie między art. 7 i art. 8 „wciśnięto” – w drodze nowelizacji ustawy – dziewięć dodatkowych artykułów. Jednak z większą „niespodzianką” spotykają się „użytkownicy” ustawy z dnia 24 lipca 1999 r. o Służbie Celnej, w której między art. 6 i art. 7 „wciśnięto” (w 2004 r.) 39 dodatkowych artykułów, oznaczając je jako art. 6a, art. 6b i tak dalej, aż do art. 6z, a następnie – art. 6za, art. 6zb ... art. 6zn. Przepisy te złożyły się na 4 nowe rozdziały, oznaczone jako rozdział 1a, 1b, 1c oraz 1d.

7) Pisząc o tych ciągłych zmianach nie możemy powstrzymać się od refleksji, że nasi przodkowie mieli bardziej stabilne prawo. I tak np. do 1 stycznia 1965 r. (wejście w życie Kodeksu cywilnego) obowiązywał art. 2078 Kodeksu Napoleona. ▶

5) Są to ustawy o transporcie drogowym i o transporcie kolejowym. Zauważmy, że w przypadkach tych „licencja” ma charakter zbliżony do zezwolenia lub koncesji, podczas gdy w ustawie o usługach detektywistycznych jest dokumentem potwierdzającym spełnienie wymagań kwalifikacyjnych.

wiązek ujawniania w ewidencji licznych informacji. Obok podstawowych danych o przedsiębiorcy, które podlegają (do 1 stycznia 2007 r.) wpisowi do ewidencji (oznaczenie przedsiębiorcy, numer PESEL, oznaczenie miejsca zamieszkania i adresu przedsiębiorcy, adres zakładu głównego i oddziałów, określenie przedmiotu działalności i wskazanie daty rozpoczęcia działalności) od 2007 r. wpisowi będą podlegać m.in. takie informacje o przedsiębiorcy jak: informacje o istnieniu lub ustaniu małżeńskiej wspólności majątkowej, o ogłoszeniu upadłości, o udzieleniu, zmianie i cofnięciu koncesji lub licencji, o ustanowieniu kuratora. Od 1 stycznia 2007 r. zaczną również działać „Centralna Informacja o Działalności Gospodarczej”, której zadaniem będzie m.in. prowadzenie zbioru informacji zawartych w ewidencji działalności gospodarczej i udzielanie z ewidencji informacji o wpisie (art. 41).

VII. Nie oceniając słuszności i potrzeby tworzenia szczegółowych regulacji ograniczających wolność przedsiębiorców, należy stwierdzić, że od roku 1988 kolejne ustawy o podstawowym charakterze dla działalności gospodarczej stale się rozrastają i uszczegóławiają, nakładając na przedsiębiorców coraz to nowe obowiązki oraz przyznając organom władzy publicznej coraz to nowe uprawnienia do ingerowania w stosunki gospodarcze. Obecnie obowiązująca regulacja jest najobszerniejszą w historii tego rodzaju aktów prawnych. Ustawa z 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej wprowadza rozbudowane procedury kontrolne oraz szereg instytucji służących w większości zapewnieniu bezpieczeństwa w obrocie gospodarczym. Zdaniem autorów niniejszego artykułu (pracowników organu administracji publicznej) w znacznej części regulacje takie mogą być potrzebne, jednakże nawet one niewiele mają wspólnego ze swobodą działalności gospodarczej. Nasuwa nam się dosyć smutna refleksja, że w ustawie o swobodzie działalności gospodarczej najbardziej swobodnie potraktowano jej tytuł.

VIII. Na ograniczenie wolności działalności gospodarczej wpływały także regulacje zawarte w innych ustawach. I tak np. art. 3 ust. 2 ustawy z 1988 r. nakazywał zapewnienie, „aby prace, zajęcia lub czynności w zakresie prowadzonej działalności gospodarczej były wykonywane przez osoby legitymujące się odpowiednimi kwalifikacjami, jeżeli z przepisów odrębnych ustaw wynika obowiązek posiadania takich kwalifikacji”. W owym czasie istotą tego przepisu był faktycznie zakaz wpro-

wadzenia takich wymogów w drodze aktów podustawowych. Ale już wkrótce wymóg posiadania kwalifikacji, często bardzo rygorystyczny, zaczęto wprowadzać do kolejnych ustaw. Dotyczy to m.in. biegłych rewidentów (w 1991 r.), maklerów (w 1991 r.), doradców podatkowych (w 1997 r.), rzeczoznawców majątkowych, pośredników w obrocie nieruchomościami i zarządców nieruchomości (w 1997 r.), pracowników ochrony (w 1997 r.), detektywów (w 2001 r.).

IX. Istotny wpływ na komfort prowadzenia działalności gospodarczej (a właściwie – na jego pogorszenie) mają też przepisy podatkowe. Istotne ich uproszczenie miało spowodować (i przejściowo chyba faktycznie tak było) uchwalenie ustaw:

- 1) z 26 lipca 1991 r. o podatku dochodowym od osób fizycznych (Dz. U. Nr 80, poz. 350),
- 2) z 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych (Dz. U. Nr 21, poz. 86).

Jednakże bardzo częste ich zmiany⁸⁾ oraz komplikowanie tekstu – spowodowały, że ich poznanie i prawidłowe stosowanie stało się niemożliwe nie tylko dla osób zobowiązanych, ale także dla urzędników podatkowych. Natomiast wyrażane publicznie (lat temu kilka) przez jednego z Ministrów Finansów oczekiwanie, że podatnicy nie będą korzystał z ulg podatkowych wynikających z obowiązującego prawa⁹⁾ stwarzało wręcz poczucie zagrożenia. Było ono (i jest nadal) uprawnione tym bardziej, że uchybienie wielu przepisom podatkowym jest nawet przestępstwem¹⁰⁾. Na zwiększenie obciążeń osób prowadzących działalność gospodarczą wpłynęło także wprowadzenie w 1993 r. podatku od towarów i usług oraz podatku akcyzowego. Jednocześnie państwo rozbudowywało aparat podatkowy. Obok urzędów i izb skarbowych pojawiły się także urzędy kontroli skarbowej, które upoważnione zostały nawet do prowadzenia wywiadu skarbowego¹¹⁾, w tym czynności operacyjno-rozpoznawczych¹²⁾. W tym kontekście należy również wspomnieć o ustawie z 6 lipca 2001 r. o gromadzeniu, przetwarzaniu i przekazywaniu informacji kryminalnych oraz Krajowym Systemie Informatycznym (Dz. U. Nr 110, poz. 1189, z późn. zm.), która na szereg organów rządowych

8) Każda z tych ustaw była nowelizowana ok. 80 razy, nawet po kilka razy w ciągu roku. I tak np. ustawa o podatku dochodowym od osób fizycznych w 2004 r. była nowelizowana 15 razy, przy czym trzy zmiany ogłoszono w **jednym** (!) Dzienniku Ustaw.

9) Jeśli dobrze pamiętamy, wobec osób korzystających z takich ulg padło nawet słowo „łobuzy”.

10) Na dobrą sprawę, każdy obywatel Polski może spotkać się z takim zarzutem; czekać to może również tych, którzy skorzystali z możliwości zarobkowania za granicą.

11) Regulują to przepisy ustawy z 28 września 1991 r. o kontroli skarbowej (Dz. U. z 2004 r. Nr 8, poz. 65), również wielokrotnie nowelizowanej.

12) W miejscu tym nie możemy powstrzymać się od stwierdzenia, że przepisy określające uprawnienia aparatu skarbowego wobec obywateli i przedsiębiorców przypominają postępowanie pewnego „klasyka” sprzed 50 lat, który miał podobno mawiać, że „ufać – znaczy kontrolować”.

► Natomiast do wejścia w życie dekretu z 25 września 1945 r. – prawo o aktach stanu cywilnego (Dz. U. Nr 48, poz. 272) obowiązywały m.in.:

- 1) postanowienie Ks. Namiestnika z 3 listopada 1825 r. o utrzymywaniu i prowadzeniu ksiąg stanu cywilnego (Dz. pr. t. XI, str. 15) – obowiązywało 120 lat,
- 2) dekret kancelarii nadwornej z 13 stycznia 1814 r. o wpisaniu nazwiska matki nieślubnego dziecka (Zb. p. p. XLII Nr 7) – obowiązywał 131 lat,
- 3) patent z 20 lutego 1784 r. względem metryk chrztu, ślubów i pogrzebów (Józ. Zb. ust. IV Nr 113 i Kontynuacja, Piller 1784, str. 30) – obowiązywał 161 lat.

i samorządowych nakłada obowiązek przekazywania do Krajowego Centrum Informacji Kryminalnych „informacji kryminalnych” (które – wbrew nazwie – nie zawsze są informacjami kryminalnymi).

X. Dla uzyskania pełni komplikującego się obrazu musielibyśmy przytoczyć dziesiątki, a nawet setki ustaw otaczających przedsiębiorcę (i nie tylko jego) swoistą pajęczyną, której często on nawet nie zauważa. Przytoczmy więc tylko niektóre z tych ustaw (wielokrotnie nowelizowanych):

- 1) z 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz. U. Nr 153, poz. 1503),
- 2) z 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2002 r. Nr 76, poz. 694),
- 3) z 30 maja 1996 r. o rezerwach państwowych oraz o zapasach obowiązkowych paliw (Dz. U. z 2003 r. Nr 24, poz. 197),
- 4) z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504),
- 5) z 21 sierpnia 1997 r. o ograniczeniu prowadzenia działalności gospodarczej przez osoby pełniące funkcje publiczne (Dz. U. Nr 106, poz. 679),
- 6) z 29 sierpnia 1997 r. – Ordynacja podatkowa (Dz. U. z 2005 r. Nr 8, poz. 60),
- 7) z 29 sierpnia 1997 r. – Prawo bankowe (Dz. U. z 2002 r. Nr 72, poz. 665),
- 8) z 11 grudnia 1997 r. o administrowaniu obrotem z zagranicą usługami (Dz. U. Nr 157, poz. 1026),
- 9) z 22 stycznia 1999 r. o ochronie informacji niejawnych (Dz. U. z 2005 r. Nr 196, poz. 1631),
- 10) z 24 lipca 1999 r. o Służbie Celnej (Dz. U. z 2004 r. Nr 156, poz. 1641),
- 11) z 16 listopada 2000 r. o przeciwdziałaniu wprowadzaniu do obrotu finansowego wartości majątkowych pochodzących z nielegalnych lub nieujawnionych źródeł oraz przeciwdziałaniu finansowania terroryzmu (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1505),
- 12) z 15 grudnia 2000 r. o Inspekcji Handlowej (Dz. U. z 2001 r. Nr 4, poz. 25),
- 13) z 21 grudnia 2000 r. o dozorcze technicznym (Dz. U. Nr 122, poz. 1321),
- 14) z 15 grudnia 2000 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. z 2003 r. Nr 86, poz. 804),
- 15) z 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr 62, poz. 627),
- 16) z 27 lipca 2002 r. – Prawo dewizowe (Dz. U. Nr 141, poz. 1178),
- 17) z 28 października 2002 r. o odpowiedzialności podmiotów zbiorowych za czyny zabronione pod groźbą kary (Dz. U. Nr 197, poz. 1661),
- 18) z 14 lutego 2003 r. o udostępnianiu informacji gospodarczych (Dz. U. Nr 50, poz. 424),
- 19) z 28 lutego 2003 r. – Prawo upadłościowe i naprawcze (Dz. U. Nr 60, poz. 535),
- 20) z 2 października 2003 r. o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych (Dz. U. Nr 199, poz. 1934),

- 21) z 23 stycznia 2004 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych (Dz. U. Nr 34, poz. 293),
- 22) z 29 stycznia 2004 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. Nr 19, poz. 177),
- 23) z 16 kwietnia 2004 r. o administrowaniu obrotem towarowym z zagranicą (Dz. U. Nr 97, poz. 963).

XI. Częstym zmianom ulegały także ustawy regulujące określone dziedziny działalności gospodarczej. Dobrym, a właściwie – złym, tego przykładem jest ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne. Pierwotnie ustawa ta liczyła 72 artykuły, stopniowo dodano 33 dalsze (w tym 10 między art. 4 i art. 5 oraz 11 między art. 9 i art. 10), a w zamian za to uchylono 10 artykułów (w tym 3 spośród dodanych). Niektóre przepisy były zmieniane wielokrotnie (np. art. 32, określający zakres działalności wymagającej koncesji – 6 razy). W stosunku do pierwotnego tekstu bez zmian zostało się tylko 8 artykułów (oraz przepisy przejściowe). Zmieniła się także objętość ustawy – z 7600 wyrazów (tekst pierwotny) do 24100 wyrazów (tekst obowiązujący obecnie). Ustawa była nowelizowana aż 27 razy, w tym 3 – w 2003 r., 5 – w 2004 r. i znowu 3 – w 2005 r. Jedną z nowelizacji dokonanych w 2005 r. była tak obszerna, że – na dobrą sprawę – należałoby uchwalić zupełnie nową ustawę¹³⁾.

Niektóre z dokonanych zmian były nieco chaotyczne. I tak np. już po wejściu w życie tej ustawy próbowano „odroczyć” (z datą wsteczną) wejście w życie niektórych jej przepisów (dotyczących finansowania oświetlenia dróg publicznych), co spotkało się z negatywną oceną Trybunału Konstytucyjnego, a następnie – niezwłocznie je zmieniono. Duże zamieszanie spowodowało dodanie (w 2001 r.) artykułu 45b. Przepis ten, w założeniu bardzo szlachetny, miał zmniejszyć częstotliwość dokonywanych przez przedsiębiorstwa energetyczne zmian cen i stawek opłat za ciepło – do jednej na 12 miesięcy, był jednak tak zredagowany (przez jednego z posłów), że nie można go było logicznie zastosować. Został on wkrótce zmieniony, a następnie uchylony.

Kilkakrotnie zmieniała się regulacja dotycząca terminów ważności świadectw kwalifikacyjnych. Pierwotnie w ustawie zapisano, że dotychczasowe świadectwa zachowują ważność do 31 grudnia 1999 r., by tuż przed upływem tego terminu postanowić, że zachowują one moc przez okres w nich oznaczony. Natomiast świadectwa wydane już na podstawie ustawy – Prawo energetyczne miały obowiązywać bezterminowo, ale po kilku latach zapisano, że sprawdzenie spełnienia wymagań kwalifikacyjnych powtarza się co pięć lat.

- 13) Nowelizacji tej dokonała ustawa z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552). Skalę zmian dokonanych w 2005 r. najlepiej obrazuje tekst ustawy prezentowany na stronie internetowej Urzędu Regulacji Energetyki (www.ure.gov.pl), gdzie na czarno oznaczono tekst (wręcz szczerkowy), który ostał się z brzmienia ustawy obowiązującego w dniu 31 grudnia 2004 r., a w kilku kolorach tekst wprowadzony kolejnymi zmianami dokonanymi w 2005 r.

Wielokrotnym zmianom ulegały przepisy dotyczące obowiązku zakupu energii „zielonej” oraz ustalania i zatwierdzania taryf. Zmianie ulegały też przepisy określające zakres działalności gospodarczej wymagającej uzyskania koncesji, przy czym wahał się on, można by powiedzieć, zależnie od „nastrojów”. Jedną z tych zmian (która weszła w życie z dniem 19 marca 2004 r.) spowodowała, że działalność gospodarcza w zakresie obrotu paliwami ciekłymi wymaga koncesji (ze wszystkimi tego skutkami) bez względu na wielkość obrotu, a więc nawet wówczas, gdyby paliwem takim handlowano w sklepie detalicznym przy pomocy menzurki. Zmiany tej dokonano wbrew protestom Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, a forsował ją Minister Finansów, Minister Spraw Wewnętrznych i Administracji oraz Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, a naciskowi temu nie był w stanie przeciwstawić się Minister Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej, który w tym samym czasie „pilotował” prace nad ustawą o swobodzie działalności gospodarczej. Dodajmy, że zmiana ta przysporzyła państwu ok. 7 tysięcy drobnych podmiotów koncesjonowanych, skutecznie biurokratyzując tę dziedzinę działalności gospodarczej.

XII. Nie bez znaczenia dla zrozumienia obowiązującego prawa jest też chaos pojęciowy stosowany w ustawach regulujących działalność gospodarczą. I tak, np. w ustawie z 1988 r. o działalności gospodarczej zapisano zasadę „wolności” działalności gospodarczej, ale w Konstytucji „zakotwiczone” ją jako „swobodę” tej działalności. W Konstytucji RP z 1997 r. powrócono do „wolności” działalności gospodarczej (art. 20) i „wolność” tę utrzymano w ustawie z 1999 r. (w art. 5). Ale już w ustawie z 2004 r. powrócono w tytule do „swobody”, chociaż w tekście ustawy (w art. 6) mowa jest o „wolności”. Innym przykładem jest konsekwentne zastępowanie w ustawach użytych wcześniej wyrazów „podmiot gospodarczy” wyrazem „przedsiębiorca”, chociaż w Konstytucji RP z 1997 r. użyto pojęcia „podmioty gospodarcze” (w art. 61).

Nie możemy również nie zauważyć swoistej inflacji prawa (nie tylko gospodarczego). O ile w 1980 r. wszystkie egzemplarze Dziennika Ustaw liczyły łącznie 328 stron, w 1989 r. – 1.186, w 1995 r. – 3.784, to w 2004 r. – już 21.034 strony¹⁴). Oznacza to, że objętość Dziennika Ustaw w 2004 r. w stosunku do 1980 r. wzrosła 64 razy! Takiej nawałnicy nowych tekstów aktów normatywnych nie są w stanie ogarnąć nawet prawnicy (i to nawet wówczas gdy korzystają ze specjalistycznych, kosztownych programów komputerowych), więc zakładanie, że znają je przeciętni zjadacze chleba – jest naiwnością lub wręcz obłudą.

Istotnym problemem „użytkowników” prawa są wielokrotne nowelizacje tego samego aktu normatywnego, w tym powtarzane nowelizacje tego samego przepisu (o czym wspominaliśmy już wyżej). I tak np. Kodeks cywilny¹⁵) nowelizowany był (bezpośrednio lub pośrednio) po-

nad 50 razy, a Kodeks postępowania cywilnego¹⁶) – ponad 100 razy! Oznacza to, że posługiwanie się ich tekstami, a w konsekwencji – przestrzeganie ich postanowień, jest wręcz niemożliwe, a pamiętać należy, że są to ustawy o zasadniczym znaczeniu dla wszelkich stosunków cywilnoprawnych. Zaradzić takim sytuacjom miało ustawowe przesądzenie w 2000 r., że „Jeżeli liczba zmian w ustawie jest znaczna lub gdy ustawa była wielokrotnie uprzednio nowelizowana i posługiwanie się tekstem ustawy może być istotnie utrudnione, Marszałek Sejmu ogłasza tekst jednolity ustawy. Ustawa może określić termin ogłoszenia tekstu jednolitego.”¹⁷). Z przykrością jednak należy stwierdzić, że kolejni Marszałkowie Sejmu z uprawnienia tego (będącego zarazem ich obowiązkiem) korzystają niezmiernie rzadko.

XIII. Powtórzmy więc pytanie postawione w tytule referatu: **Wolność gospodarcza i jej ograniczenia – chaos czy jednolita tendencja?**

Z ogromną przykrością musimy stwierdzić, że **zarówno jedno jak i drugie**, przy czym przez występujące cały czas i utrudniające działalność gospodarczą elementy chaosu legislacyjnego „przebija się” trwająca od 1991 r. stała tendencja – ciągłego ograniczania wolności gospodarczej i zwiększania kontroli państwa nad prowadzącymi ją osobami. Konstatacja ta zawiera jednakże również nutkę optymizmu, chociaż przeblyskującą „przez łyż”: polscy przedsiębiorcy „ćwiczeni” nieustannie przez los ubrany w garnitur przedstawicieli polskich władz łatwiej sobie poradzą na rynkach innych państw, w tym na rynkach Unii Europejskiej, czego przejawy można zaobserwować już dziś. **Życzymy im tego (sukcesów) serdecznie.**



Joanna Kędzia
główny specjalista



Ryszard Taradejna
dyrektor

Biuro Prawne URE

14) Objętość Dziennika Ustaw w 2005 r. (do 14 października) wynosi 13.044 strony.

15) Ustawa z 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny (Dz. U. z 1964 r. Nr 16, poz. 93).

16) Ustawa z 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. z 1964 r. Nr 43, poz. 296).

17) Jest to art. 16 ust. 1 ustawy z 20 lipca 2000 r. o ogłaszaniu aktów normatywnych i niektórych innych aktów prawnych (tekst jednolity: Dz. U. z 2005 r. Nr 190, poz. 1606).

BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE – ZAKŁĘCIE, WYTRYCH CZY REALNA KATEGORIA?

dr inż. Tomasz Kowalak

1. Wstęp

W publikacjach dotyczących gospodarki, a zwłaszcza sektora energetycznego, jak refren powtarza się termin „bezpieczeństwo energetyczne”. Używany jest w najrozmaitszych kontekstach i na ogół służy autorom do uzasadnienia proponowanych przez nich działań, czy też (co zdarza się częściej) krytykowania niewygodnych bądź niemiłych im frakcji politycznych lub konkretnych osób. Uwikłanie tego terminu w doraźne rozgrywki nie służy dobrze powszechnemu zrozumieniu istoty problemu, a tym samym ogranicza szansę przeprowadzenia rzetelnej dyskusji dotyczącej lokalizacji, charakteru i skali ewentualnych zagrożeń, a w konsekwencji wypracowania racjonalnych rozwiązań.

Wydaje się, że źródłem wielu nieporozumień, noszących cechy zawłaszczania pojęcia „bezpieczeństwa energetycznego” dla konkretnych celów, jest jego wieloaspektowość oraz to, że poszczególne aspekty „bezpieczeństwa energetycznego” nie stanowią elementów odrębnych. Układają się w łańcuch, którego „wytrzymałość”, jak każdego łańcucha, wyznacza najsłabsze ogniwo.

2. Założenia

Polityka Energetyczna Polski do 2025 roku, przyjęta przez Radę Ministrów w dniu 4 stycznia 2005 r. definiuje **bezpieczeństwo energetyczne** jako „*stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy minimalizacji negatywnego oddziaływania sektora energii na środowisko i warunki życia społecznego*”.

Trudno się z tą definicją zgodzić bez uczucia niedosytu:

- z jednej strony, łańcuch czynników determinujących poziom bezpieczeństwa energetycznego wykracza daleko poza obszar funkcjonowania gospodarki, tak więc „bezpieczeństwo energetyczne” nie jest cechą „stanu gospodarki” jedynie, ale także wypadkową wielu zewnętrznych uwarunkowań jej funkcjonowania,
- z drugiej zaś odbiorcy pozbawionemu nagle zasilania jest w gruncie rzeczy wszystko jedno, czy przyczyna tego stanu leży poza granicami kraju, czy też jest on wynikiem zaniedbań w działaniach pozostających w zakresie kompetencji jego gminy, czy przedsiębiorstwa dostarczającego mu paliwa, energię elektryczną bądź ciepło; interesuje go jedynie to, kiedy zasilanie zostanie przywrócone i ile go będzie kosztowało:

- a) przywrócenie zasilania,¹⁾
- b) skutki braku zasilania,
- c) ew. zabezpieczenie (ubezpieczenie) przed powtórzeniem się sytuacji awaryjnej.

Podobnie, klasyfikacja czynników, od których zależy poziom bezpieczeństwa energetycznego przedstawiona w przytoczonym powyżej dokumencie, zasługuje na uważną analizę. Wydaje się, że niektóre z nich są w istocie jedynie środkami służącymi do osiągnięcia celu a rzeczywiste czynniki sprawcze nie zostały zdefiniowane.

Wynik oceny poziomu bezpieczeństwa energetycznego zależy od trzech parametrów:

- na czyj użytek dokonywana jest ocena? (inaczej mówiąc, z jakiego poziomu: Państwa, branży czy pojedynczego odbiorcy?)
- jakiej formy zapotrzebowania na energię (jakiej potrzeby odbiorców) dotyczy?
- dla jakiego horyzontu czasowego ma być dokonana?

Dla przykładu: można oczekiwać diametralnie odmiennych wniosków z oceny bezpieczeństwa energetycznego odbiorców ciepła ogrzewanych z elektrociepłowni opalanej gazem ziemnym z lokalnego złoża, opracowanej na dwa okresy: pierwsza na okres krótszy niż do wyczerpania się jego zasobów i druga na okres dłuższy, obejmujący sytuację zaistniałą po tym fakcie. Co więcej, ew. dramat tych odbiorców, katastrofalny w wymiarze lokalnym, może być niezauważalny w skali całej gospodarki.

Pojęcie bezpieczeństwa energetycznego na użytek polityki energetycznej Państwa musi – jeżeli we właściwy sposób ma wypełniać zadaną funkcję – uwzględniać zarówno aspekt globalny, jak i lokalny, nie zaniedbując żadnego z ogniw pośrednich i rozciągając się na maksymalnie długi horyzont czasowy. W tej ostatniej kwestii dobrym przykładem mogą być Stany Zjednoczone, które swoją politykę energetyczną kształtują w horyzoncie 100 lat. W kierunku tym podąża, pozostając daleko w tyle, Ko-

1) Koszty przywrócenia zasilania należy interpretować jako kategorię ogólną: składają się na nie zarówno koszty, jakie operator sieci ponosi na utrzymanie służb remontowych, niezbędnych do usuwania awarii, w kalkulowane do taryfy, jak i, przenoszone systemem podatkowym, „koszty polityczne” niezbędne dla spełnienia warunków wymaganych dla usunięcia przyczyny przerwy w zasilaniu (np.: koszty zaspokojenia żądań górników celem przerwania ich strajku, koszty ustępstw politycznych na rzecz państwa – dostarczenia energii itp.).

misja Europejska, określająca horyzont prognoz w tym zakresie na lat 15²⁾.

Miarą bezpieczeństwa energetycznego jest niezawodność dostaw, przy ekonomicznie uzasadnionym poziomie cen i ograniczonym do ekonomicznie akceptowalnego poziomu wpływu na środowisko naturalne. Łatwo dostrzec, że jest to miara konstruowana z punktu widzenia odbiorcy, zarówno tego lokalnego, przyłączonego do systemu energetycznego, w szczególności gdzieś na jego peryferiach, jak również „odbiorcy zbiorowego”, jakim są poszczególne dziedziny życia społecznego (takie jak łączność, bankowość, służba zdrowia, wojsko, policja, administracja, itp. itd.), jakim jest gospodarka narodowa postrzegana jako całość. Nie bez znaczenia jest fakt, że dyskusje na forum międzynarodowym, poświęcone zagadnieniom bezpieczeństwa energetycznego w prezentowanym rozumieniu, prowadzone są pod hasłem „security of supply” czyli **bezpieczeństwa dostaw**, niezależnie od tego czy skupiają się na zapewnieniu Europie długofalowego dostępu do złóż ropy i gazu³⁾, czy też zagrożeniom stabilnej pracy systemów przesyłowych w warunkach katastrof żywiołowych i przeciwdziałaniu ich skutkom⁴⁾.

Jak powiedziano wcześniej, elementy determinujące poziom bezpieczeństwa energetycznego układają się w łańcuch, którego poszczególne ogniwa stanowią:

- A) dostęp do pierwotnych nośników energii na poziomie pozwalającym zaspokoić popyt, z uwzględnieniem technologii transportu nośników pierwotnych,
- B) technologie przemiany nośników pierwotnych w nośniki użytkowe,
- C) technologie długodystansowego transportu nośników użytkowych,
- D) technologie krótkodystansowego transportu nośników użytkowych,
- E) mechanizmy finansowania działalności i rozwoju sektorów energetycznych.

Każda z ww. kategorii podlega analizie:

- a) ekonomicznej – zdolności gospodarki do jej sfinansowania, łącznie z kosztami ograniczania skutków ekologicznych,
- b) ekologicznej – poziomu wpływu na środowisko w części nie poddającej się aktualnie wymiarowaniu ekonomicznemu,
- c) poziomu ryzyka wystąpienia zakłóceń, w tym zakłóceń związanych z zagrożeniem atakami terrorystycznymi,
- d) skali zagrożeń będących skutkiem zakłócenia,
- e) dostępności procedur eliminujących zakłócenia.

Każda z tych kategorii podlega także indywidualnemu zróżnicowaniu, chociażby ze względu na specyfikę poszczególnych nośników, zarówno energii pierwotnej, jak i nośników użytkowych oraz na horyzont czasowy analiz.

2) Projekt Dyrektywy Security of Supply Parlamentu Europejskiego i Rady.

3) Konferencja „Energy week”, Genewa, czerwiec 2005.

4) Konferencja „Security of supply”, Sztokholm, czerwiec 2005.

Jak więc widać, głębsza analiza pojęcia „bezpieczeństwo energetyczne” prowadzi do wniosku, że przypisanie mu struktury prostego łańcucha jest zbyt dalekim uproszczeniem. Ma ono strukturę wielowymiarowej macierzy, dlatego tak ryzykowne są próby wycinkowego wykorzystywania go, bez stosownego komentarza – jakiego konkretnie aspektu dotyczy dane rozważanie.

Wieloaspektowość pojęcia „bezpieczeństwo energetyczne” powoduje, że paleta zagrożeń, jakim podlega, jak i działań na rzecz jego zabezpieczenia, jest niezwykle zróżnicowana, ale też odpowiedzialność za stan bezpieczeństwa energetycznego nie jest (bo nie może być) skupiona w jednym punkcie, na jednym podmiocie. Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego w różnych aspektach należy przypisać różnym ogniwom życia społecznego – odpowiednio do ich roli i kompetencji: organom naczelnym administracji publicznej, organom terenowym tej administracji, przedsiębiorstwom sektora energetycznego a także samym odbiorcom. Szczególnego znaczenia nabiera w tym kontekście problem koordynacji działań podejmowanych na różnych szczeblach, gdyż wiele aspektów bezpieczeństwa energetycznego, będąc wzajemnie skorelowanymi, może być rozwiązywanych w sposób alternatywny. Ale też w wielu przypadkach przyjęcie jednej opcji wyklucza racjonalne zastosowanie innych.

3. Elementy składowe (ogniwa łańcucha) bezpieczeństwa energetycznego

Ad A. Dostęp do pierwotnych nośników energii na poziomie pozwalającym zaspokoić popyt z uwzględnieniem technologii transportu nośników pierwotnych.

Rozwiązanie tej kwestii jest wypadkową następujących czynników:

- a) **zdolność rzetelnego prognozowania:**
 - **rozwoju technologii** umożliwiających efektywne wykorzystanie zasobów energii pierwotnej, zarówno po stronie jej zagospodarowania, jak i wykorzystania;
 - **popytu**, bez której grozi alternatywa w postaci niespodziewanego deficytu energii lub ekonomicznie nieuzasadnionego przeciążenia gospodarki skutkami zapewnienia nadmiaru energii,
- b) **warunki geologiczno-geograficzne**, potencjał energetyczny realnie dostępny, z uwzględnieniem rozwoju technologii, jaki cechuje dany kraj pod względem:
 - własnych zasobów energii pierwotnej;
 - jego lokalizacji względem zasobów obcych oraz geograficzne rozmieszczenie zasobów energii pierwotnej oraz geomorfologiczne uwarunkowania lokalizacji i budowy tras transportu oraz centrów przetwórczych nośników energii,
- c) **globalne uwarunkowania gospodarcze:** światowa koniunktura na nośniki energii i ich dostępność na rynkach światowych – w odniesieniu zarówno do tej części, której zapotrzebowanie wykracza poza zasoby krajowe, jak i do zasobów krajowych; przykładowo,

w przypadku wzrostu światowych cen na nośniki energii stajemy wobec dylematu: czy stać nas na import surowców energetycznych lub, czy wykorzystanie zasobów krajowych po cenach niższych niż światowe jest wspieraniem krajowej gospodarki, czy wyprzedawaniem narodowego dobra,

- d) **uwarunkowania geopolityczne i polityczno-biznesowe:** relacje z państwami dysponującymi pożądanymi zasobami nośników energii pierwotnej oraz relacje z państwami, przez terytorium których przebiegają trasy transportu nośników energii, w kontekście ich skłonności do wykorzystywania posiadanych zasobów jako czynnika realizacji własnych celów w polityce międzynarodowej oraz struktura właścicielska firm dysponujących zasobami i dysponujących (operujących) trasami transportu nośników energii,
- e) **stopień rozwoju środków transportu / przeladunku nośników energii i poziom zaawansowania technologii transportu i przeladunku,**
- f) **uwarunkowania kontraktowe:** sposób uwzględnienia w zawieranych oraz zawartych kontraktach (zwłaszcza kontraktach wieloletnich), uwarunkowań przedstawionych powyżej.

Ad B. Technologie przemiany nośników pierwotnych w nośniki użytkowe.

- a) **potencjał przerobowy:** stopień rozwoju zdolności przerobowych przedsiębiorstw przetwarzających pierwotne nośniki energii, z uwzględnieniem ich:
- efektywności;
 - stopnia uciążliwości dla środowiska;
 - poziomu zamortyzowania;
 - horyzontu wykorzystania w zestawieniu z prognozą zapotrzebowania na energię,
- b) **poziom uzależnienia technologii przetwórczych od określonych kierunków dostaw surowca** oraz wrażliwość na ew. zakłócenia dostaw,
- c) **strategiczne zdolności magazynowania surowców energetycznych.**

Ad C. Technologie transportu nośników użytkowych oraz bieżącego bilansowania podaży i popytu, w podziale na transport długo- i krótkodystansowy.

- a) **konfiguracja sieci** transportu długodystansowego (przesyłu) i krótkodystansowego (rozdziału) oraz stopień ich dostosowania do lokalizacji źródeł i centrów odbioru,
- b) **zdolności magazynowe** dla potrzeb bilansowania sezonowego i doraźnego,
- c) **stan techniczny sieci** i ich zdolność do pracy bezawaryjnej,
- d) **zdolność operatorów sieci do usuwania skutków awarii katastrofalnych, spowodowanych działaniem sily wyższej:** własny potencjał odtwórczo-remontowy, umowy międzyoperatorskie ws. udzielania pomocy wzajemnej i unifikacja elementów sieci i sprzętu do jej obsługi, umowy „emergency” z podmiotami spoza sektora,

- e) **uwarunkowania kontraktowe korzystania z sieci:** stopień dojrzałości procedur dostępu użytkowników do sieci przesyłowych i zdolności magazynowych oraz mechanizmów finansowania ich działalności i rozwoju.

Ad D. Mechanizmy finansowania działalności i rozwoju sektorów energetycznych.

- a) poziom **odporności na skutki monopolizowania** rynku i zmony dostawców,
- b) poziom dojrzałości **narzędzi regulacyjnych** w odniesieniu do działalności realizowanej w warunkach monopolu,
- c) poziom **spójności rynków hurtowych i detalicznych** – zdolność do przenoszenia sygnałów wynikających z elastyczności popytu na rynku detalicznym na poziom cen na rynku hurtowym, jako mechanizm realnej wyceny wartości energii,
- d) **jakość i stabilność legislacji** regulującej zasady funkcjonowania sektorów energetycznych,
- e) **klarowność podziału kompetencji i skuteczność koordynacji** działań poszczególnych podmiotów odpowiedzialnych za kreowanie bezpieczeństwa energetycznego,
- f) **poziom dojrzałości struktur analitycznych i decyzyjnych,** determinujących kreowanie mechanizmów prawnych.

4. Przegląd wybranych elementów bezpieczeństwa energetycznego w warunkach polskich

Wielowymiarowy charakter pojęcia „bezpieczeństwo energetyczne” nie pozwala na przedstawienie charakterystyki wszystkich elementów tej „macierzy” w krótkiej publikacji. Poniżej przedstawiono jedynie wybrane wątki, ze wskazaniem wzajemnych powiązań i uwarunkowań. Nie jest także moją ambicją przedstawienie recepty, w jaki sposób osiągnąć kompleksowe zabezpieczenie bezpieczeństwa energetycznego Polski. Byłby to temat na znacznie obszerniejsze opracowanie. Moją intencją jest zwrócenie uwagi na przesłanki, których w moim przekonaniu nie wolno pomijać przystępując do dyskusji oraz wskazanie (pewnie też nie wszystkich) newralgicznych i najsłabszych punktów dotychczasowej polityki w tym zakresie, a przede wszystkim – wywołanie dyskusji na ten temat, ale dyskusji kompleksowej i w najwyższym stopniu obiektywnej.

4.1. Zdolność rzetelnego prognozowania rozwoju technologii i dynamiki popytu

Gospodarka w okresie transformacji zachowuje się zupełnie inaczej niż to było w stanie ekstensywnego wzrostu epoki nakazowo-rozdziałczej. Stracił swoją aktualność pogląd o ścisłej, liniowej zależności tempa wzrostu gospodarczego i zapotrzebowania na energię. Jest wiele przesłanek by wątpić, czy zależność ta kiedykolwiek się odtworzy (ze względu na postęp technologiczny, wzrost wymagań ekolo-

gicznych itd.). Pozostaje pytanie, jakie czynniki będą w przyszłości decydować o dynamice zapotrzebowania na energię. Niezależnie od powyższego, coraz większego znaczenia nabiera kwestia, jak długo jeszcze alternatywne technologie pozyskiwania energii użytecznej pozostaną w sferze projektów i które z nich pierwsze osiągną komercyjny znaczenie. Problem jest o tyle istotny, że stoimy wobec dylematu: zainwestowanie w odbudowę tradycyjnych mocy wytwórczych, które nie zdążą się zamortyzować, oznacza skazanie gospodarki na kolejną porcję kosztów osieroconych. Z drugiej strony powstrzymanie się z tymi inwestycjami w sytuacji gdyby rozwój nowych technologii miał się opóźnić, prowadzi wprost do deficytu energii ze wszystkimi tego konsekwencjami. Naturalne wydaje się poszukiwanie odpowiedzi na to pytanie wśród ekspertów tworzących zaplecze naukowe i akademickie.

Niestety, wydaje się, że jest to pierwsze „wąskie gardło”, upośledzające polską politykę w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Ośmielę się bowiem postawić tezę, że zachodzi przeciwstawna zależność pomiędzy kompetencją i obiektywizmem (niezależnością) ekspertów. Faktyczne zaniechanie mecenatu Państwa nad sektorem naukowo-badawczym spowodowało dramatyczne osłabienie potencjału w nim skupionego. Globalizacja przemysłu z kolei ogranicza rozwój rodzimej bazy naukowo-badawczej związanej z przemysłem. Konkurencja na technologie w coraz większym stopniu rozwija się na poziomie korporacji ponadnarodowych, których polityka może być wyznacznikiem polityki światowych potęg, trudno natomiast zakładać, by wpisywała się w interesy narodowe mniejszych państw. Obserwujemy więc raczej zjawisko wykorzystywania autorytetu akademickiego do lobbowania na rzecz partykularnych branżowych interesów.

Na drugim końcu łańcucha decyzyjnego znajdują się organy administracji odpowiedzialne za strategiczne decyzje i kształt prawa, do czego wrócę w końcowej części tekstu. Kluczowe, dla skuteczności działania i efektywności podejmowanych decyzji pozostają:

- koordynacja działań podejmowanych przez różne organy w ramach ustawowego podziału kompetencji,
- zdolność formułowania zadań stawianych zapleczu eksperckiemu i zdolność oceny uzyskanych odpowiedzi, a także poziom odporności na wpływ partykularnych interesów.

Jakość administracji niemal od zawsze była przedmiotem krytyki, często uzasadnionej. Ale jak długo będzie ona zagrożona redukcją zatrudnienia w imię „tańszego państwa”, jak długo atrakcyjność finansowa zatrudnienia w niej będzie oparta na przychodach ubocznych, jak długo ewidentne błędy i zaniechania nie będą rozliczane, jak długo wreszcie na stanowiska kierownicze w centralnych i naczelnym organach administracji nie będzie się szło „w nagrodę” za osiągnięcia w biznesie, tylko odwrotnie – tak długo problem jakości decyzji zapadających na najwyższych szczeblach, których przesłanki tworzone są przecież w głębi administracyjnej hierarchii, pozostanie

istotnym czynnikiem zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego.

4.2. Warunki geologiczno-geograficzne oraz uwarunkowania geopolityczne

Panuje powszechne przekonanie, że zasoby energii pierwotnej, jakimi dysponuje Polska, a także ich rozmieszczenie, są na tyle dobrze rozpoznane, by tego wątku nie rozwijać. Odrębną kwestią jest to, czy ten pogląd jest słuszny, gdyż z wielu publicznych wypowiedzi można wnioskować, że nie do końca. Rozstrzygnięcia więc wymaga, czy mamy do czynienia jedynie z szumem medialnym, czy też jest coś na rzeczy.

Problemem poza wszelką dyskusją jest dostosowanie polityki energetycznej do realiów. Wydawać się może, że obiektywny fakt dysponowania względnie dużymi zasobami węgla przy znikomych zasobach ropy naftowej i relatywnie niewielkich gazów ziemnego, powinien – w zakresie paliw kopalnych – determinować ogniskowanie uwagi na czystych (ze względów ekologicznych) technologiach wykorzystania rodzimego węgla, a nie przestawianie gospodarki energetycznej na węglowodory importowane.

Szczególny niepokój musi wzbudzać poziom uzależnienia od importu z jednego kierunku dostaw gazu ziemnego z przeznaczeniem do produkcji energii elektrycznej i ciepła. Rozwój na szeroką skalę elektroenergetyki opalanej gazem oraz opartej na gazie systemowym kogeneracji rozproszonej, uczyniłby polską gospodarkę szczególnie wrażliwą na szantaż polityczny. Że obawy tego rodzaju nie są przejawem rusofobii tylko obiektywnej oceny, świadczyć może opinia przytoczona przez wysokiego polskiego dyplomatę za źródłem niemieckim, opublikowanym w *Wirtschaftswoche* latem br.:

„Wielu znawców branży energetycznej uważa, że gaz ziemny dla Rosji obecnie, znaczy tyle samo co broń atomowa dla Związku Radzieckiego w czasach zimnej wojny. Ten nośnik energii stał się dla prezydenta Putina potężnym argumentem zarówno gospodarczym jak i politycznym w kształtowaniu stosunków z innymi państwami nie tylko w Europie.”

Potwierdzenie tej opinii odnaleźć można w działaniach podejmowanych przez Rosję nie tylko wobec Białorusi, ale także wobec Zakaukazia, Bułgarii, Ukrainy czy Uzbekistanu, nie mówiąc o znaczeniu, jakie dla kształtowania polityki w regionie mieć będzie realizacja Gazociągu Północnego.

W tym miejscu nie można nie zwrócić uwagi na rolę, jaką w kształtowaniu bezpieczeństwa energetycznego w skali makro przypada Ministrowi Spraw Zagranicznych oraz ośrodkom monitorującym rozwój wydarzeń za granicą.

W tym kontekście, warunkiem koniecznym umożliwiającym rozwój energetyki opartej na gazie systemowym, jest rzeczywisty przełom w poziomie dywersyfikowania źródeł gazu⁵⁾ oraz stworzenie wystarczająco dużych zdolności magazynowych.

5) Z uwagi na problematyczną niezależność praktycznie wszystkich rozważanych tras gazociągów umożliwiającą dywersyfikację kierunków dostaw – faktycznym rozwiązaniem tego problemu wydaje się budowa terminalu LNG.

Paradoksalnie, przesłanki zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w wymiarze politycznym, stoją w sprzeczności z przesłankami w wymiarze ekologicznym, gdyż energetyczne wykorzystanie gazu ziemnego wydaje się najłatwiejszym sposobem osiągnięcia wymaganych ograniczeń emisji, zwłaszcza CO₂.

Dotychczasowa bierna rola Komisji Europejskiej w procesie konfigurowania umowy rosyjsko-niemieckiej dotyczącej budowy Gazociągu Północnego, inwestycji w moim przekonaniu sprzecznej z postanowieniami Art. 12 Traktatu, powinna skłonić do otwartego postawienia kwestii wyboru priorytetu: czy zapewnić bezwarunkową zgodność polityki energetycznej z wymaganiami ekologicznymi czy (raczej) zadbać o zagwarantowanie suwerenności politycznej. Odpowiedź na tę kwestię wydaje się oczywista.

Na tym tle szczególnego znaczenia nabiera sposób i poziom wykorzystania źródeł odnawialnych.

Polska nie dysponuje potencjałem hydrogeologicznym takim jak Norwegia, Austria czy Szwajcaria, ale wykorzystanie istniejących zasobów wodnych pozostawia wiele do życzenia. Problem ten jest tym bardziej trudny do zrozumienia, że znanym faktem jest stopowienie Europy Centralnej i wartość, jaką dla przeciwstawienia się temu zjawisku ma z jednej strony zalesianie, a z drugiej mała retencja. O jej potencjalnych możliwościach najlepiej świadczy porównanie liczby małych elektrowni wodnych czynnych przed wojną i obecnie.

Zamiast efektywnego wspierania rozwoju Małych Elektrowni Wodnych żywiłowo rozwijana jest technologia wykorzystania biomasy w procesach współspalania w elektrowniach systemowych, która w ewidentny sposób prowadzi nie tylko do wyeliminowania z rynku branży drzewnej (producentów stolarki budowlanej, przemysłu płytowego i meblarskiego – jednego z filarów naszej gospodarki, zwłaszcza w eksporcie), ale także do przyspieszonej dewastacji lasów, szczególnie lasów prywatnych. Tym samym, polityka energetyczna, zamiast sprzyjać ochronie środowiska wpływa na przyspieszenie jego degradacji. Problem w tym, że zasoby leśne eksploatowane rabunkowo są **wyczerpywalne i nieodnawialne**, o czym świadczy trwałe wylesienie całego basenu Morza Śródziemnego – jako skutek zapotrzebowania na drewno do budowy statków. Poziom zalesienia ma bezpośredni wpływ na gospodarkę wodną. I w tym miejscu wracamy ściśle na grunt rozważań o bezpieczeństwie energetycznym. Dewastacja lasów spowoduje, że nie tylko urwie się źródło zaopatrzenia w biomasę, ale jednocześnie radykalnie obniży się (i tak niewielki) potencjał hydrogeologiczny.

4.3. Globalne uwarunkowania gospodarcze

Bezpieczeństwo energetyczne kraju zależy bezpośrednio od sytuacji na światowych rynkach nośników energii. Ma to zastosowanie zarówno do tych nośników, których zasobami kraj dysponuje, jak i do importowanych. Inny jest jedynie charakter tego uzależnienia.

Dostępność nośników importowanych mierzyć można (i należy) w kategoriach ekonomicznych:

- cena kształtowana na rynku światowym oraz w kon-

traktach dwustronnych,

- poziom nakładów inwestycyjnych, niezbędnych do poniesienia dla zapewnienia transportu nośnika loco Granica Państwa

oraz politycznych:

- poziom prawdopodobieństwa zakłócenia / odcięcia dostaw ze względu na:
 - sytuację wewnętrzną w kraju wydobycia lub w krajach tranzytowych;
 - wykorzystanie nośnika energii dla celów polityki zagranicznej realizowanej przez kraj wydobycia lub kraj tranzytowy,
- poziom prawdopodobieństwa zmiany warunków handlowych dostawy (ich zaostrzenia nieuzasadnionego względami handlowymi) powodowanej względami politycznymi.

Ceny nośników energii pierwotnej, kształtowane na rynkach światowych mają wpływ także na dostępność tych nośników z zasobów krajowych. Zachodzi bowiem konieczność rozstrzygnięcia wspomnianego wcześniej dylematu, czy zastosowanie do nośnika krajowego cen niższych niż określone na rynku światowym nie są formą wyprzedawania majątku narodowego. Argument ten jest szczególnie silnie podnoszony w odniesieniu do gazu ziemnego z wydobycia krajowego. Wydaje się jednak, że w tym przypadku zachodzi sytuacja całkowicie odmienna niż w odniesieniu np. do węgla kamiennego lub ropy naftowej. W odniesieniu do gazu ziemnego kupowanego z Rosji trudno bowiem mówić o „obiektywnej cenie światowej” – jaką np. wyznacza dla ropy giełda w Rotterdamie. Z doniesień prasowych wynika, że sam Gazprom stosuje różne ceny wobec różnych partnerów. Można się jedynie domyślać, że cena zdeterminowana w kontrakcie jamalskim nie należy do najniższych. Co więcej, przedsiębiorstwo krajowe nie ma praktycznej możliwości zdyskontowania „ceny światowej” – gdyby taką można było zdefiniować – z uwagi na znikome możliwości eksportowe. Bardziej uzasadniony w tym przypadku wydaje się pogląd, że na rynku krajowym mamy do czynienia ze swoistą konkurencją „gazu z gazem”, której wynikiem jest cena średnioważona. Jeżeli na tak ukształtowany rynek będzie w stanie wejść inny dostawca – odbiorcy dostrzegą korzyść z wdrożenia rzeczywistej konkurencji.

Rzecz się ma odmiennie w odniesieniu do węgla energetycznego – w sytuacji, gdyby światowa koniunktura spowodowała trwałe ukształtowanie się jego ceny powyżej kosztu krajowego wydobycia. Można powiedzieć, że na rynku węgla sytuacja jest asymetryczna, gdyż w sytuacji odwrotnej Państwo staje wobec konieczności aktywizacji programów osłonowych o wymiarze społecznym.

4.4. Mechanizmy finansowania działalności i rozwoju sektorów energetycznych

Finansowanie działalności i rozwoju sektorów energetycznych dokonuje się w warunkach charakterystycznych dla gospodarki wolnorynkowej – w ramach monopoli naturalnych oraz / lub monopoli ukształtowanych historycznie. Z tego powodu swoboda prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie sektorów energetycznych poddana

jest istotnym ograniczeniem, których celem jest (powinno być) wymuszenie odejścia od monopolu historycznych na rzecz działalności wolnokonkurencyjnej wszędzie tam, gdzie nie jest to wykluczone z przyczyn technicznych, oraz substytuowanie rynku w obszarach nie poddających się swobodnej konkurencji, tj. podporządkowanie działalności sieciowej bezpośredniej regulacji.

Skuteczność wdrożenia narzędzi regulacyjnych jest warunkiem koniecznym zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego – na każdym jego poziomie – w wymiarze ekonomicznym. Z kolei warunkiem skuteczności narzędzi regulacyjnych jest ich:

- a) kompletność,
- b) adekwatność,
- c) stabilność.

Ad a.

Kompletność narzędzi regulacji wyraża się poprzez instrumenty prawne i organizacyjne, dedykowane odpowiednio do wszystkich przejawów działalności, która powinna zostać objęta regulacją. Zaliczyć do nich należy ustawy i akty wykonawcze regulujące strukturę podmiotową rynku, zasady ochrony konkurencji, zasady regulacji obszarów trwale niekonkurencyjnych, zasady prowadzenia działalności gospodarczej w warunkach ograniczonej swobody (szczególnie wymagania w zakresie zasad rachunkowości, zawierania umów i prowadzenia rozliczeń), wreszcie instytucje (organy i podmioty) obciążone określonymi obowiązkami i wyposażone w stosowne uprawnienia (organy antymonopolowe, organy regulacyjne, operatorzy).

Niezrozumiałym naruszeniem przytoczonej powyżej zasady kompletności narzędzi prawnych jest w szczególności wyłączenie spod zasad regulacji infrastruktury sieciowej rurociągów i magazynów ropy oraz produktów naftowych, a także pozostawienie regulowanym przedsiębiorstwom energetycznym całkowitej swobody w zakresie kształtowania zakładowych planów kont.

Jednym z kanonów nauki o rynku jest zależność charakteru rynku (poziomu jego konkurencyjności), od struktury podmiotowej. Tym samym, truizmem jest stwierdzenie, że koncentracja podmiotów na rynku stanowi śmiertelne zagrożenie dla konkurencji. Dążenie kapitału do koncentracji jest naturalnym działaniem, którego celem jest uzyskanie przewagi rynkowej, ze szkodą dla konkurencji i kosztem odbiorców. Dlatego jako szczególnie przewrotną, bo powołującą się na interes odbiorców, należy oceniać argumentację na rzecz konsolidacji poziomej w zakresie działalności regulowanej. A na miano zupełnego nieporozumienia – z punktu widzenia celów szeroko rozumianych celów regulacji sektorów energetycznych – zasługuje akceptacja dążenia do podmiotowej reintegracji pionowej, łączącej działalność sieciową z działalnością wytwarzania i obrotu.

Ad b.

Adekwatność narzędzi regulacji wyraża się w dostosowaniu środków do zamierzonego celu, zdeterminowanie

relacji pomiędzy regulatorem a podmiotem regulowanym w taki sposób, by z jednej strony podmiot regulowany był chroniony przed niekontrolowaną hegemonią ze strony regulatora, z drugiej zaś nie zachodziło zjawisko ubezwłasnowolnienia regulatora czy zablokowanie procesów regulacyjnych ze szkodą dla odbiorców.

Osiągnięcie tego celu wymaga od ustawodawcy wzniesienia się ponad interes grupowy, reprezentowany przez przedsiębiorstwa sektora, co może być obiektywnie trudne ze względu na hermetyczność wiedzy technicznej, nieodzownej do uwzględniania w procesie legislacyjnym.

Ad c.

Potrzeba zapewnienia stabilności reguł regulacji wynika z długości cyklu inwestowania i odzyskiwania zainwestowanego kapitału, radykalnie dłuższego od występującego na „normalnych” rynkach. Odtwarzanie zdolności funkcjonowania, poprawianie efektywności procesów, wdrażanie nowych technologii wymaga w praktyce stałego zaangażowania inwestorów, którzy muszą mieć podstawy do racjonalnej wyceny ryzyka angażowania się na danym rynku. W przeciwnym razie odbiorcy staną wobec zagrożenia koniecznością sfinansowania dyskontowanych kosztów podwyższonego ryzyka inwestycyjnego lub (przypadek Kalifornii) wobec zagrożenia skutkami trwałego wycofania się inwestorów z rynku.

Wymóg stabilności reguł odnosi się zarówno do:

- sygnałów inwestycyjnych kreowanych przez prawo (vide: zachęty inwestycyjne dla kogeneracji poprzez sztucznie wywindowaną cenę energii z EC, pokrywaną przez mechanizm opłat rekompensujących w taryfach sieciowych, czy „sztuczno-administracyjna” wycena praw majątkowych poprzez ustawowe ustalenie wysokości opłaty zastępczej dla energii z OZEE; w sytuacji, gdy błędne (nadatrakcyjne) sygnały zostały skonsumowane w decyzjach inwestycyjnych – zrationalizowanie tych sygnałów przełożyć się musi na podkopanie zaufania inwestorów do rynku, z drugiej strony trwanie w nich w imię stabilności reguł, stanowiłoby naruszenie interesu odbiorców), jak i
- instytucji regulacyjnych, które ze swej istoty powinny być w maksymalnym możliwym stopniu uwolnione od bieżących wpływów politycznych i niezależne (także w wymiarze personalnym, stanowiącym gwarancję ciągłości interpretacji obowiązujących reguł prawa) od ew. zmian na scenie politycznej.

Nie bez racji mówi się, że organy regulacyjne wymykają się klasycznej kwalifikacji w systemie trójpodziału władzy, swoją misję pełnią niejako u boku władzy wykonawczej, ale nie powinny być jej podporządkowane ani tym bardziej, z nią utożsamiane.

4.5. Podział kompetencji i brak koordynacji

Wydaje się, że stosunkowo niewielkie znaczenie (nie-dostatecznie małe) przypisuje się właściwemu podziałowi kompetencji i koordynacji działań poszczególnych ogniw (podmiotów i organów) odpowiedzialnych za zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego. Wykreowanie

Departamentu o tej nazwie w Ministerstwie Gospodarki i Pracy mylnie sugeruje złożenie całej odpowiedzialności za proces w tym właśnie miejscu.

Na potwierdzenie fałszywości takiej tezy można przytoczyć brak koordynacji (która powinna być zagwarantowana przepisami prawa) pomiędzy procesami koncesyjnym (realizowanym przed Prezesem URE) i inwestycyjnym (realizowanym przed organami właściwymi w zakresie prawa budowlanego). Pomijam w tym miejscu dramatyczny poziom zaniedbań w zakresie opracowania na poziomie gminy planów zagospodarowania przestrzennego oraz założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Brak wymogu prawnego, uzależniającego wydanie pozwolenia na budowę obiektu infrastruktury sieciowej od wcześniejszego uzyskania promesy koncesji powoduje, że Prezes URE może być postawiony wobec faktu dokonanego, jakim jest wykonana inwestycja. Katalog ustawowych przyczyn, uzasadniających odmowę udzielenia koncesji jest tak ubogi, że realna staje się groźba odtworzenia przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo pomimo dokonania ustawowego rozdzielenia działalności sieciowej od działalności obrotu.

W obszarze koordynacji działania różnych organów zagadnieniem samym w sobie (zasługującym na odrębne artykuły) są m.in.:

- polityka podatkowa względem przedsiębiorstw sektora oraz brak spójności w orzecznictwie poszczególnych Urzędów Skarbowych,
- polityka kształtowania struktury podmiotowej sektora realizowana przez MSP w oderwaniu od realiów i wymagań polityki regulacyjnej,
- polityka „ochrony środowiska”, realizowana przez Departament Bezpieczeństwa Energetycznego MGiP, w sprzeczności m.in. z opiniami Departamentu Polityki Przemysłowej tego samego ministerstwa,
- system stymulowania ochrony środowiska poprzez wdrożenie handlu emisjami na podstawie KPRU opracowanego przez MOŚ,
- wspomniana wyżej konieczność współdziałania ze strony MSZ w kształtowaniu zewnętrznych przesłanek bezpieczeństwa energetycznego.

Nie jest to bynajmniej lista zamknięta relacji, w których koordynacja wzajemnych działań pozostawia wiele do życzenia, a w których brak koordynacji jest skrzętnie wykorzystywany do dyskutowania partykularnych interesów.

Problemem jest to, że przedstawiona powyżej sytuacja sama się nie naprawi. Niewidzialna ręka rynku nie usprawni ułomnego prawa i nie udźwignie niewydolnych kanałów wymiany informacji. Nie wydaje się również, by „lekarstwem na wszelkie zło” mogło być powołanie kolejnej rady, zespołu problemowego lub komitetu. Tworzenie takich struktur raczej prowadzi do rozmywania się odpowiedzialności a nie rozwiązywania problemów.

Być może, zaistniały (i pogłębiający się z roku na rok) legislacyjny chaos mogłoby choć w części poprawić wprowadzenie radykalnej zmiany systemu tworzenia prawa – na rzecz systemu autorskiego – z jednoznacznie wskazaną osobą odpowiedzialną za projekt na wszystkich etapach procesu legislacyjnego, aż do wdrożenia, lub wzorem Brytyjczyków, powierzenie tej funkcji stałej, stosunkowo nielicznej, wyspecjalizowanej grupie ludzi. Pozwoliłoby to przynajmniej wykluczyć nagminne zjawisko psucia prawa, nie zamykając drogi do jego racjonalnej ewolucji.

Warto również zadbać, by – wzorem stosowanego jako kanon w państwach demokratycznych cywilnego nadzoru nad armią i służbami mundurowymi – nie dopuszczać, by głos decydujący w sprawach sektorów energetycznych mieli ich przedstawiciele. Bowiem w takim przypadku gospodarka narodowa przegra w rozgrywce z interesem branżowym.



Autor pełni obowiązki dyrektora Departamentu Taryf URE

ODBIORCA DETALICZNY NA RYNKU ENERGII. DOŚWIADCZENIA BRYTYJSKIE WYZWANIEM DLA POLSKI. CZ. II CHCEMY WYBIERAĆ DOSTAWCĘ? MUSIMY SIĘ DO TEGO SOLIDNIE PRZYGOTOWAĆ!

Mariola Juszcuk

Historyczna data pełnego otwarcia rynku energii elektrycznej oraz rynku gazu i swobody wyboru dostawcy przez wszystkich odbiorców (1 lipca 2007 r.) zbliża się nieuchronnie. Musi zatem cieszyć coraz powszechniejsza znajomość fundamentalnych zasad procesu zmiany dostawcy. Póki co, ujawnia się to głównie w różnych publikacjach oraz konferencjach poświęconych urynkowaniu sektora elektroenergetyki. Popularne stały się zwłaszcza wymienione w Nowej Dyrektywie elektroenergetycznej oraz gazowej hasła obiektywności i braku dyskryminacji w zapewnieniu dostępu stron trzecich do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Coraz powszechniej też wiadomo, iż proces zmiany dostawcy ma być: przejrzysty, prosty, skuteczny, powszechny oraz zorientowany na odbiorcę końcowego¹⁾.

Zapewne dla przeważającej części odbiorców, niezorientowanych w tej problematyce, zarówno idea zmiany dostawcy, jak i przytoczone jej zasady mogą kojarzyć się raczej z pobożnymi życzeniami, dla nielicznych natomiast, pomimo szeregu niedogodności wynikających ze specyfiki polskich rozwiązań prawnych, instytucjonalnych, organizacyjnych i ekonomicznych, urzeczywistnienie tych haseł będzie stanowić swoiste wyzwanie i główny motyw ich działań.

W styczniu tego roku w artykule pt. *Odbiorca detaliczny na rynku energii. Doświadczenia brytyjskie wyzwaniem dla Polski*²⁾ w odniesieniu do stanu zaawansowania prac nad przygotowaniem do wdrożenia zasady TPA na rynku detalicznych odbiorców końcowych pisałam, iż:

- po pierwsze, czasu nie pozostało zbyt wiele (do przełomowej daty pełnej liberalizacji rynku – dwa lata);
- po drugie, warto zwrócić uwagę na rozwiązania już wypracowane, nie siląc się na nie zawsze konieczną własną inwencję. Są bowiem kraje, które lepiej poznały istotę gospodarki rynkowej i pomimo faktu, iż również i tam nie uniknięto problemów związanych z pełnym urynkowaniem, obserwowane perturbacje wdrożeniowe mają inny niż w Polsce charakter i „ciężar gatunkowy”;

- po trzecie, w tworzeniu polskich regulacji prawnych należy uwzględnić propagowane i rekomendowane przez różne instytucje europejskie przesłanki jasności, transparentności, prostoty i efektywności.

Okazuje się, iż mimo upływu niemal roku, wskazane przeze mnie tezy są nadal aktualne. Nie ulega wątpliwości, a liczne dyskusje jednoznacznie potwierdzają, iż sama implementacja dyrektyw rynkowych do Prawa energetycznego nie uruchamia żadnych działań aplikacyjnych. W obecnej sytuacji wyraźnie daje więc o sobie znać brak rozwiązań prawnych pozwalających na wdrożenie zapisów zapewniających sprawną realizację procesu zmiany dostawcy. A przecież niespełna dwa lata pozostające do pełnej liberalizacji rynku to okres krytyczny dla opracowania rozwiązań systemowych w tym zakresie.

W znowelizowanej ustawie – Prawo energetyczne, literalnie wręcz odwołującej się do treści Nowych Dyrektyw, można znaleźć zapisy wskazujące na to, iż ustawodawca nie zapomniał o prawie detalicznych odbiorców do korzystania z zasady TPA i zmiany dostawcy:

*Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane zapewniać wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, na zasadach i w zakresie określonych w ustawie; (...).*³⁾

*Odbiorcy paliw gazowych lub energii mają prawo zakupu tych paliw lub energii od wybranego przez siebie sprzedawcy.*⁴⁾

Jednak bez szczegółowego określenia zasad, ról, obowiązków i uprawnień uczestników procesu zmiany dostawcy, rzeczywiste jego zmiany mogą jeszcze długo pozostawać w sferze życzeń. Niezbędne jest zatem pilne ustanowienie kluczowych dla funkcjonowania rynku energii elektrycznej oraz gazu rozporządzeń wykonawczych, by stworzyć możliwości prawne dla uniwersalne-

1) Te ostatnie można odnaleźć w: Eurelectric, *Guidelines for Customer Switching*, June 2004, www.eurelectric.org.

2) Biuletyn URE Nr 1/2005.

3) Art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 z późn. zm.).

4) Art. 4j. ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 z późn. zm.).

go zdefiniowania praw i obowiązków stron, przypisania podmiotom odpowiedzialności za realizację poszczególnych stadiów procesu, zaś w stosunku do odbiorców – zapewnienia szerokiej oferty usług oraz ochrony ich praw i interesów.

Na razie sytuacja przypomina węzeł gordyjski w kłębku, nie wiadomo jedynie gdzie jest i kto trzyma za koniec nici.

Jak odmienny i kontrastowy, by nie rzec ubogi, w porównaniu z wachlarzem rozwiązań przyjętych w krajach Europy Zachodniej jest rodzimy zasób narzędzi kształtowania zasad funkcjonowania podmiotów na zliberalizowanym rynku, w najbliższej przyszłości mający stanowić wszakże 'arsenal' wszystkich uczestników rynku, świadczyć może przywoływany już wcześniej przykład brytyjski. Stworzone tam ramy i rozwiązania prawne umożliwiły nie tylko urzeczywistnienie wszystkich założeń i celów urynkwienia, ale zapewniły też kompleksową i wielopłaszczyznową ochronę interesów odbiorców.

Warto zatem stale przybliżać i upowszechniać doświadczenia brytyjskie, sięgając nie tyle do samych pryncypiów, co do aplikacyjnych szczegółów, poczynając od identyfikacji ram prawnych w jakich odbywa się proces zmiany dostawcy, poprzez określenie – jaki jest jego mechanizm, kim są i jak działają jego aktywni uczestnicy, z jakimi problemami borykają i borykali się Brytyjczycy, w jaki sposób usiłuje się je rozwiązać i w końcu – czy doświadczenia te można, a jeśli tak – to w jakim zakresie, przenieść na grunt polski.

Proces zmiany dostawcy – podstawy prawne

Wspomnianą ochronę interesów odbiorców, a szczególnie tych, którzy zdecydowali się na zmianę dostawcy (przypomnijmy, iż tygodniowo w Wielkiej Brytanii robi to ok. 150 tys. osób) sprawuje Regulator, występujący instytucjonalnie pod szyldem *Ofgem*-u.⁵⁾ Jego działania w tym zakresie znajdują swe umocowanie w ustawie gazowej (*the Gas Act*) uchwalonej w 1986 r. oraz ustawie elektroenergetycznej (*the Electricity Act*) uchwalonej w 1989 r. Obydwie ustawy stanowią, iż nadrzędnym celem organu regulacyjnego jest ochrona interesów wszystkich odbiorców, zarówno obecnych, jak i przyszłych, co osiągnięte jest dzięki promowaniu efektywnej konkurencji pomiędzy przedsiębiorstwami prowadzącymi działalność w sektorze gazu i energii elektrycznej.⁶⁾

5) *Ofgem (The Office of Gas and Electricity Markets)* – brytyjski Regulator.

6) Powyższy cel organ regulacyjny realizuje poprzez działania podejmowane w najwłaściwszy wybrany przezeń sposób, uwzględniając potrzebę spełnienia wszelkich uzasadnionych żądań odbiorców w stosunku do dostawców oraz zapewnienia przez nich wystarczających środków finansowych na prowadzenie działalności gospodarczej, będącej przedmiotem ustawowych obowiązków. W wypełnianiu tego typu założeń organ regulacyjny uwzględnia ochronę interesów odbiorców niepełnosprawnych, przewlekle chorych, w wieku emerytalnym, o niskim poziomie dochodów a także zamieszkujących tereny wiejskie.

Zarówno ustawa gazowa, jak i elektroenergetyczna przewidują wydawanie przez organ regulacyjny koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie dostaw energii elektrycznej oraz gazu. Brytyjskie koncesje odzwierciedlają, w przeciwieństwie do koncesji polskich, zasadę 'od ogółu do szczegółu', przy czym nawet zapisy dotyczące ogółu przedsiębiorstw energetycznych szczegółowo regulują różnorodne aspekty ich działalności. Składają się one z:

- warunków standardowych, obowiązujących wszystkich przedsiębiorców świadczących usługi dostawy energii elektrycznej oraz gazu,
- warunków zmodyfikowanych⁷⁾,
- nieobligatoryjnych warunków specjalnych, mających zastosowanie jedynie w odniesieniu do wybranych koncesjonariuszy.⁸⁾

Warunki standardowe koncesji ujęte są w Części II w podziale na poszczególne sekcje.⁹⁾

Na mocy zapisów koncesji, zawartych w sekcji C II części koncesji, dostawcy energii elektrycznej i gazu są zobowiązani do przygotowania oraz przedłożenia do zatwierdzenia przez *Ofgem* następujących kodeksów postępowania (*Code of Practice*) lub oświadczeń:

- 1) kodeksu postępowania w sprawie procedur dostępu do miejsca dostarczania energii elektrycznej (zgodnie z warunkiem koncesji nr 24);
- 2) ustaleń dotyczących wejścia na teren nieruchomości odbiorcy gazu (zgodnie z warunkiem koncesji nr 24);

7) Warunki zmodyfikowane, zawarte w części III koncesji, to warunki standardowe dostosowane do indywidualnych uwarunkowań działalności koncesjonariusza. Koncesjonariusz, podczas procesu koncesjonowania, może wnioskować o zmianę standardowych warunków koncesji podając przy tym uzasadnienie dla tego typu indywidualnych zmian. Modyfikacje nie są wprowadzane jeśli umożliwiają uzyskanie przez koncesjonariusza nieuzasadnionych korzyści oraz przewagi nad innymi uczestnikami rynku.

8) Warunki specjalne, zawarte w części IV koncesji, są formułowane indywidualnie, najczęściej w celu ochrony określonych grup odbiorców oraz zapewnienia efektywnego funkcjonowania mechanizmów konkurencji. Specjalne warunki koncesji zostały opracowane w sektorze gazu np. w odniesieniu do pułapów cenowych taryf *British Gas Trading* (monopolisty w zakresie dostaw gazu przed liberalizacją rynku), zaś w sektorze energii elektrycznej – dozwolonego wzrostu taryf dotychczasowych publicznych dostawców energii elektrycznej (*ex-Public Electricity Supplier*).

9) Sekcja A zawiera zapisy dotyczące: definicji oraz interpretacji użytych określeń, zastosowania standardowych warunków z sekcji C oraz płatności realizowanych w przyszłości przez dostawcę S.

Sekcja B zawiera ogólne warunki wyznaczające prawa i obowiązki dostawców energii elektrycznej.

Sekcja C zawiera zapisy wyznaczające prawa i obowiązki dostawców energii elektrycznej w stosunku do indywidualnych odbiorców końcowych.

Sekcja D zawiera warunki dotyczące zobowiązań w zakresie dostaw energii elektrycznej przez dotychczasowych publicznych dostawców energii elektrycznej (*ex-Public Electricity Suppliers*). Warunki te nie mają zastosowania do nowych dostawców wchodzących na rynek.

- 3) kodeksu postępowania w sprawie efektywnego użytkowania energii elektrycznej (zgodnie z warunkiem koncesji nr 25);¹⁰⁾
- 4) kodeksu postępowania w sprawie efektywnego użytkowania gazu (zgodnie z warunkiem koncesji nr 25);¹¹⁾
- 5) kodeksu postępowania w sprawie regulowania należności oraz poradnictwa dla odbiorców mających problemy z płatnościami (zgodnie z warunkiem koncesji nr 35);¹²⁾
- 6) kodeksu postępowania w sprawie korzystania z liczników przedpłatowych (zgodnie z warunkiem koncesji nr 36);¹³⁾
- 7) kodeksu postępowania w sprawie świadczenia usług dla odbiorców w wieku emerytalnym, ociemniałych lub głuchych (zgodnie z warunkiem koncesji nr 37);¹⁴⁾
- 8) kodeksu postępowania w sprawie załatwiania skarg i wniosków (zgodnie z warunkiem koncesji nr 39).¹⁵⁾

10) Ad. 1 i 2. Przedłożone przez dostawców kodeksy postępowania w sprawie procedur dostępu do miejsca dostarczania energii elektrycznej oraz ustalenia dotyczące wejścia na teren nieruchomości odbiorcy gazu określają wzorce i procedury składania wizyt u odbiorców, kryteria doboru, niezbędne kwalifikacje, zachowanie oraz metody umożliwiające identyfikację personelu mającego bezpośredni kontakt z odbiorcą.

11) Ad. 3 i 4. Kodeksy postępowania w sprawie racjonalnego użytkowania energii elektrycznej oraz gazu zawierają:

- skierowane do odbiorców porady na temat: sposobów optymalizacji zużycia nośników energetycznych, możliwości w zakresie oszczędności finansowych, dostępnych źródeł pomocy w instalowaniu oraz finansowaniu urządzeń pozwalających na ograniczenie zużycia energii,
- wiadomości dotyczące dostępnych źródeł oraz sposobów pozyskania informacji o efektywnym gospodarowaniu energią,
- informacje na temat przyjętych przez dostawców rozwiązań w zakresie prezentowania przez agentów handlowych stosowanych metod efektywnego gospodarowania energią oraz promocji tego typu usług.

12) Informacje zawarte w kodeksie postępowania w sprawie regulowania należności określają: zakres oferowanych przez dostawcę metod płatności, system zabezpieczeń oraz egzekucji należności, dostępne oferty oraz procedury umożliwiające realizację płatności przez odbiorców mających problemy z regulowaniem należności, uwarunkowania oraz procedury odłączeń.

13) Przedłożone brytyjskiemu regulatorowi kodeksy postępowania w sprawie korzystania z liczników przedpłatowych zawierają szczegółowe informacje dotyczące warunków instalowania i działania tego typu urządzeń oraz związanych z nimi kosztów, w tym: informacje o korzyściach oraz utrudnieniach wynikających z posiadania liczników przedpłatowych, ich skalowaniu, usuwaniu, serwisie i obsłudze a także warunkach regulowania należności za zużytą energię elektryczną lub gaz.

14) Kodeksy postępowania w sprawie świadczenia usług dla odbiorców w wieku emerytalnym, ociemniałych lub głuchych określają: ofertę specjalnych usług skierowanych do tej grupy odbiorców, warunki przynależności do specjalnych rejestrów (*Priority Service Register*), postępowanie w przypadku odłączenia oraz metody zapobiegania im.

15) Kodeksy w sprawie załatwiania skarg i wniosków powinny zawierać definicje, procedury oraz określać czas niezbędny do składania i załatwiania skarg i wniosków przez dostawców a także informację na temat organizacji i agencji służących odbiorcy pomocą w sytuacjach kryzysowych.

Proces zmiany dostawcy – otoczenie oraz jego uczestnicy

Mechanizm zmiany dostawcy w Wielkiej Brytanii charakteryzuje się dużą liczbą podmiotów i procesów kryjących się za jego realizacją oraz generuje wysoki stopień rozwoju usług na zliberalizowanym rynku. Oprócz jego 'tradycyjnych' uczestników, tj. odbiorców, dostawców (nowo wybranego oraz dotychczasowego), operatorów systemów dystrybucyjnych oraz operatorów systemów pomiarowych (świadczących usługi w zakresie instalacji oraz obsługi punktów pomiarowych), uczestniczą w nim następujące kategorie agentów pośredniczących w przekazywaniu danych pomiędzy dostawcami, odbiorcami a dystrybutorami:

- tzw. 'inkasenci' danych (*data collector*) wyznaczeni do pozyskiwania, aktualizacji oraz przetwarzania danych pochodzących z odczytów w punktach pomiarowych;
- tzw. 'agregatorzy' danych (*data aggregator*) – wyznaczeni przez dostawców energii elektrycznej do agregowania danych pomiarowych otrzymywanych od inkasentów oraz przesyłania ich do agentów zajmujących się wstępnym rozliczeniem i regulowaniem zobowiązań (*initial settlement and reconciliation agent*);
- a także agenci¹⁶⁾, brokerzy¹⁷⁾ oraz niezależne firmy oferujące usługi porównywania cen, czyli uczestnicy, powstałego na bazie obowiązującego modelu, rynku 'usług wtórnych'.

16) Oferty dostawców kierowane są do odbiorców detalicznych za pośrednictwem agentów, świadczących usługi najczęściej na podstawie prowizji wypłacanej w odniesieniu do nowo zawartych umów. W odniesieniu do ich działalności brytyjskie stowarzyszenie dostawców energii (*Association of Energy Suppliers*) opracowało Kodeks dobrych praktyk bezpośredniego marketingu usług dostaw energii (*Code of Practice for the Face-to-Face Marketing of Energy Supply*), sygnowany przez największych dostawców energii, który reguluje następujące zagadnienia:

- rekrutację agentów, standardy ich akredytacji oraz szkolenie,
- zakres i sposób używania materiałów pomocniczych do prezentacji ofert dostawców,
- reguły postępowania w stosunku do klientów (np. rozmowy telefoniczne jedynie w określonych godzinach, przedstawianie się wyłącznie przy użyciu karty identyfikacyjnej, natychmiastowe zakończenie wizyty na prośbę odbiorcy, każdorazowe pozostawienie numeru telefonu kontaktowego, kultura zachowania),
- zobowiązania składane w imieniu dostawcy w momencie zawierania kontraktu,
- postępowanie w przypadku wnoszonych skarg,
- wypłaty rekompensat po złożeniu skargi.

17) Brokerzy działają w imieniu odbiorców (średnich oraz dużych) chcących wynegocjować jak najkorzystniejsze warunki umów. W Wielkiej Brytanii firmy brokerskie zatrudniają do kilkuset osób. Największy dostawca na rynku brytyjskim współpracuje z ponad dwustoma brokerami. Brokerzy determinują około 80% decyzji średniej wielkości konsumentów. Złożoność procesu zmiany dostawcy, niepewność wynikająca ze zmieniających się cen a także niepowodzenia towarzyszące temu procesowi, za które odpowiedzialność ponoszą sami dostawcy, spowodowały, że korzystanie z usług brokerskich ►

Wielość podmiotów oznacza jednocześnie wielość pomysłów na techniki marketingowe oraz rozmaite oferty kierowane do odbiorców, które teoretycznie, w najbliższej przyszłości mogą pojawić się również na polskim rynku. Obok 'tradycyjnych' ofert, gdzie zakup usług wybranego dostawcy determinuje cena za jednostkę energii¹⁸⁾, opracowano również inne, bazujące na specyficznych bodźcach zachęty do zakupu.

Jednym z nich jest chęć wsparcia rozwoju wytwarzania energii w odnawialnych źródłach oraz realizacja proekologicznych celów. Wielu dostawców oferuje tzw. zielone taryfy w oparciu o dwa, często łączone, podejścia:

- pierwsze – polegające na zadeklarowaniu przez dostawcę skorelowania określonych wolumenów energii zużytej przez odbiorcę z energią wytworzoną w odnawialnych źródłach;
- drugie – polegające na darowiźnie na rzecz funduszu ekologicznego (najczęściej prowadzonego przez dostawcę w celu realizacji projektów ekologicznych).¹⁹⁾

Inną formą wspierania rozwoju energii zielonej jest realizowana w ramach programu 'Solarnet' możliwość odkupienia energii słonecznej od produkujących ją odbiorców.

Czynnikiem sprzyjającym wyborowi usług dostawcy może być również chęć osiągnięcia dodatkowych korzyści. Bazując na tym wielu z nich kojarzy swoje oferty z ofertami firm ubezpieczeniowych czy telekomunikacyjnych. Przykładem może być oferta 'Onebill' proponowana przez firmę Powergen czy też zniżka *npower Yorkshire* pod nazwą 'Energy Talk'. W ramach tzw. ofert lojalnościowych niektórzy dostawcy łączą swoje oferty z ofertami supermarketów, proponując dodatkowe punkty na kartach klientów (współpraca sieci sklepów Sainsbury i dystrybutora energii elektrycznej Scottish Power) lub korelują z propozycjami linii lotniczych oferując 'darmowe' kilometry w trakcie rezerwacji biletów lotniczych u przewoźników (przy korzystaniu z możliwości jednoczesnego zakupu energii elektrycznej oraz gazu oferta 25 Air Miles).

Proces zmiany dostawcy – mechanizm

Przyjęty w Wielkiej Brytanii mechanizm zmiany dostawcy, na bazie którego ukształtowało się określone

▶ staje się coraz powszechniejszą praktyką konsumencką. Opłaty z nimi związane negocjowane są na warunkach komercyjnych, przy czym płatność może być realizowana w różnorodny sposób: jako prowizja, określona opłata stała lub udział w oszczędnościach, które wg brokera poczyni odbiorca. Dużi odbiorcy, dysponujący zapleczem specjalistycznej wiedzy oraz umiejętności rzadziej sięgają po ich usługi.

18) W przypadku taryfy *Economy 7* ceny za jednostkę energii zużytej w trakcie dnia lub nocy różnią się. Odrębną grupę stanowią oferty skierowane do określonych kategorii odbiorców, i tak np. niektóre oferty skierowane do odbiorców w wieku emerytalnym umożliwiają wprowadzenie stałej opłaty rozłożonej równomiernie w skali roku bez względu na zużycie. Firma *TXU* swego czasu miała natomiast specjalną próbną ofertę skierowaną do studentów, reklamowaną przez *PrudentStudent.com*.

19) Niektórzy dostawcy w pakietach tego typu usług proponują dodatkowo np. energooszczędne żarówki (oferta *Seaboard Green Light*).

środowisko marketingowe, uzmysławia na ile aktualne i ważne są postulaty niedyskryminacji, przejrzystości, prostoty i skuteczności. Jego specyfika w odniesieniu do odbiorców determinuje czas niezbędny do dokonania transferu, dokładność i wiarygodność wystawianych rachunków oraz efektywność eliminacji błędów, w stosunku zaś do dostawców – wpływa na sposób prowadzenia marketingu, organizację ich działalności, konkurencyjność jakości świadczonych usług oraz innowacyjność ofert.

W świetle dotychczas przedstawionych zagadnień, nietrudno stwierdzić, że model brytyjski, oprócz dużej liczby uczestników, charakteryzuje duży stopień komplikacji mechanizmów i zachodzących procesów. Po części tłumaczy się to specyficznymi uwarunkowaniami historycznymi. Wprowadzone systemy nie zostały bowiem zaprojektowane z myślą o obsłudze końcowych odbiorców detalicznych zmieniających dostawców (zaadoptowano systemy obsługujące dotychczas proces zmiany dostawcy realizowany przez przedsiębiorstwa) a działalność wielu podmiotów uczestniczących w procesie zmiany dostawcy oraz relacje umowne między nimi w zasadniczym stopniu zostały ukształtowane jeszcze przed okresem pełnej liberalizacji.²⁰⁾

Jaki jest więc mechanizm zmiany dostawcy? W jakich szczegółach 'tkwił diabeł', który spowodował, że odbiorcy korzystający z dobrodziejstw liberalizacji rynku doświadczali licznych perturbacji? By odpowiedzieć na te pytania warto zapoznać się z procesem w całej jego rozciągłości, zarówno jego ramami czasowymi, jak i relacjami między uczestnikami.

W podsektorze gazu zasady dotyczące transferu odbiorcy reguluje Kodeks Sieciowy²¹⁾ Publicznego Przedsiębiorstwa Przesyłu Gazu (*Public Gas Transporter's (PGT) Network Code*)²²⁾, zawierający postanowienia w sprawie Rejestru Zarządzania Punktem Dostaw (*Supply Point Administration*).²³⁾ Kodeks Sieciowy stanowi swoistą umowę pomiędzy Publicznym Przedsiębiorstwem Przesyłu Gazu (operatorem sieci przesyłowej)

20) Uwidoczniło się to szczególnie w podsektorze energii elektrycznej, gdzie nowi agenci korzystali z usług agentów współpracujących z dotychczasowym dostawcą, zaś ci do momentu pełnej liberalizacji świadczyli usługi publicznym dostawcom energii.

21) Kodeks Sieciowy to dokument przygotowany przez Publiczne Przedsiębiorstwo Gazu na podstawie Sekcji 7 Koncesji na prowadzenie działalności w zakresie przesyłu gazu (*PGT Licence*). Kodeks sieciowy określa prawa i obowiązki podmiotów korzystających z sieci przesyłowej Publicznego Przedsiębiorstwa Przesyłu Gazu. Ze względu na strukturę brytyjskiego rynku kluczowe znaczenie ma Kodeks Sieciowy Transco (brytyjskiego operatora oraz właściciela systemu przesyłowego), jako największego przedsiębiorstwa przesyłu gazu.

22) Publiczne Przedsiębiorstwo Przesyłu Gazu to posiadacz koncesji zgodnie z Ustawą Gazową z 1986 r. (*the Gas Act*) na przesył gazu rurociągiem na obszarze, na którym jest on upoważniony do prowadzenia działalności.

23) Rejestr Zarządzania Punktem Dostaw to rejestr danych oraz usług prowadzonych przez właściwe Publiczne Przedsiębiorstwo Przesyłu Gazu, ułatwiających rozwój konkurencji w obszarze dostaw gazu.

a shipperami²⁴), odpowiedzialnymi za miejsca dostaw w tejże sieci.²⁵ Ponieważ dostawcy nie są sygnatariuszami Kodeksu Sieciowego, większość transakcji, gdzie niezbędne jest skorzystanie z Rejestru Zarządzaniu Punktem Dostaw wymaga pośrednictwa shipper'ów działających w imieniu dostawców. Identyfikatorem transakcji jest indywidualny 10-cyfrowy numer każdego punktu pomiarowego (*Metering Point Reference Number*). *Transco* generuje oraz operuje bazą danych punktów pomiarowych zagregowanych w punkty dostaw (choć w odniesieniu do brytyjskiego rynku odbiorców detalicznych punkt dostaw można utożsamiać z punktem pomiarowym). Dodatkowo *Transco*, podobnie jak inne przedsiębiorstwa dostaw gazu, zobowiązany jest²⁶ do zapewnienia usług oraz sieci (*Information Xchange Network*), służących dla przesyłu danych niezbędnych do komunikacji pomiędzy uczestnikami procesu zmiany dostawcy. Funkcjonowanie tego konglomeratu sieci i usług pod nazwą *the UK link*, reguluje część U Kodeksu Sieciowego *Transco* (*Section U of the Network Code*).

Dostawcy gazu odpowiadają za punkty pomiarowe, do których dostarczają to paliwo, w zakresie wywiązywania się z obowiązków wynikających z warunków koncesji, umów oraz płatności. Rejestr dostawców odpowiedzialnych za każdy punkt dostaw w sieci znajduje się w dyspozycji *Transco*.

Zgodnie z przyjętym modelem zarówno dotychczasowy jak i nowy dostawca korzystają z tego samego odczytu by zamknąć i otworzyć rachunek odbiorcy.

Nowy dostawca otrzymuje niezbędne do świadczenia usług dane dotyczące: zainstalowanego licznika, tytułu własności do niego, szacunkowej konsumpcji gazu, których dysponentem jest *Transco*.

Zgodnie z postanowieniami Kodeksu Sieciowego (*Uniform Network Code*), nowy dostawca jest zobowiązany do przekazania informacji o zamiarze przejęcia odpowiedzialności za punkt dostaw w ściśle określonym terminie, znaną jako 'potwierdzenie' (*confirmation message*), do 30 dni roboczych od daty podpisania umowy przez odbiorcę oraz złożenia co najmniej 15-dniowego wypowiedzenia dotychczasowemu dostawcy. Pomimo, iż *Transco*²⁷

przyjmuje większość potwierdzeń istnieje lista 30 przyczyn odmowy przyjęcia 'potwierdzenia'. Do najczęstszych należą: przedłożenie ich zbyt wcześnie lub późno, niezgodność kodu pocztowego z identyfikacyjnym numerem punktu pomiarowego figurującym w bazie danych *Transco*, brak przedmiotowego numeru identyfikacyjnego w bazie danych *Transco* lub też zainicjowany proces rejestracji 'potwierdzenia' innego dostawcy. W przypadku przyjęcia potwierdzenia *Transco* informuje dotychczasowego dostawcę o złożeniu 'potwierdzenia' w odniesieniu do określonej daty. W ciągu 7 dni roboczych od tego momentu dotychczasowy dostawca może podjąć próby przeciwdziałania jego zmianie, co realizowane jest poprzez rejestrację sprzeciwu. Tego typu przypadki warunkują dwie możliwe okoliczności: zaleganie odbiorcy z płatnościami lub też nie złożenie wypowiedzenia w przewidzianym na tę czynność terminie. Zdarza się, iż problematyczne kwestie zostają wyjaśnione, wówczas sprzeciw jest wycofywany. W praktyce jednak najczęściej dwie wymienione przyczyny blokują zmianę dostawcy. W przypadku pomyślnego biegu wydarzeń, *Transco* informuje obydwóch dostawców o przekazaniu odpowiedzialności za punkt dostaw oraz dostarcza nowemu dostawcy posiadane dane o punkcie dostaw.

W ramy czasowe procesu zmiany dostawcy przez odbiorcę detalicznego wpisane zostało, regulowane zapisami zarządzenia ws. ochrony odbiorców (*Consumer Protection Regulation*), prawo do zmiany decyzji w ciągu 7 dni od daty podpisania umowy z nowym dostawcą ('*cooling off period*'). Dodatkowo, standardowy warunek koncesji nr 48 na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie świadczenia usług dostaw gazu nakłada na dostawców wymóg dołożenia wszelkich starań by nawiązać z odbiorcą kontakt (telefoniczny lub pisemny) „nie szybciej niż 24 godziny i nie później niż 14 dni po zawarciu kontraktu” i upewnić się czy zrozumiał on, iż wszedł w nowe stosunki umowne, czy jest zadowolony z podjętej decyzji oraz sposobu sprzedaży nowej usługi. Wielu dostawców – członków Zrzeszenia Dostawców Energii (*Association of Energy Suppliers*) sygnowało kodeks dobrych praktyk i zobowiązało się do dobrowolnego przedłużenia okresu przewidzianego na zmianę decyzji przez konsumenta z 7 do 14 dni.

Odpowiedzialność za odczyt licznika, będącego podstawą do wystawienia ostatniego rachunku przez dotychczasowego dostawcę oraz pierwszego – przez nowego dostawcę, ponosi ten ostatni podmiot. W podsektorze gazu okres przewidziany na pozyskanie danych z odczytu wynosi 10 dni a dane dostawcy gazu przekazują do *Transco*, które potwierdza ich wiarygodność.

Jeśli *Transco* nie otrzyma wiarygodnego odczytu w ciągu 10 dni od dnia zmiany dostawcy, system automatycznie zapewnia szacunkowe wskazanie, które zostaje następnie przesłane obydwu dostawcom.

W przypadku gdy jeden z dostawców lub też sam odbiorca nie zgodzą się z wynikiem rzeczywistego lub

24) Shipper to przedsiębiorca zakupujący gaz u producentów, sprzedający dostawcom i korzystający z usług przedsiębiorstw przesyłu gazu w celu dostarczania go do odbiorców. Chcąc utrzymać równowagę pomiędzy popytem i podażą konsumentów, w niektórych przypadkach shipperzy mogą także zajmować się magazynowaniem gazu korzystając z usług Operatorów Systemów Magazynowych.

25) W 2000 roku *Transco* operowało około 20 milionami miejsc dostaw w porównaniu ze 188 tysiącami operowanymi na sieciach innych Publicznych Przedsiębiorstw Przesyłu Gazu. Z tego też powodu jego kodeks sieciowy dotyczył w większości przypadków procesu zmiany dostawcy realizowanego przez *Transco*.

26) Zgodnie ze standardowym warunkiem nr 31 koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie przesyłu gazu.

27) Ponieważ powyżej opisany model został przedstawiony przez brytyjskiego Regulatora w dokumentach pochodzących z 2000 r., w odniesieniu do obecnej sytuacji w niektórych momentach opisywanego poniżej procesu zmiany dostawcy pod pojęciem *Transco* kryje się również 11 niezależnych przedsiębiorstw przesyłu gazu (*Independent Gas Transporters*).

szacunkowego odczytu, obydwaj dostawcy są zobowiązani do uzgodnienia 'alternatywnego' odczytu. Jego rezultaty zaś dostarczane są *Transco*.

W podsektorze energii elektrycznej zmiana dostawcy zasadniczo przebiega według podobnego scenariusza. Nieznaczne różnice wynikają z odmiennej nomenklatury dla analogicznych zjawisk oraz większej liczby jego uczestników (w podsektorze energii elektrycznej w ramach usług zarządzania punktami pomiarowymi, oprócz rejestru dostawców, prowadzone są również oddzielne wykazy operatorów punktów pomiarowych, 'inkasentów' oraz 'agregatorów' danych).

Zasady dotyczące procesu zmiany dostawcy zostały ustalone drogą uzgodnień pomiędzy przedsiębiorstwami sektora, regulatorem a organizacjami reprezentującymi interesy odbiorców. Sygnowane przez wszystkich dystrybutorów oraz dostawców energii elektrycznej, na podstawie zapisów zawartych w koncesjach, Porozumienie w Sprawie Procesu Rejestracji (*Master Registration Agreement*), określa obowiązki oraz zakres odpowiedzialności każdej ze stron. Podobnie jak w przypadku podsektora gazu każdy z dystrybutorów energii elektrycznej jest zobowiązany do prowadzenia Rejestru Usług Zarządzania Punktem Pomiarowym (*Metering Point Administration Service*)²⁸.

Identyfikacji transakcji służy 20-cyfrowy numer punktu pomiarowego (*Metering Point Administration Number*). W podsektorze energii elektrycznej numery identyfikacyjne punktów pomiarowych nie są rejestrowane centralnie, lecz generowane i agregowane w obszary dostaw w ramach działalności poszczególnych przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Przedsiębiorstwa dystrybucyjne są również odpowiedzialne za świadczenie specjalnych usług przesyłu danych (*Data Transfer Service*) oraz sieci przesyłu danych (*Data Transfer Network*), umożliwiających komunikację dostawców i ich agentów.²⁹

Dostawcy energii elektrycznej odpowiadają zaś za punkty pomiarowe, do których dostarczają energię, w zakresie wywiązywania się z obowiązków wynikających z warunków koncesji, umów oraz płatności. Informacje są zawarte w Rejestrach Usług Zarządzania Punktami Pomiarowymi.

Nowy dostawca otrzymuje niezbędne do świadczenia usług dane dotyczące: zainstalowanego licznika, tytułu własności do niego, szacunkowej konsumpcji energii elektrycznej, harmonogramu odczytów licznika oraz ilości zużytej energii. Większość informacji dostarczonych nowo wybranemu dostawcy pochodzi od nowo zakontraktowanego agentów, którzy z kolei otrzymali je od agentów dotychczasowego dostawcy.

Nowy dostawca zgłasza zamiar przejęcia odpowiedzialności za punkt pomiarowy w określonym terminie. Po zarejestrowaniu zgłoszenia, tj. jego przyjęciu, otrzymuje on z Rejestru Usług Zarządzania Punktami Pomiarowymi szczegółowe dane na temat agentów dotychczas świadczących usługi w danym punkcie dostaw. Za pośrednictwem tego samego rejestru dotychczasowy dostawca otrzymuje natomiast powiadomienie o rejestracji zgłoszenia o zmianie dostawcy. Teoretycznie możliwe jest by rejestracja zgłoszenia o przejęciu przez nowego dostawcę punktu dostaw oraz ich podjęcie odbywały się tego samego dnia, jednakże większość dostawców w praktyce wykorzystuje 28-dniowy okres wypowiedzenia poprzedzony rejestracją zgłoszenia. Tego typu praktyka odzwierciedla asekuracyjne podejście dostawców wobec złożoności mechanizmu zmiany dostawcy i czasu potrzebnego do zgromadzenia danych niezbędnych dla świadczenia usług w tym zakresie.

Podobnie jak w podsektorze gazu dotychczasowy dostawca może w przeciągu 5 dni od daty otrzymania informacji o utracie punktu dostaw zgłosić swój sprzeciw. Dodatkowymi przyczynami zablokowania transferu, oprócz dwóch wymienionych wcześniej, są błędy w rejestracji punktu dostaw. Po złożeniu sprzeciwu dotychczasowy dostawca ma 5 dni na jego wycofanie. W przypadku niewykonania tego, zmiana dostawcy nie dochodzi do skutku. By zainicjować dostawy nowy dostawca zawsze musi wyznaczyć operatora systemu pomiarowego, 'inkasenta' oraz 'agregatora' danych.³⁰ Katalog danych dotyczących zmiany dostawcy (*Data Transfer Catalogue*) – część Porozumienia w Sprawie Procesu Rejestracji, określa procedury oraz sposób przekazywania informacji związanej z wyznaczaniem oraz ustalaniem tożsamości agentów, akceptacją powiadomień a także żądaniem oraz zapewnieniem otrzymywania danych od agentów dotychczasowego dostawcy.

Okres przewidziany na dostarczenie wiarygodnych danych z odczytu, będących podstawą do wystawienia pierwszego i ostatniego rachunku, wynosi 8 dni. Dane te nowy dostawca przekazuje nowo zakontraktowanemu 'inkasentowi' danych, który potwierdza ich wiarygodność. Jeśli 'inkasent' nie otrzyma wiarygodnych danych, wówczas generuje i rozsyła uczestnikom procesu zatwierdzony szacunkowy odczyt.

'Alternatywny' odczyt, w przypadku braku zgody z wynikiem rzeczywistego lub szacunkowego odczytu, przesyłany jest do 'inkasenta' danych. Na kanwie uzgodnienia wyników 'alternatywnego' odczytu może powstać szereg sporów. Procedurę ich rozpatrywania oraz rozstrzygania w obydwu podsektorach re-

28) Rejestr Usług Zarządzania Punktami Pomiarowymi to rejestr danych oraz usług niezbędnych do prowadzenia usługi dostawy energii elektrycznej do wszystkich punktów pomiarowych na obszarze działalności dystrybutorów energii elektrycznej.

29) Usługi tego typu dystrybutorzy prowadzą na podstawie standardowych warunków koncesji nr 37 i 38 na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej oraz paragrafu 12 i 13 Porozumienia w Sprawie Procesu Rejestracji.

30) Często zdarza się, że agenci dotychczasowych oraz nowych dostawców to faktycznie te same podmioty.

guluje część 8 Porozumienia w Sprawie Procesu Rejestracji pt. Procedura uzgadniania zmian w odczytach dostawców oraz rozstrzyganie sporów w sprawie zmian w odczytach dostawców (*MAP08 of Master Registration Agreement 'The Procedure for Agreement of Change of Supplier Readings and Resolution of Disputed Change of Supplier Reading'*).

Proces zmiany dostawcy – konieczność i obszary zmian

Pomimo całej jego złożoności, w ogólnym rozrachunku, obecnie obowiązujący brytyjski schemat zmiany dostawcy postrzegany jest przez odbiorców jako wiarygodny i choć zaprojektowany jeszcze przed wprowadzeniem pełnej liberalizacji, pozostał zasadniczo niezmieniony.

Zgodnie jednak z opinią regulatora, dostawców oraz dystrybutorów pod względem organizacyjnym i systemowym przestał on odpowiadać oczekiwaniom i potrzebom uczestników rynku. Obecnie obowiązujące rozwiązania utrudniają zachowanie jakości przekazywanych danych, uniemożliwiają utrzymanie pełnej kontroli nad kluczowymi składowymi procesu przez nowego dostawcę oraz dezawuuja hasła niezawodności i sprawności tego procesu.³¹⁾

Dlatego też w Wielkiej Brytanii stale prowadzona jest identyfikacja najczęściej występujących problemów³²⁾. Potwierdzenie tego można znaleźć w publikowanych przez Ofgem sprawozdaniach w sprawie rozwoju konkurencji na rynkach detalicznych oraz dokumentach problemowych dotyczących poprawy jakości procesu zmiany dostawcy.³³⁾

31) Ofgem, *Customer Transfer Process Discussion Document*, June 2003, www.ofgem.gov.uk.

32) W tym celu przedsiębiorstwa sektora przedsięwzięły liczne inicjatywy, m.in.:

- projekt pod nazwą Udoskonalenie Procesu Zmiany Dostawcy (*Improving Customer Transfer*), mający na celu kompleksową identyfikację obszarów problemowych oraz modyfikację systemu zmiany dostawcy;
- realizowany przez brytyjskie przedsiębiorstwo bilansowania systemu elektroenergetycznego *Elxon* projekt pod nazwą Zmiana Dostawcy i Zmiana Agenta (*Change of Supplier and Change of Agent Redesign Project*) a w jego ramach liczne opracowania dotyczące możliwych wariantów zmiany obecnie obowiązującego modelu;
- działania grupy roboczej ds. standaryzacji formatu danych identyfikacyjnych powołanej przez Radę do Spraw Rozwoju Porozumienia w Sprawie Procesu Rejestracji (*Address Data Working Group of the Master Registration Agreement Development Board*).

33) Ofgem, *Improving Customer Transfers A consultation document*, November 2000, www.ofgem.gov.uk;

Ofgem, *Review of Development of Competition in Domestic Gas and Electricity Supply*, December 2000, www.ofgem.gov.uk;

Ofgem, *Review of domestic gas and electricity competition and supply price regulation: evidence and initial findings*, November 2001, www.ofgem.gov.uk;

Ofgem, *Electricity supply competition occasional paper, December 2002 83/02*, www.ofgem.gov.uk;

Ofgem *Domestic gas and electricity supply competition Recent developments*, June 2003, 49/03, www.ofgem.gov.uk;

Ofgem, *Domestic Competitive Market Review A review document*, April 2004, www.ofgem.gov.uk.

Już w 2000 r., a więc 18 miesięcy po wprowadzeniu pełnej liberalizacji, na rynku zidentyfikowano szereg barier pojawiających się w różnych stadiach realizacji procesu zmiany dostawcy, które, biorąc pod uwagę rozwój wydarzeń, mają duże szanse na pojawienie się niebawem w Polsce.

W 2000 r. Ofgem zaproponował 3 ścieżki realizacji zmian wówczas obowiązującego mechanizmu:

- stopniowe doskonalenie obowiązujących procedur, w tym m.in. zmiany w zapisach umownych oraz poprawę jakości przesyłanych danych;
- podjęcie zbiorowego wysiłku przekształcenia mechanizmu zmiany dostawcy, wymagającego równoczesnego wprowadzenia zmian przez wszystkich uczestników rynku;
- tzw. 'ewolucyjną' modyfikację procesu, zakładającą minimum zmian narzuconych poszczególnym grupom uczestników rynku przy zachowaniu prawa do ich realizacji w indywidualnym tempie oraz uwzględnieniu indywidualnych potrzeb przedsiębiorców.

Dotychczasowa praktyka brytyjska dowodzi, iż zachowano pierwotny model zmiany dostawcy. Przyjmując jednak metodę stopniowego doskonalenia modelu przy jednoczesnym wprowadzaniu 'ewolucyjnej' modyfikacji, dla eliminacji perturbacji związanych ze zmianą dostawcy niezbędne okazało się podjęcie następujących działań:

- zwiększenie wymagań w stosunku do agentów odpowiedzialnych za punkty pomiarowe, tak by żądana przez dostawców informacja była dostarczana na czas oraz zgodnie ze stosownymi instrukcjami;
- opracowanie standardów danych, sprzyjających ujednoczeniu interpretacji ich znaczeń oraz zwiększeniu spójności pomiędzy kluczowymi pozycjami w rejestrach. Działania w tym zakresie wymagały opracowania i wdrożenia standardowego formatu adresów punktów pomiarowych (*Standardized Address Format*), rozwoju projektów wspomagających komunikację oraz przesył danych pochodzących z 'alternatywnych' odczytów oraz związanych z powrotem odbiorców do dotychczasowych dostawców w przypadku błędnych transferów;
- standaryzacja wielkości, formatu oraz umiejscowienia na rachunkach odbiorców indywidualnych numerów punktów pomiarowych;
- publikacja większej ilości danych technicznych o instalacji pomiarowej w każdym punkcie dostaw, w tym o: profilu obciążenia, kodzie licznika oraz kodzie umowy zawartej pomiędzy dostawcą a spółką dystrybucyjną;
- wcześniejsze dostarczanie danych pomocniczych dla weryfikacji wiarygodności odczytów w punktach pomiarowych, np. stanu oraz daty ostatniego odczytu lub też średniorocznego zużycia energii;
- ujednoczenie oraz podwyższenie opłat za wygenerowanie 'szacunkowego' zużycia jako bodziec skłaniający dostawców do większej dbałości o wyniki realnych odczytów;

- ujednoczenie okresu wyznaczonego na dostarczenie odczytu pomiędzy podsektorem energii elektrycznej a gazu.

Proces zmiany dostawcy – problemy dostawców

Zainicjowanie wyżej wymienionych działań spowodowane były perturbacjami, których doświadczyli zarówno odbiorcy, jak i dostawcy na wszystkich etapach procesu zmiany dostawcy.

W początkowej fazie procesu dostawcy mieli problemy z określeniem numerów identyfikacyjnych punktów pomiarowych. O ile w przypadku elektroenergetyki numer identyfikacyjny odbiorca mógł odnaleźć na rachunkach wystawianych przez dotychczasowego dostawcę i czasem w ten sposób udzielić pomocy dostawcy, o tyle w podsektorze gazu rozwiązanie takie nie było praktykowane. Wprowadzone usługi pomocnicze w odnajdywaniu numeru identyfikacyjnego (strony internetowe *Transco*, rozsyłane kwartalnie przez dystrybutorów energii elektrycznej dyski kompaktowe z danymi punktów pomiarowych, specjalne infolinie oferujące pomoc w identyfikacji numeru punktu dostaw, system interaktywnych pytań i odpowiedzi), nie zawsze okazywały się skuteczne w łączeniu danych adresowych punktu dostaw z numerem identyfikacyjnym punktu pomiarowego. Całkowicie bezużyteczne były natomiast w budynkach wielorodzinnych (jeden adres – wiele punktów pomiarowych).

Brak spójności oraz standaryzacji agregowania i publikacji danych adresowych odbiorców w Rejestrach Usług Zarządzania Punktem Pomiarowym różnych spółek dystrybucyjnych powodował utrudnienia w prawidłowej lokalizacji punktu dostaw przez nowego dostawcę, co z kolei prowadziło do potrzeby 'ręcznej' interwencji³⁴⁾ i dodatkowego kontaktu z rejestrem dotychczasowego dostawcy. Tego typu problemy prowadziły do opóźnień lub determinowały błędy w procesie zmiany dostawcy – dostawcę zmieniał niewłaściwy odbiorca.

Z powodu błędów podczas przekazywania danych od przedsiębiorstw funkcjonujących przed liberalizacją w ramach monopolu sieciowych lub pomyłek w trakcie rejestracji kolejnych połączeń lub odłączeń odbiorców, niektóre punkty dostaw w ogóle znikaly z baz danych dystrybutorów energii elektrycznej oraz publicznych przedsiębiorstw przesyłu gazu. Uzupełnienie baz danych o brakujący element – punkt dostaw, powodowało dodatkowe koszty związane z udowodnieniem, że nie jest on nigdzie zarejestrowany, a następnie – wymuszeniem u dotychczasowego dostawcy oraz właściwego dystrybutora energii elektrycznej lub publicznego przedsiębiorstwa przesyłu gazu działań niezbędnych do przygotowania punktu dostaw do przyjęcia nowego dostawcy.

34) W 2000 roku te wyjątki wymagające ręcznej interwencji stanowiły 35% wszystkich przypadków zmiany dostawcy. A zatem nie były czymś wyjątkowym, raczej dość powszechnym.

W podsektorze energii elektrycznej, z uwagi na fakt, iż to nowy dostawca przejmuje pełną odpowiedzialność za punkt dostaw a oprócz numeru identyfikacyjnego punktu pomiarowego do transferu odbiorcy niezbędne są również inne dane techniczne nie będące w posiadaniu odbiorcy, działanie dostawcy w znacznej mierze uzależnione jest od wiarygodności oraz spójności danych otrzymywanych na różnych etapach od agentów, z którymi wszedł w stosunki umowne.

Odpowiedzialność za całokształt procesu, pociągająca za sobą odpowiedzialność za działalność agentów, wymaga odpowiednich instrumentów kontroli. Brak danych dostępnych przed wysłaniem potwierdzenia powodował, iż z jednej strony nowi dostawcy nie mieli kompetencji do identyfikacji oraz rozwiązywania problemów związanych z transferem odbiorców dostatecznie wcześnie, z drugiej zaś, byli uzależnieni od informacji otrzymanych od agentów³⁵⁾ oraz dotychczasowych dostawców. Tym bardziej, że w rozwiązaniu problematycznych kwestii często niezbędna okazywała się pomoc oraz współpraca z ich strony.

Dodatkowe problemy pojawiały się również w odniesieniu do 'szacunkowych' odczytów. W przypadku odrzucenia odczytu przez *Transco* lub 'inkasenta' danych i zastąpienia go 'szacunkowym' wskazaniem, mogącym nawet znacznie różnić się w stosunku do odczytu aktualnego, dotychczasowy dostawca nie miał żadnego bodźca do weryfikacji 'szacunku' niezgodnego z historią zużycia energii przez odbiorcę. W tej sytuacji wiarygodność nowego dostawcy, który do czasu swego pierwszego odczytu, nie miał żadnych możliwości udowodnienia nieprawidłowości 'szacunkowego' wskazania, była w oczach odbiorcy znacznie nadszarpnięta.

Problemy dotyczyły również odczytów w punktach pomiarowych. W ciągu kilku pierwszych lat po liberalizacji rynku gazu zastrzeżenia dostawców budziła dokładność szacunkowych wskazań wygenerowanych przez *Transco*. Przyczyną tego była słaba jakość danych wprowadzanych dotychczas do rejestrów odczytów.

Ograniczony czas na dokonanie odczytu oraz przyjęcie przez *Transco* zasady odpłatności za 'szacunkowe' odczyty wywołał dyskusję wokół zagadnienia kto powinien ponosić koszty związane z ich zapewnieniem. Ostatecznie uzgodniono, iż będą one przypisywane stronie, która wyraziła potrzebę jego wygenerowania oraz wykorzystania.

Dostawcy stykali się również z problemami w wygenerowaniu pierwszych oraz ostatnich rachunków. Nowi

35) W wielu przypadkach czas niezbędny do zmiany dostawcy przez odbiorcę determinowały postanowienia umów zawieranych z agentami przed wprowadzeniem całkowitej liberalizacji, przez co nie mieli oni możliwości wywierania nacisku dla zwiększenia efektywności oraz jakości usług. Z drugiej strony mimo, iż dostawcy teoretycznie mieli możliwość dowolnej zmiany agentów, w imię uniknięcia problemów podczas transferu odbiorcy lub w obawie przed negatywnymi reakcjami dotychczasowych agentów, nie robili tego.

dostawcy otrzymywali bowiem techniczne dane punktu pomiarowego i harmonogram odczytu ze znacznymi opóźnieniami, zaś jakość danych pochodzących z różnych źródeł była bardzo zróżnicowana. Dotychczasowi dostawcy natomiast, nie mając możliwości wywierania nacisku na nowych dostawców, z powodu braku lub zakwestionowania odczytu zmuszeni byli do współpracy z nimi w zakresie modyfikacji zakwestionowanych wskazań. Działając w ramach czasowych przewidzianych w sektorowych porozumieniach w przypadku opóźnień w dostarczeniu odbiorcom rachunków napotykali w rezultacie trudności w regulacji należności przez odbiorców.

Odrębną grupę problemów stanowiły tzw. błędne transfery (*erroneous transfers*) – sytuacje, w których innemu odbiorcy niż zamierzającemu dokonać takiej korekty zmieniano dostawcę, natomiast zainteresowany odbiorca nadal zaopatrywany był przez dotychczasowego dostawcę. Do głównych przyczyn błędnych transferów należały:

- pomyłki w przekazywaniu identyfikacyjnych numerów punktów dostaw (spowodowane niespójnością baz danych lub wyborem niewłaściwego numeru identyfikacyjnego);
- skorzystanie przez odbiorcę z prawa do zmiany decyzji przy jednoczesnej niemożności powstrzymania zainicjowanego procesu przez dotychczasowego dostawcę;
- dostarczanie błędnych informacji odbiorcom lub sfałszowanie umów przez agentów sprzedaży.

Brak standaryzacji protokołów interfejsów wszystkich publicznych przedsiębiorstw przesyłu gazu powodował natomiast utrudnienia w rejestracji odbiorców zmieniających dostawcę na sieciach należących do niezależnych publicznych przedsiębiorstw przesyłu gazu. To z kolei prowadziło do opóźnień lub wręcz blokowało zmianę dostawcy.³⁶⁾

Proces zmiany dostawcy – problemy odbiorców

Proces zmiany dostawcy nie oszczędzał również odbiorców. Znamienne, że w przypadku pojawiających się komplikacji, doświadczali oni przede wszystkim trudności z uzyskaniem wytłumaczenia przyczyn oraz istoty i uwarunkowań mechanizmu zmiany dostawcy. Często oskarżali więc dostawców (nie zawsze słusznie) o niekompetencję. Brak zaś możliwości wskazania podmiotów odpowiedzialnych za powstanie i rozwiązanie sytuacji problemowych pogłębiał ich negatywne reakcje

wywołane nakładem czasu oraz środków finansowych niezbędnych dla eliminacji zakłóceń.³⁷⁾

Zakłopotanie odbiorców wywoływały również sytuacje, gdy proszono ich o udzielenie informacji, na pierwszy rzut oka wydających się zbędnych lub pozbawionych sensu. W dodatku dostawcy często operowali zróżnicowaną terminologią dla określenia tych samych zjawisk, czego odbiorcy mogli doświadczyć w przypadku korzystania z oferty 'dual fuel', polegającej na dostawie energii i gazu przez ten sam podmiot. Zgodnie natomiast z oczekiwaniami odbiorców proces zmiany dostawcy powinien być na tyle prosty, by po podaniu adresu nieruchomości możliwa była jego efektywna realizacja.

W odniesieniu do oferty 'dual fuel' odbiorcy, zawierając umowę z danym dostawcą, zakładali identyczną realizację zapisów obydwóch części kontraktu. Jednakże brak spójności pomiędzy danymi posiadanymi przez publiczne przedsiębiorstwa przesyłu gazu a będącymi w dyspozycji spółek dystrybucyjnych powodował, w przypadku trudności z uzyskaniem danych punktu pomiarowego lub adresu punktu dostaw któregoś z tych nośników energii, opóźnienia w stosunku do zapisów całego kontraktu. Wywoływało to wątpliwości i zapytania odbiorców przekonanych, iż podpisują umowy na dostawę obydwóch nośników energii.

Częstym źródłem niezadowolenia odbiorców były również 'szacunkowe' odczyty, szczególnie gdy odbiorca osobiście przekazywał dane z rzeczywistego odczytu i zasadniczo różniły się one od 'przybliżonych' wskazań, a te z kolei mogły być błędne.

Szczególnie dotkliwe okazały się dla odbiorców skutki błędnych transferów. W odpowiedzi na tego typu sytuacje dostawcy opracowali procedury ponownego transferu odbiorcy do dotychczasowego dostawcy, zgodnie z którymi odbiorca ponosi opłaty jedynie za zużytą w międzyczasie energię elektryczną lub gaz i pomimo, iż łagodziły one skutki błędnych transferów, w większości przypadków jednak nie obywały się bez dodatkowego stresu. Najczęściej rachunek odbiorcy był już zamknięty przez dotychczasowego dostawcę i odbiorca stawał wobec konieczności ponownego wystawienia pełnomocnictwa i zgody na bezpośrednie obciążanie rachunku. Tak było w przypadku wykrycia pomyłki wcześniej, np. gdy odbiorca niespodziewanie otrzymywał pakiet powitalny od nowego lub list pożegnalny od dotychczasowego dostawcy. Jednakże, jeśli problem bagatelizowano przez kilka miesięcy i występowały przerwy w otrzymywaniu rachunków, odbiorca miał problemy z realizacją płatności. Często w sytuacjach, w których nowy dostawca miał ograniczone możliwości powstrzymania zapoczątkowanego procesu, pomimo identyfikacji pomyłki jeszcze przed przekazaniem

36) Dostawcy gazu oraz shipperzy, odczuwający skutki problemów w świadczeniu usług dostawy gazu do odbiorców przyłączonych do sieci niezależnych publicznych przedsiębiorstw przesyłu gazu, wspólnie z *Transco* opracowali elektroniczne interfejsy i standardowe protokoły łączności, transmisji i wymiany danych pomiędzy niezależnymi publicznymi przedsiębiorstwami przesyłu gazu a *Transco* – największym publicznym przedsiębiorstwem przesyłu gazu.

37) W początkowych stadiach wprowadzania konkurencji poszczególni uczestnicy rynku odsyłali pomiędzy sobą odbiorców poszukujących informacji lub odpowiedzi na zapytania. Często okazywało się, iż najbardziej kompetentne w przedmiotowych sprawach były zrzeszenia konsumenckie oraz regulator.

odpowiedzialności za punkt dostaw, odbiorcy postrzegali jego działania jako nieetyczne lub posądzali o brak kompetencji czy wręcz natręctwo.

W Wielkiej Brytanii każdego roku miejsce zamieszkania zmienia ok. 15% społeczeństwa. W wielu przypadkach okazywało się, że preferowany dotychczas przez odbiorców dostawca nie świadczył usług w dotychczasowym miejscu zamieszkania lub też oferta dostawcy świadczącego usługi w nowym miejscu nie spełniała oczekiwań odbiorców. Chcąc więc zmienić dostawcę oraz potwierdzić odczyt licznika w dniu przeprowadzki odbiorcy musieli skontaktować się z dostawcą świadczącym dotychczas usługi w nowym miejscu zamieszkania. Zdarzało się jednak, iż jego identyfikacja była utrudniona: *Transco* podawało jedynie dane shipper'ów odpowiedzialnych za punkt dostaw, identyfikacja dostawcy wymagała więc dodatkowych działań – rozmów telefonicznych. Po nawiązaniu zaś kontaktu z dotychczasowym dostawcą, wielu odbiorców idąc za jego namową oraz mając w pamięci negatywne doświadczenia z procesu identyfikacji rezygnowało z zamiaru zmiany dostawcy.

Podsumowanie

Trudno porównywać rzeczy nieporównywalne. Niełatwo więc porównywać przeprowadzony proces pełnej liberalizacji rynku energii elektrycznej i gazu w Wielkiej Brytanii z tym co ma się wydarzyć w Polsce. Oprócz mnóstwa różnych czynników, na proces zmiany dostawcy oraz zachowania odbiorców w Wielkiej Brytanii wpływa bogactwo podmiotów i ofert skierowanych do odbiorców oraz narzędzia prawne umożliwiające wieloaspektowy wpływ regulatora na funkcjonowanie przedsiębiorstw energetycznych. Symptomatyczne, że tam również sam sektor wykazuje dużą aktywność we wdrażaniu różnych rozwiązań sprzyjających organizacji i udoskonaleniu procesu zmiany dostawcy.

W Polsce póki co, panuje milczenie na temat 'przymiarek' przedsiębiorców do wprowadzania modeli zmiany dostawcy przez odbiorców detalicznych. Można więc założyć, iż nie podjęto żadnych działań i aktualne są pytania: jak będzie wyglądał adoptowany, możliwe, że oddzielnie w każdej ze spółek dystrybucyjnych, schemat zmiany dostawcy przez odbiorcę detalicznego, jakie są przewidywania w odniesieniu do podmiotów, które mają w nim zafunkcjonować (również nowo wchodzących na przyszły rynek), w jakim stopniu zmienią się relacje umowne pomiędzy podmiotami dotychczas funkcjonującymi, w jaki sposób zostaną ukształtowane obowiązki oraz zasady współpracy między nimi.³⁸⁾

Tego typu pytania świadczą z kolei o tym, że polski mechanizm zmiany dostawcy przez odbiorców detalicznych wciąż czeka na 'odkrycie'. Być może stwierdzenie

to zabrzmiałoby trywialnie, ale zanim wśród polskich energetyków ktoś zawoła 'eureka', dobrze byłoby by koncepcje te poprzedziły kompleksowe analizy, również pod względem wszystkich możliwych płaszczyzn potencjalnych problemów pojawiających się na styku działalności podmiotów zaangażowanych w proces zmiany dostawcy. Praktyka brytyjska dowodzi, że pomimo utworzenia ramowych rozwiązań oraz procedur niezbędnych dla przeprowadzenia procesu zmiany dostawcy, nie do końca przemyślany mechanizm, w którym nie uwzględniono wszystkich wymienionych powyżej uwarunkowań, doprowadził, szczególnie w początkowym okresie realizacji tego procesu, do mnóstwa problemów o różnym ciężarze gatunkowym, czego konsekwencją są sektorowe inicjatywy naprawy dotychczas obowiązującego systemu. Te z kolei pociągają za sobą lata kosztownych procesów konsultacji i prób ich implementacji. Nie dość wspomnieć, że program firmowany przez *Elxon* trwa od początku 2002 r. a zakończenie zainicjowanego w 2003 r. projektu Udoskonalenie Procesu Zmiany Dostawcy planowane jest na rok 2006.

W budowie mechanizmu zmiany dostawcy jego twórcy powinni uwzględnić przyszłą strukturę rynku. Pomimo, iż na razie nie wiadomo czy w Polsce kiedykolwiek zostanie osiągnięta charakterystyczna dla Wielkiej Brytanii wielość podmiotów oraz ofert przedkładanych odbiorcom, biorąc pod uwagę szybki rozwój usług marketingowych (tak jak na przykład w sektorze telefonii komórkowej) oraz możliwości jakie proponuje branża IT, zdziwienia nie powinno budzić pojawienie się za dwa lata również na rynku polskim szeregu 'nowych' kategorii podmiotów uczestniczących w procesie zmiany dostawcy. Sprawność świadczonych przez nie usług zapewni zaś zadowolenie klientów lub też jego brak oraz zdecydowanie o sukcesie realizacji procesu zmiany dostawcy.

Przy niejasno i niedbale nakreślonym modelu wielość podmiotów może natomiast oznaczać wielość problemów – im więcej płaszczyzn kontaktu, tym więcej możliwości konfliktów oraz nieporozumień. Wówczas może okazać się, iż to co błogosławieństwem dla jednych (Wielka Brytania i jej odbiorcy), przekleństwem dla innych – dla nas.

Chcąc uniknąć błędów popełnionych przez Brytyjczyków, z jednej strony nie można 'łakomić się' na rozwiązania doraźne i lokalne, z drugiej zaś nie należy dać się zwieść pokusie 'bylejakości' i niedopracowania szczegółów tego procesu³⁹⁾. Rzecz jasna optymizmem napawają informacje o wprowadzaniu nowych elementów obsługi odbiorców korzystających z zasady TPA, ale na wertykalnej skali szczegółowości-kompleksowości

38) Materiał przygotowany przez Prezesa URE na posiedzenie Zespołu Polityki Energetycznej w dniu 31 sierpnia 2005 r. pt. *Promowanie konkurencyjnego rynku energii w Polsce – działania adresowane do odbiorców.*

39) Czego zapewne świadomi są twórcy Internetowego Biura Obsługi Klientów uruchomionego w Górnośląskim Zakładzie Energetycznym dla odbiorców korzystających z TPA (w GZE – dużych odbiorców podłączonych do sieci najwyższego, wysokiego i średniego napięcia), o którym informowała „Rzeczpospolita” z 7 września 2005 r. w artykule pt. *Odbiorca prądu stanie się wymagającym klientem.* Rozwiązanie to zostało bowiem przedstawione jako zapowiedź tego, na co będą liczyć detaliczni odbiorcy końcowi.

działań niezbędnych do wdrożenia zasady TPA brakuje innych, o wiele ważniejszych zdarzeń.

Zdaje się, iż warto podjąć najpierw wspólny wysiłek opracowania uniwersalnego schematu, a następnie, próbując go 'zoperacjonalizować', z uwagą przyrzeć się roli standaryzacji procesów oraz procedur wymiany danych. W tym obszarze wiele zależy od woli, chęci i inicjatywy przedsiębiorstw sektora.

I choć podejście takie wymagałoby obecnie dużych nakładów środków i pracy, a co trudniejsze – przełamania partykularyzmów drzemiących w każdym z przedsiębiorstw, z pewnością przyniosłoby korzyści w przyszłości. Po prostu – na pomyłki, których naprawa kosztuje lata pracy oraz mnóstwo środków finansowych, w przeciwieństwie do Wielkiej Brytanii, nie stać nas.

Lecz by na wertykalnej skali szczegółowości – kompleksowości przygotowań zacząć odmierzać odległość dzielącą nas od stanu pełnej gotowości do wdrożenia zasady TPA, niezbędne jest możliwie najszybsze stworzenie regulacji prawnych, umożliwiających systemowe określenie zadań i obowiązków podmiotów względem siebie i odbiorców oraz modyfikację ich zachowań w przypadku działań przynoszących szkody innym uczestnikom rynku, a przede wszystkim odbiorcom.

Rozporządzenie o funkcjonowaniu systemu elektroenergetycznego, budzące wiele oczekiwań w odniesieniu do unormowania szeregu zagadnień istotnych dla sprawnego funkcjonowania rynku, być może przesądzi także o zrębach procesu zmiany dostawcy. Z pewnością jednak nie unormuje go kompleksowo i systemowo. W obecnym kształcie systemu prawnego niemożliwe jest, jak ma to miejsce w Wielkiej Brytanii, wpisanie wymogów związanych z procesem zmiany dostawcy w koncesje na prowadzenie działalności związanej z dystrybucją czy obrotem gazem lub energią elektryczną.

Ustawa – Prawo energetyczne zawiera zamknięty katalog wymogów względem koncesjonariuszy.

Dlatego w taką sytuację, zdaje się, najlepiej wpisałoby się rozporządzenie oddzielnie traktujące kwestie zmiany dostawcy oraz ochrony odbiorców a także roli Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w tym procesie. Dlaczego nie mielibyśmy mieć rozporządzenia, gdzie ustawodawca wykazując troskę o detalicznych odbiorców energii wieloaspektowo potraktowałby proces zmiany dostawcy? Czy stoi temu coś na przeszkodzie?

Jedno jest pewne. Systemowe uregulowanie całości kształtu spraw związanych ze zmianą dostawcy energii elektrycznej i gazu, stanie się przysłowiowym papierkiem lakmusowym, potwierdzającym polityczną wolę organów państwa do wywiązania się ze zobowiązań akcesyjnych i realizacji Strategii Lizbońskiej, czyli pełnego urynkwienia sektora elektroenergetyki i sektora gazu w Polsce.



Autorka jest pracownikiem Gabinetu Prezesa URE, Koordynatorem ds. Współpracy z Instytucjami Europejskimi

OPOMIAROWANIE ODBIORCÓW A LIBERALIZACJA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

dr inż. Rafał Gawin

Tytułem wstępu

Warunkiem prawidłowego rozliczenia się odbiorcy za pobraną energię elektryczną oraz świadczoną usługę przesyłania lub dystrybucji jest dokładny pomiar ilości rzeczywiście odebranej przez niego energii elektrycznej czynnej. Dla odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej na średnim i wysokim napięciu, których zapotrzebowanie na energię jest wysokie (grupy taryfowe A i B), stosowanie układów pomiarowych

z godzinową rejestracją zużycia jest kwestią bezsporną, gdyż zarówno sprzedawcy, usługodawcy (OSD), jak i odbiorcy zależy na prawidłowym rozliczeniu za energię, opierającym się na rzeczywistym jej zużyciu.

System rozliczeń funkcjonujący obecnie w obszarze regulowanego rynku energii elektrycznej oparty jest na nieco innych zasadach. Dla jasności wyводу warto dokonać uściślenia, że dalsze rozważania dotyczą odbiorców w gospodarstwach domowych oraz prowadzących niewielką działal-

ność gospodarczą (grupy taryfowe C i G). W tej grupie niemal wszyscy odbiorcy¹⁾ wyposażeni są w liczniki umożliwiające pomiar średniej wartości zużycia energii zarejestrowanej w jednostce czasu. Odczyty dokonywane są zwykle raz lub dwa razy w roku. Część odbiorców wyposażona jest w liczniki umożliwiające rozliczanie na podstawie taryf dwustrefowych dobowych (grupy taryfowe C12 i G12).

Ten uproszczony i niedokładny system rozliczeń powinien być stosowany jedynie w przypadku, gdy cena energii jest stała w każdej godzinie doby i roku. I na potrzeby odbiorców taryfowych cena energii jest rzeczywiście uśredniana, mimo funkcjonowania w Polsce rynków godzinowych (giełda energii, rynek bilansujący, platformy elektroniczne). Na rynkach tych, co prawda ułomnych i obejmujących niewielki wolumen energii, kształtują się ceny zmienne w poszczególnych godzinach. Największe fluktuacje występują na rynku bilansującym w zakresie cen dla odbiorców hurtowych energii, czyli przede wszystkim spółek dystrybucyjnych. Godzinowa zmienność cenowa na rynku hurtowym nie jest jednak przenoszona do obszaru kontraktów bilateralnych – podstawowego segmentu rynku konkurencyjnego w Polsce. Jedyny wyjątek stanowią restrykcyjne kary za niezbilansowanie przenoszone przez spółki dystrybucyjne na odbiorców korzystających z prawa zmiany sprzedawcy.

Okiem DG TREN

Warto w tym miejscu przytoczyć, co prawda niewiążące, zalecenia Dyrektoriatu Generalnego ds. Transportu i Energii (DG TREN)²⁾, precyzujące w wielu miejscach Dyrektywę 2003/54/EC i formułujące minimalne warunki praktycznego otwarcia rynku energii elektrycznej. Zgodnie z dokumentem rozwiązanie problemu opomiarowania jest kluczowe dla otwarcia rynku konkurencyjnego, w szczególności dla małych odbiorców. W zakresie układów pomiarowych i procedur rozliczania się odbiorców za pobraną energię, stosowne organy regulacji powinny wypracować wytyczne, określające między innymi:

- wyznaczenie podmiotu odpowiedzialnego za zbieranie i zarządzanie pomiarami, jego obowiązki oraz poziom i sposób zwrotu kosztów za takie usługi,
- zasady przejmowania na własność układów pomiarowych przez przedsiębiorstwa świadczące usługi operatora pomiarów i związane z tym koszty,
- opracowanie profili zużycia energii i kryteria ich stosowania³⁾.

- 1) Wyjątek stanowią nieliczni odbiorcy wyposażeni w liczniki z godzinową rejestracją i zdalną transmisją danych, zainstalowane przez niektóre spółki dystrybucyjne przykładowo na potrzeby tzw. „case studies” lub przez odbiorców w przypadku zmiany sprzedawcy (w grupach taryfowych C).
- 2) „Note of DG Energy & Transport on Directives 2003/54/EC and 2003/55/EC on the internal market in electricity and natural gas. Practical measures for distribution resulting from the opening up to competition”. Dokument z 16 stycznia 2004 r., nie mający charakteru obowiązującego.
- 3) W związku z brakiem możliwości rejestracji danych godzinowych, w celach rozliczeniowych przyjmuje się standardowe profile zużycia, odpowiadające zmienności zapotrzebowania na energię elektryczną w poszczególnych grupach odbiorców.

Nota wymienia wymagania techniczne wobec elektronicznych układów pomiarowych, zaliczając do nich automatyczny, zdalny pomiar zużycia energii oraz dodatkowe możliwości związane z kontrolą jakości świadczonych usług. Warto w tym miejscu podkreślić, że oszacowanie kosztów inwestycji w instalację liczników powinno być przeprowadzone przez operatorów sieciowych, a poniesione koszty (liczniki plus ich wymiana) – pokryte przez taryfy⁴⁾, przy czym odbiorca nie może być obciążany indywidualnie za wymianę układu pomiarowego. Rolę operatora pomiarów może pełnić dowolne przedsiębiorstwo, nie będące jednak sprzedawcą energii. Wydaje się być naturalnym, że usługę taką powinni, przynajmniej początkowo, prowadzić operatorzy systemów dystrybucyjnych.

W zakresie profili zużycia, jako jeden z warunków stosowania, wymienia się ich harmonizację w skali całego systemu lub regionu. Ponadto zostały podane kryteria dotyczące poziomu mocy przyłączeniowej w wybranych krajach Unii Europejskiej, które wdrożyły profile. Warunkiem stosowania tych profili powinno być ich dokładne opracowanie wraz z podziałem na grupy odbiorców, pozwalające uniknąć sytuacji, w której jeden lub kilku odbiorców w danej grupie determinuje kształt krzywej zapotrzebowania i w związku z tym powoduje obciążanie nieuzasadnionymi kosztami innych odbiorców z tej grupy.

Pytanie kluczowe

Powstaje zatem pytanie, czy w celu umożliwienia odbiorcom swobodnego wyboru sprzedawcy istnieje konieczność przebudowy urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych? Pytanie to jest wielokrotnie złożone, gdyż jakkolwiek odpowiedź implikuje kolejne pytania, związane chociażby z minimalnymi wymaganiami technicznymi dla takich urządzeń, określenia podmiotu odpowiedzialnego za zbieranie, zarządzanie i udostępnianie pomiarów, etc. Spróbujmy jednak w pierwszej kolejności udzielić odpowiedzi na pytanie, czy instalacja urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych z rejestracją danych godzinowych jest konieczna i uzasadniona.

Argumenty przeciw

Jak mówi dość popularne powiedzenie, gdy nie wiadomo o co chodzi, to chodzi o pieniądze. Z pewnością instalacja urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych z rejestracją danych o zużyciu energii u odbiorców, którzy takich urządzeń nie posiadają jest bardzo poważną inwestycją. Czy warta jest zatem skórka za wyprawkę? W pierwszej kolejności należałoby oszacować jednostkowe koszty instalacji takich urządzeń przy znanej liczbie odbiorców energii elektrycznej (ok. 14 mln w gospodarstwach domowych). Niemniej ważnym kryterium oceny inwestycji jest również sposób jej finansowania.

- 4) Zgodnie z Dyrektywą 2003/54/EC co najmniej w grupie odbiorców w gospodarstwach domowych właścicielem układów pomiarowych nie powinni być odbiorcy.

Beneficjentem obecnej sytuacji są przede wszystkim zintegrowane pionowo przedsiębiorstwa energetyczne⁵⁾. Koszt instalacji urządzeń pomiarowych wraz z układem do transmisji danych, zgodnych z warunkami przedstawianymi przez spółki dystrybucyjne jest bardzo często niewspółmierny do potencjalnych korzyści wynikających z niższej ceny energii od wybranego sprzedawcy. W przypadku gospodarstw domowych można spodziewać się argumentu, że warunkiem zmiany sprzedawcy jest dokładny pomiar zużycia energii elektrycznej, czego nie zapewniają obecnie stosowane układy pomiarowe.

Profile zużycia energii

Przyjmijmy założenie, że inwestycja polegająca na instalacji układów pomiarowo-rozliczeniowych z rejestracją danych godzinowych oraz systemu do transmisji danych jest ekonomicznie nieuzasadniona. Czy istnieje zatem możliwość swobodnego wyboru sprzedawcy przez odbiorcę, który posiada licznik energii elektrycznej mierzący jej wartość średnią? Otóż nie ma przeciwwskazań, aby korzystać ze standardowych profili zużycia energii elektrycznej, mimo, iż takie rozwiązanie ma wiele wad. Za korzystaniem z profili zużycia przemawia fakt, że do chwili zmiany sprzedawcy liczniki średniego zużycia energii były zgodne z wymogami dotychczasowego sprzedawcy. Zatem przy stosowaniu standardowych profili, w szczególności dla odbiorców przyłączonych do sieci niskiego napięcia mogłyby być one zróżnicowane ze względu na dzień roboczy i wolny od pracy, sezon zimowy i letni. W uzasadnionych przypadkach może istnieć konieczność opracowania profili indywidualnych, przykładowo w przypadku prowadzenia przez odbiorcę na niskim napięciu niewielkiej działalności gospodarczej/usługowej.

Zastanówmy się zatem jakie argumenty przemawiają na rzecz podjęcia takiej inwestycji. Jest ich z pewnością kilka, przy czym część z nich nie jest w sposób naturalny oczywista. Wymieńmy zatem te z nich, które wydają się być najważniejsze.

Dokładność rozliczeń

Pierwszy z nich, być może najważniejszy jest związany z możliwością rejestracji zużycia energii elektrycznej w cyklach godzinowych i związanych z tym rozliczeń za rzeczywiście pobraną energię. W świadomości społecznej, w szczególności wśród gospodarstw domowych energia nadal nie jest kojarzona z towarem, którego cena jest zróżnicowana względem czasu. A przecież wiedzą o tym doskonale uczestnicy rynku hurtowego. Kto zatem zyskuje na niedokładności rozliczeń, a kto traci? Czy obecnie ktokolwiek kwestionuje zasadność instalowania liczników zużycia wody (cieplej, zimnej) w budynkach wielorodzinnych, takich jak bloki, mimo poniesionego kosztu związanego z zakupem i instalacją tych urządzeń?

5) Czytaj – spółki dystrybucyjne.

Z punktu widzenia sprzedawcy energii dokładne pomiary zużycia energii przez odbiorców umożliwiają dostosowanie ofert do indywidualnych potrzeb odbiorców oraz pozwalają na efektywne zarządzanie ryzykiem. W przypadku odbiorców świadomość zróżnicowania cen za energię w poszczególnych godzinach doby daje możliwość w sposób świadomy planowania zużycia energii, a przez to jego racjonalizacji. Już obecnie odbiorcy korzystający z taryf dwustrefowych (dziennych i nocnych) mają możliwość przenoszenia zużycia, w szczególności związanego z energochłonnymi odbiornikami (bojlery elektryczne, pralki, etc.) na godziny doby o niższej cenie energii.

Jakość energii elektrycznej i usług

Odrębną kwestią jest jakość energii elektrycznej i usług świadczonych przez przedsiębiorstwa sieciowe. Obowiązujące przepisy prawne w sposób szczegółowy regulują wymienione powyżej zagadnienia, co więcej umożliwiając odbiorcy roszczenie do rekompensaty w przypadku niedotrzymania standardowych parametrów jakościowych. Istnieje jednak pewien warunek, a mianowicie odbiorca musi udowodnić, że parametry te nie spełniają określonych przepisami standardów. Pytanie – jak to zrobić? Odpowiedź jest bardzo prosta – należy zaopatrzyć się w analizator jakości energii, który umożliwi między innymi rejestrację przerw w zasilaniu. Problem jednak w tym, że koszt takiego urządzenia może być niewspółmierny do osiągniętych korzyści, w szczególności gdy wymagania w zakresie parametrów technicznych i legalizacji takich urządzeń mogą nie spełniać „oczekiwań” naszego sprzedawcy lub przedsiębiorstwa sieciowego. Elektroniczne układy pomiarowo-rozliczeniowe łączą cechy układów służących do pomiarów i rozliczeń oraz analizy jakości energii i zasilania, co stanowi kolejny argument potwierdzający zasadność instalacji takich układów.

Nielegalny pobór energii

Dodatkowy obszar potencjalnych korzyści wiąże się z energią na pokrycie strat w sieciach dystrybucyjnych. Obecnie ich poziom w kalkulacji taryf spółek dystrybucyjnych osiąga wartość nawet na poziomie kilkunastu procent (średnio ok. 9%), co w dużej mierze wiąże się z nielegalnym poborem energii elektrycznej przez odbiorców. W obecnej sytuacji, przy zastosowaniu układów umożliwiających jedynie pomiar średniej wartości zużycia energii, jej sprzedawca, jak również przedsiębiorstwo świadczące usługi dystrybucji energii elektrycznej nie mają pełnej wiedzy o jej zużyciu.

Każdy system elektroenergetyczny charakteryzuje się stratami energii, które wynikają między innymi z parametrów technicznych materiałów służących do przesyłania/dystrybucji energii elektrycznej, warunków pracy sieci, jak również warunków otoczenia. Znaczna część strat energii elektrycznej przyjmowana do kalkulacji taryf wynika w rzeczywistości z nielegalnego poboru energii. Czy można zatem oszacować w jakiś sposób tę wartość? W praktyce jest to niemożliwe. Obecnie zainstalowane układy pomiarowe umożliwiające odczyt

średniej wartości zużycia energii nie dają prawie żadnej wiedzy o rzeczywistych przepływach energii w sieci dystrybucyjnej. Właściciel sieci (w przypadku sieci otwartej – promieniowej) jest w stanie dokładnie zmierzyć ilość energii wpływającej do tej sieci, natomiast nie jest w stanie kontrolować rzeczywistych przepływów energii w tej sieci. Nielegalny pobór energii elektrycznej jest wykrywany w drodze przypadku, przykładowo w czasie odczytu licznika (często raz w roku) lub za sprawą zgłoszonego zawiadomienia, często anonimowego ze strony „zycziwego” sąsiada. Zatem zastosowanie układów pomiarowych z godzinową rejestracją danych z pewnością może wpłynąć na bardziej dokładną kontrolę zużycia energii przez poszczególnych odbiorców i co się z tym wiąże większą wykrywalność nielegalnego poboru – mniejsze koszty związane z zakupem energii na straty. Oczywiście koszty te są przenoszone w taryfach, jako koszty uzasadnione i w konsekwencji ponoszą je wszyscy odbiorcy energii. Dlaczego zatem wszyscy mają płacić za energię, którą przykładowo do dogrzewania w mroźne zimowe wieczory zużywa nielegalnie Pan Iksiński?

Warunki funkcjonowania przedsiębiorstwa obrotu

Operatorzy systemów dystrybucyjnych funkcjonują jeszcze (miejmy nadzieję, że niezbyt długo) w strukturach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo. W takiej sytuacji, rozliczenia za energię elektryczną prowadzone na podstawie profili zużycia są w pewnym przybliżeniu wystarczająco dokładne, w szczególności przy założeniu efektu skali, czyli funkcjonowaniu w obrębie jednej grupy bilansującej wielu odbiorców energii elektrycznej. Można więc zapytać, jak zmieni się sytuacja po 1 lipca 2007 r., czyli dniu, w którym odbiorcy energii w gospodarstwach domowych nabędą uprawnienia do swobodnego wyboru sprzedawcy, a działalność sieciowa w przedsiębiorstwach zintegrowanych pionowo będzie musiała być rozdzielona od działalności związanej z obrotem i sprzedażą energii? Teoretycznie nastąpi pełne uwolnienie rynku energii, lub jak kto woli liberalizacja rynku i wyodrębnią się dwa nowe podmioty: niezależny operator systemu dystrybucyjnego oraz przedsiębiorstwo obrotu energią. To drugie powinno funkcjonować na zasadach i w warunkach, w jakich funkcjonują obecne tzw. przedsiębiorstwa obrotu, czyli niezależni sprzedawcy. Czy zatem będą one dążyć do stworzenia jednakowych warunków funkcjonowania, jak to czynią obecnie inne przedsiębiorstwa? I tym razem można odpowiedzieć, że powinny. Nie można przecież z góry zakładać, że będą one nadużywać swojej pozycji dominującej oraz że niezależny operator systemu dystrybucyjnego będzie swoim działaniem (lub brakiem jakichkolwiek działań) stwarzał uprzywilejowane warunki funkcjonowania przedsiębiorstw obrotu wyodrębnionych z obecnie zintegrowanych pionowo przedsiębiorstw energetycznych.

W scharakteryzowanej powyżej sytuacji każde przedsiębiorstwo obrotu powinno dążyć do sytuacji, w której rozliczenia za energię prowadzone są na podstawie

dokładnych pomiarów jej zużycia. Również niezależny operator systemu dystrybucyjnego powinien dążyć do prawidłowego rozliczenia za wykonaną usługę. Naturalnie „życie” zweryfikuje wizję funkcjonowania idealnego rynku energii, niemniej należy pamiętać i co warto jeszcze raz podkreślić, rynek powinien być dla odbiorców, a nie dla potencjalnych nieuczciwych graczy rynkowych. Z pewnością powyższe rozważania mogą nie mieć pełnego uzasadnienia w przypadku odbiorcy, który będzie korzystał z instytucji sprzedawcy z urzędu, do której to grupy, przynajmniej w pierwszym okresie funkcjonowania w pełni otwartego rynku energii prawdopodobnie będzie można zaliczyć znaczną część odbiorców w gospodarstwach domowych. Ustawa – Prawo energetyczne wskazuje, że sprzedawca ten zostanie wyłoniony w drodze przetargu, co nie przesądza z pewnością, że to przedsiębiorstwa wyodrębnione z obecnych spółek dystrybucyjnych będą pełniły taką rolę. Ponadto czy można obecnie wskazać, jak wielu i którzy odbiorcy skorzystają z możliwości zmiany sprzedawcy po uwolnieniu rynku?

Dobry przykład

W celu oszacowania – w przybliżeniu – kosztów instalacji systemów pomiarowo-rozliczeniowych, układów do transmisji danych oraz systemu akwizycji, przetwarzania i zarządzania danymi warto odwołać się do przykładu, który pozwoli uniknąć posądzenia o tworzenie mitów. Należy w tym miejscu podkreślić, że koszt instalacji takich układów jest istotnie zależny od skali inwestycji. Innymi słowy w przypadku instalacji takich układów u niewielkiej liczby odbiorców, koszt jednostkowy na odbiorcę będzie znacznie wyższy niż w przypadku instalacji układów w skali całego systemu. Dyrektywa wskazuje jasno, że co najmniej odbiorcy z gospodarstw domowych nie powinni ponosić kosztów zmiany sprzedawcy, tym bardziej że właścicielem układów pomiarowych w tej grupie odbiorców są spółki dystrybucyjne. Skupmy się zatem na odbiorcach w gospodarstwach domowych.

Przykład w tym zakresie może stanowić przedsięwzięcie podjęte przez włoski Enel, który podjął decyzję o kompleksowej wymianie układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz instalacji systemu umożliwiającego akwizycję, przetwarzanie i udostępnianie pomiarów. System składa się z 30 mln elektronicznych liczników energii elektrycznej. Kolejnym elementem są tzw. koncentratory – w liczbie 350 tysięcy, umożliwiające komunikację w obie strony z licznikami energii poprzez linie sieci dystrybucyjnej (82 kHz oraz 75 kHz). Każda stacja, w której znajdują się koncentratory wyposażona jest w modem GSM umożliwiający komunikację przy wykorzystaniu protokołu TCP/IP z systemem centralnym, zarządzającym zbieranymi danymi.

Wymieńmy zatem kilka funkcji tego systemu:

- pomiar energii elektrycznej czynnej i biernej w okresach czasu zgodnych z wymaganiami rynku,
- automatyczne zbieranie danych pomiarowych (AMR – *Automatic Meter Reading*),

- możliwość zdalnego wyłączenia/włączenia zasilania,
- pełna informacja o odbiorcy,
- możliwość zastosowania systemu przedpłatowego (pre-paid) bez konieczności stosowania kart,
- możliwość zarządzania popytem na energię,
- system monitorowania jakości zasilania w energię elektryczną.

W dalszej kolejności wymierzimy potencjalne korzyści dla odbiorcy, sprzedawcy i operatora systemu dystrybucyjnego:

- możliwość odczytu wszystkich informacji przez odbiorcę energii,
- zdalna detekcja ingerencji w układy pomiarowe,
- możliwość stosowania zróżnicowanych taryf dla odbiorców (dobowe, tygodniowe, miesięczne)⁶⁾,
- możliwość zmiany sprzedawcy w dowolnym momencie czasu,
- ograniczenie reklamacji składanych przez odbiorców dotyczących błędnego pomiaru i odczytu danych pomiarowych,
- automatyzacja procesu zbierania danych pomiarowych i związane z tym zmniejszenie kosztów OSD,
- znaczna redukcja strat poprzez dokładniejsze planowanie zapotrzebowania, a przede wszystkim ograniczenie nielegalnego poboru energii,
- zwiększenie satysfakcji odbiorców energii poprzez umożliwienie oferowania usług dodatkowych, takich jak zmienne taryfy, możliwość monitorowania przez odbiorcę zużycia energii, uproszczenie procedury odczytu danych pomiarowych etc.,
- potencjalne ograniczenie wydatków na energię przez odbiorcę poprzez możliwość bardziej racjonalnego jej zużycia.

Szacuje się, że w skali całego systemu w Polsce koszt takiej inwestycji nie powinien przekroczyć 100 Euro na odbiorcę, a proces wyposażania odbiorców w układy pomiarowo-rozliczeniowe oraz instalacja systemu potrwałaby ok. 3 lat. Należy zaznaczyć, że właścicielem układów pomiarowych u odbiorców w gospodarstwach domowych są obecnie spółki dystrybucyjne – docelowo operatorzy systemów dystrybucyjnych. Zatem inwestycja taka musiałaby być pokryta przez przychód regulowany OSD. Dużo to czy mało i czy jest to możliwe? Z pewnością szacunkowy koszt inwestycji nie jest mały. Biorąc jednak pod uwagę korzyści oraz potencjalne oszczędności związane z wprowadzeniem takiego systemu, opracowanie rozsądnego planu finansowania inwestycji wraz z planem jej zwrotu, można zaryzykować stwierdzenie, że „warta skórka za wyprawkę”. Należy jednak podkreślić, że ostateczna decyzja będzie uwarunkowana akceptacją Prezesa URE.

6) W celu uniknięcia niezrozumienia należy wyjaśnić, że również w obszarze rynku konkurencyjnego przedsiębiorstwa korzystają z taryf na energię elektryczną, a zwolnienie przez Prezesa URE dotyczy obowiązku zatwierdzania tych taryf.

Zmierzając do meritum

Wróćmy w tym miejscu do sedna tej publikacji, a mianowicie do wymagań dotyczących układów pomiarowych umożliwiających zmianę przez odbiorcę sprzedawcy. Biorąc pod uwagę fakt, że instalacja opisanych powyżej układów pomiarowych jest procesem rozległym w czasie, o ile okaże się możliwa i zostanie oceniona jako uzasadniona, konieczne wydaje się opracowanie pewnych standardów (wymagań technicznych) w tym zakresie, gdyż data pełnej liberalizacji rynku zbliża się wielkimi krokami. Ponadto jest tajemnicą poliszynela, że obecnie odbiorcy posiadający prawo do wyboru sprzedawcy w momencie ujawnienia swojej inicjatywy napotykają bariery ze strony spółek dystrybucyjnych, które niejednokrotnie okazują się być nie do przejścia. Taka sytuacja ma miejsce ze względu na dosłowne przenoszenie wymagań rynku bilansującego na poziom rynku detalicznego. Jak zatem powinny wyglądać wymagania odnośnie układów pomiarowych? Oto propozycja stwarzająca realną możliwość implementacji prawa wyboru sprzedawcy.

Sposób podziału odbiorców ze względu na wymagania techniczne dotyczące układów pomiarowych

Podział odbiorców zgodnie z przyporządkowaniem do stosowanych obecnie grup przyłączeniowych (zgodnie z taryfami spółek dystrybucyjnych):

- 1) Grupy I-III, VI (z wyłączeniem odbiorców na nN) – rozliczanie wg wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych z godzinową rejestracją danych pomiarowych z wykorzystaniem układów do transmisji danych zgodnych z systemem akwizycji i przetwarzania danych OSD; układy pomiarowe pozostające własnością odbiorcy instaluje odbiorca; liczniki przejęte na własność przez OSD i układy transmisji danych instaluje OSD (w ramach taryfy);
- 2) Grupy IV, V, VI (odbiorcy na nN) – rozliczenia wg profili zużycia energii do czasu zainstalowania układów pomiarowo-rozliczeniowych z godzinową rejestracją danych pomiarowych oraz układów do transmisji danych zgodnych z systemem akwizycji i przetwarzania danych OSD (finansowanych w ramach taryfy OSD); instalację układów pomiarowych przeprowadza OSD stopniowo, zaczynając od grupy IV (w ramach taryfy).

Wymagania techniczne dotyczące układów pomiarowo-rozliczeniowych umożliwiających zmianę sprzedawcy

- 1) Dla odbiorców z grup przyłączeniowych I-III, VI (z wyłączeniem odbiorców na nN):
 - rejestracja godzinowych danych o zużyciu energii,
 - układy do transmisji danych pomiarowych zgodne z systemem akwizycji i przetwarzania danych OSD lub inny sposób przekazywania danych pomiarowych przez odbiorcę określony w umowie przesyłowej/dystrybucyjnej,

- urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe są własnością odbiorców (możliwość przejęcia na własność urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych przez OSD w przypadku, gdy w umowie przesyłowej/dystrybucyjnej odbiorca zgodzi się na rozliczenia na podstawie wskazań tych urządzeń),
 - zmiana sprzedawcy nie może być uwarunkowana koniecznością instalacji przekładników z dwoma oddzielnymi rdzeniami pomiarowymi;
- 2) Dla odbiorców z grup przyłączeniowych IV, V, VI (odbiorcy na nN):
- dla odbiorców rozliczających się za pomocą układów pomiarowo-rozliczeniowych wymagania identyczne jak dla odbiorców z grup przyłączeniowych I-III, VI (z wyłączeniem odbiorców na nN); w tej grupie układy pomiarowo-rozliczeniowe są własnością OSD,
 - dla odbiorców rozliczających się na podstawie profili zużycia konieczne jest opracowanie takich profili przez OSD, powinny one być umieszczone w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej w części podlegającej zatwierdzeniu przez Prezesa URE,
 - profile zużycia powinny być opracowane w sposób możliwie uniwersalny dla wszystkich odbiorców tej grupy, przy czym dopuszcza się możliwość stosowania innych profili w uzasadnionych przypadkach; zróżnicowanie profili powinno obejmować charakterystyczne sezony w ciągu roku (lato i zima), zróżnicowanie tygodniowe (dzień roboczy, dzień wolny od pracy) oraz rodzaj odbiorcy (przykładowo prowadzący działalność usługową),
 - stosowanie do rozliczeń profili zużycia powinno odbywać się do momentu zainstalowania przez OSD układu pomiarowo-rozliczeniowego z rejestracją danych godzinowych; zasadniczo zdalna transmisja danych od odbiorców w gospodarstwach domowych nie jest niezbędna – odczyty mogą być wykonywane okresowo.

Wchodzimy w to?

Przedstawione powyżej wymagania w zakresie układów pomiarowych, w celu umożliwienia odbiorcom praktycznego korzystania z prawa wyboru sprzedawcy, powinny zostać zaimplementowane do krajowych

regulacji prawnych. W zaproponowanym kształcie nie wymagają zmiany ustawy – Prawo energetyczne. Powinny natomiast być zawarte w rozporządzeniu dotyczącym szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz wprowadzone do instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, w części podlegającej zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

Artykuł jest głosem w dyskusji dotyczącej zasadności instalowania układów pomiarowych z godzinową rejestracją danych pomiarowych w skali całego systemu w świetle praktycznej implementacji prawa wyboru sprzedawcy. Zostały przedstawione argumenty za i przeciw, propozycja wymagań w zakresie układów pomiarowych i formy rozliczeń za energię, jak również szacunkowe koszty wprowadzenia układów pomiarowo-rozliczeniowych i systemu akwizycji, zarządzania i udostępniania danych pomiarowych. Z pewnością lista argumentów nie jest pełna, a w sposób naturalny zostanie podniesiony zasadniczy argument przeciw zastosowaniu takiego układu, mianowicie sposób pokrycia kosztów takiej inwestycji poprzez taryfy dla spółek dystrybucyjnych. Jednak uzyskanie odpowiedzi na to pytanie jest w znacznym stopniu uwarunkowane chęcią podjęcia takiej dyskusji.

Na zakończenie, odwołując się do słynnej sentencji hamletowskiej, troszkę ją rozbudowując można zatem przewrotnie zapytać: *to be (in), or not to be (in)*⁷⁾?



Autor jest pracownikiem
Departamentu Promowania Konkurencji URE

7) *To be in* – potocznie w jęz. angielskim: być za, przystąpić do czegoś, wejść w coś.

WSPOMAGANIE ENERGETYKI W UNII EUROPEJSKIEJ CZYLI POMOC NIE JEDNO MA IMIĘ

Katarzyna Janiszewska

Stosowanie pomocy przez władze publiczne, również wobec sektora energii, jest faktem. Prawodawstwo wspólnotowe nie neguje prawa państw członkowskich do stosowania narzędzi pomocy publicznej. Muszą one jednak mieścić się w określonych prawem odstępstwach oraz być zgodne z celami UE. I chociaż jedną z podwalin utworzenia Wspólnoty była chęć wsparcia przemysłu wydobywczego¹⁾, ostatnio zaznaczone priorytety polityki w zakresie pomocy publicznej oraz podejmowane działania Komisji Europejskiej mają na celu przede wszystkim ograniczenie wielkości przyznawanego wsparcia²⁾. Czy będzie to łatwy proces? Odpowiedź nasuwa się sama jeśli weźmiemy pod uwagę skalę dotychczasowej pomocy, mieszczącej się w definicji pomocy publicznej, jak i wychodzącej poza to pojęcie.

Na czym polega pomoc publiczna

Pomoc publiczna ma miejsce, jeśli spełnione są kryteria wynikające z Traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską:

- transferowi podlegają środki publiczne – pomoc udzielana jest przez państwo członkowskie lub ze źródeł państwowych,
- pomoc umożliwia beneficjentowi uzyskanie przewagi konkurencyjnej,
- charakteryzuje ją selektywność, tzn. stosuje się ją do wybranych podmiotów, przez co wpływa na równowagę pomiędzy beneficjentami a konkurencją,
- udzielona pomoc oddziałuje na konkurencję i handel pomiędzy państwami członkowskimi.

Formy pomocy są bardzo zróżnicowane. Najczęściej stosowane to dotacje, ulgi, zwolnienia podatkowe, pożyczki lub kredyty, poręczenia i gwarancje kredytowe za zobowiązania, udzielane na warunkach korzystniejszych od oferowanych powszechnie na rynku.

1) Traktat o ustanowieniu Europejskiej Wspólnoty Węgla i Stali.
2) Strategia Unii Europejskiej wobec pomocy publicznej – na fali Strategii Lizbońskiej, podczas spotkania Rady Europejskiej w Sztokholmie w 2001 r. państwa członkowskie zobowiązały się do zmniejszenia ogólnego poziomu pomocy publicznej oraz zmiany orientacji przeznaczanych środków na cele horyzontalne. Rok później w Barcelonie Rada stwierdziła, że przyznanie pomocy publicznej powinno opierać się na przesłankach rynkowych, a każda decyzja powinna opierać się na analizie ekonomicznej, tak aby zagwarantowana była jak największa skuteczność interwencji państwa. Zgodnie z ostatnimi zapowiedziami ma być jej mniej, ale będzie wykonywana tam, gdzie zaistnieje rzeczywista jej potrzeba.

Pomoc, która spełnia wszystkie przytoczone kryteria, uważana jest co do zasady za niezgodną z zasadami funkcjonowania rynku wewnętrznego. Jednakże nie oznacza to całkowitego zakazu stosowania pomocy publicznej. Traktat precyzuje przypadki, w których pomoc publiczna może być zaakceptowana. Państwa członkowskie zobowiązane są nadto do notyfikowania każdego z planów wprowadzenia instrumentów pomocy publicznej ex ante. Pozwala to Komisji zdecydować, kiedy proponowane środki można zakwalifikować jako dozwolone, a kiedy państwo członkowskie powinno zmienić lub zrezygnować z planowanej pomocy. W oparciu o przepisy Traktatu wyróżniono trzy kategorie dopuszczalnej pomocy:

- pomoc regionalną,
- horyzontalną (dot. problemów, które mogą pojawić się niezależnie od sektora lub regionu, tj. badania i rozwój, małe i średnie przedsiębiorstwa, ochrona środowiska, ratowanie i restrukturyzacja przedsiębiorstw znajdujących się w trudnej sytuacji, nowe miejsca pracy, szkolenia),
- sektorową, która dotyczy wszystkich przedsiębiorców danego sektora. Dotychczasowe przemiany gospodarcze spowodowały, że wypracowano specjalne zasady stosowania pomocy publicznej wobec niektórych z nich. Należą do nich sektory: motoryzacyjny, hutnictwa i stali, stoczniowy, włókien syntetycznych, przemysłu węglowego. Charakteryzuje je nadwyżka mocy produkcyjnych oraz kapitałochłonność inwestycji. Przy udzieleniu pomocy zwraca się szczególną uwagę, aby nie nadać przedsiębiorcom tych sektorów uprzywilejowanej pozycji na rynku. Z tego względu zasady stosowane wobec sektorów tzw. wrażliwych są znacznie bardziej restrykcyjne niż stosowane wobec innych, a każdy przypadek jest indywidualnie notyfikowany do KE.

Istotne jest, że katalog dopuszczalnej pomocy, decyzją Rady, może zostać rozszerzony o dodatkowe pozycje, pod warunkiem, że zaistnieją usprawiedliwiające ten krok okoliczności społeczne lub gospodarcze.

W jaki sposób państwa członkowskie wspierają sektor energetyczny?

Zakres narzędzi, które mogą być wykorzystane przez państwa członkowskie w ramach pomocy publicznej, i poza nią, jest ogromny. Dobór środków oraz cele zależą od woli wsparcia rodzimych rynków oraz od priorytetów polityki każdego z rządów. Poniżej przedstawiono najważniejsze schematy oraz przykłady wsparcia udzielanego przez państwa członkowskie, wykraczającego czasami poza formułę pomocy publicznej i mającego różne podstawy prawne.

Pomoc sektorowa

Wydobycie węgla kamiennego

Węgiel kamienny był przez lata, obok energetyki jądrowej, jednym z ważniejszych beneficjentów pomocy w Unii Europejskiej³⁾. Ze względu na wysokie koszty wydobycia i niską w związku z tym konkurencyjność wobec krajów trzecich, wydobycie węgla jest stopniowo ograniczane. Jednakże kwoty wsparcia pozostają wciąż bardzo wysokie (ok. 6 300 mln € w 2001 r.⁴⁾).

Pomoc dla górnictwa w Unii Europejskiej zawsze była znaczna, choć liczba państw, które z niej korzystały jest niewielka. Są to Niemcy, Hiszpania, Francja i Wielka Brytania.

Po wygaśnięciu Traktatu EWWiS w 2002 r., przyjęto nowe zasady udzielania pomocy w tym sektorze⁵⁾. Celem ich jest znaczne zmniejszenie pomocy dla sektora ogółem i ukierunkowanie jej na ograniczenie działalności przez jednostki nieefektywne ekonomicznie oraz zapewnienie dostępu do zasobów węgla w kontekście bezpieczeństwa dostaw.

Koszty osierocone

Jedną z najbardziej znanych form dozwolonego wsparcia w sektorze energetycznym stanowią koszty osierocone, powstałe w wyniku rozpoczęcia procesu liberalizacji na rynku energii. Zgodnie z pierwszą Dyrektywą elektroenergetyczną 96/92/WE⁶⁾ państwa członkowskie mogły „ubiegać się o system przejściowy”, umożliwiający finansowanie zobowiązań podjętych przed rozpoczęciem procesu liberalizacji. Środki te zostały przyznane przez Komisję Europejską w kolejnych latach od daty wejścia w życie dyrektywy m.in.

Austrii, Belgii, Grecji, Holandii, Hiszpanii, Włochom⁸⁾ i Portugalii.

Pomoc indywidualna

Wsparcie ze strony władz publicznych może być skierowane bezpośrednio do poszczególnych podmiotów. Poniżej przedstawione zostały dwa przykłady pomocy publicznej skierowanej ostatnio do przedsiębiorstw, z których jeden dotyczy ratowania przedsiębiorstwa energetycznego stojącego na skraju bankructwa. Doświadczenia wskazują, że pomoc publiczna udzielana w ramach ratowania i restrukturyzacji przedsiębiorstw znajdujących się w trudnej sytuacji finansowej, stanowi może szczególne zagrożenie dla rynku konkurencyjnego. Z tego względu decyzje w tym zakresie muszą być podejmowane ze znaczną ostrożnością. W obu przypadkach zwraca uwagę wielkość i szeroki zakres działalności wspomaganych firm oraz determinacja rządów w udzielaniu im pomocy.

Przypadek Electricité de France

W końcu 2003 roku Komisja Europejska wydała decyzję⁹⁾ w trzech połączonych sprawach, które dotyczyły pomocy publicznej udzielonej francuskiemu monopolistom. Stanowi ona dobry przykład w jaki sposób przedsiębiorstwo może uzyskać dzięki państwu i jego pomocy uprzywilejowaną pozycję. W Decyzji stwierdzono przyznanie przez rząd francuski, niezgodnej z zasadami wspólnego rynku pomocy, w postaci nieograniczonej w wysokości ani też w czasie, gwarancji. Dzięki niej, ocena ratingowa Electricité de France (EdF) była bardzo wysoka, a przedsiębiorstwo mogło zaciągać pożyczki na warunkach korzystniejszych niż firmy konkurencyjne. Komisja nie zakwestionowała, podnoszonego przez rząd

Tabela 1. Pomoc dla górnictwa węglowego w państwach UE w latach 2001-2003⁹⁾

	Przeciętnie w UE	Niemcy	Hiszpania	Francja	Wielka Brytania
Średnia roczna kwota pomocy nie dotycząca bieżącej produkcji w latach 2001-2003 [mln Euro]	2673	1125	836	705	8
Średnia roczna kwota pomocy na bieżącą produkcję w latach 2001-2003 [mln Euro]	3463	2610	614	280	46
Udział pomocy dla górnictwa węglowego w pomocy ogółem (z wyłączeniem rolnictwa, rybołówstwa i transportu) w 2002 r. [%]	16	30	28	16	1

Źródło: State Aid Scoreboard, spring 2004 update, Brussels, 20.4.2004, COM (2004) 256 final. State Aid Scoreboard, Statistical tables – Coal Mining, strony DG Competition.

- Zasady pomocy dla górnictwa określał do 23 lipca 2002 r. Traktat ustanawiający Europejską Wspólnotę Węgla i Stali.
- State Aid Scoreboard, spring 2003 update, COM (2003) 225 final.
- Rozporządzenie Rady (WE) Nr 1407/2002 z dnia 23 lipca 2002 r. w sprawie pomocy państwa dla przemysłu węglowego.
- Dla porównania – sektorowa pomoc publiczna dla górnictwa w Polsce w roku 2002 wyniosła 1 712 mln zł, w roku 2003 – 17 488,5 mln zł (Raport o pomocy publicznej w Polsce udzielonej przedsiębiorcom w 2003 r., UOKiK 2004). Kursy

- średnie roczne Euro w 2002 i 2003 r. wyniosły odpowiednio 3,8557 i 4,3978 zł (dane NBP).
- Dyrektywa 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 9 grudnia 1996 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego.
- Całkowita kwota kosztów osieroconych uznanych przez KE w 2004 r. przypadku Włoch wyniosła 2 315 mln Euro, *Report on Competition Policy 2004*, SEC (2005) 805 final.
- Decyzja Komisji z dnia 16 grudnia 2003 r. w sprawie pomocy państwa przyznanych przez Francję przedsiębiorstwu EdF oraz sektorowi elektrycznemu, Dz. U. UE L z dnia 22 lutego 2005 r.

francuski argumentu, wypełniania przez EdF „zadań służby publicznej”. Francja w trakcie postępowania nie przedstawiła jednak ani zakresu, ani kosztów związanych z tym obowiązkiem, które by pozwoliły na porównanie wielkości zobowiązań państwa wobec przedsiębiorstwa z wysokością kosztów wynikających z wypełniania zadań służby publicznej. W decyzji Komisji Francja została zobowiązana do cofnięcia gwarancji.

Druga sprawa dotyczyła korzyści wynikających z niezaplacenia przez EdF podatku od spółek, powstałego podczas restrukturyzacji bilansu w roku 1997, należnego od części rezerw księgowych utworzonych na zwolnienie z podatku z tytułu odnowienia ogólnej sieci dostaw energii. Komisja również w tym przypadku stwierdziła zaistnienie niezgodnej z prawem pomocy publicznej i nakazała EdF zwrot należności do skarbu państwa w wysokości 888,89 mln € wraz z odsetkami (liczonymi od dnia oddania EdF wskazanych kwot).

Ostatnia ze spraw uwzględnionych w Decyzji dotyczyła planowanej przez rząd francuski reformy branżowego systemu emerytalnego. Dotychczas system ten był odrębny od systemu powszechnego i finansowany ze składek pracowników i z wkładu przedsiębiorstw tego sektora. Zarządzała nim wspólna służba wcielona do EdF i GdF (Gaz de France). Projekt przewidywał, że nabyte uprawnienia szczególne pracowników zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej zostaną utrzymane i będą finansowane ze składki taryfowej. Pobierana byłaby ona od każdego z odbiorców końcowych jako część taryfy za korzystanie z sieci, niezależnie od rzeczywistego zużycia energii. Komisja uznała zwolnienie przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku płacenia składki za pomoc zgodną z zasadami wspólnego rynku (art. 87 ust. 3 lit. c) Traktatu). Stwierdziła, że dotychczasowy system stanowił przeszkodę dla wejścia na francuski rynek energii elektrycznej i gazu, a zgłoszona reforma pozwala na zniesienie tych barier. Potraktowała je bowiem w sposób zbliżony do kosztów osieroconych sektora, a nowy system jako pomoc mającą na celu ułatwienie przekształcenia w konkurencyjny sektor energii.

Przypadek British Energy

W 2002 roku British Energy plc (BE), jedyny prywatny operator elektrowni atomowych w Wielkiej Brytanii¹⁰⁾, w wyniku m.in. spadku cen energii elektrycznej na rynku hurtowym, nieplanowanych przestoju oraz dużych kosztów nieuniknionych (czyli takich, których można uniknąć jedynie zaprzestając wytwarzania energii lub zamykając elektrownie) znalazł się na skraju bankructwa. Chcąc uniknąć postępowania upadłościowego zarząd firmy zwrócił się do rządu z prośbą o pomoc. Przyznane przez państwo wsparcie finansowe zostało zatwierdzone przez Komisję jako pomoc na ratowanie przedsiębiorstwa. Niemniej, po przedstawieniu przez rząd brytyjski progra-

mu restrukturyzacyjnego, KE uznała, że państwo stwarza selektywną przewagę konkurencyjną BE w sektorze. Komisja wyraziła wątpliwości czy zaproponowane środki pomogą odzyskać rentowność przedsiębiorstwa (niektóre były przewidziane do 2086 r.). Stwierdziła, że poprawa sytuacji BE będzie wynikiem nie tyle wewnętrznych przemian, ale raczej pomocy zewnętrznej rządu. W związku z tym Komisja, na podstawie art. 88 (2) Traktatu, wszczęła postępowanie wyjaśniające¹¹⁾.

Wspomaganie energetyki jądrowej

Energetyka jądrowa podlega szczególnym unormowaniom, bowiem oprócz powszechnie stosowanych zasad pomocy publicznej, podlega ona regulacjom Traktatu ustanawiającego Europejską Wspólnotę Energii Atomowej. Jest to jedyny tego rodzaju dokument w całości poświęcony rozwojowi jednego źródła energii. W pierwszych latach stosowania Traktatu ustanawiającego EWEA pomoc publiczna stanowiła część polityki mającej na celu promocję i rozwój energetyki jądrowej. Skutkiem tego był znaczny rozwój tego rodzaju technologii. Poza pracami badawczymi w zakresie zarządzania odpadami radioaktywnymi oraz bezpieczeństwa jądrowego, środki finansowe przeznaczane były głównie na inwestycje (budowę nowych mocy wytwórczych). Niemniej, częściowo pod wpływem opinii publicznej, od końca lat 80-tych nie wykorzystano tej możliwości do budowy nowej elektrowni jądrowej.

Energetyka jądrowa charakteryzuje się odmienną w porównaniu do technologii wykorzystujących paliwa kopalniane, strukturą kosztów. Najistotniejszą część stanowią inwestycje, obejmujące koszt zamknięcia elektrowni jądrowych oraz zarządzanie odpadami radioaktywnymi.

Tabela 2. Struktura kosztów wytwarzania energii elektrycznej w zależności od rodzaju źródeł energii

Koszty	Paliwo jądrowe [%]	Paliwa kopalniane [%]
Inwestycje	57	15-25
Koszty eksploatacyjne	23	7-15
Paliwo	20	50-70

Źródło: State Aid Scoreboard Spring 2003 update, COM (2003) 225 final.

Likwidacja elektrowni jądrowej jest procesem kosztownym i złożonym technicznie. Operatorzy elektrowni jądrowych zobowiązani są gromadzić, od rozpoczęcia działalności wytwórczej, środki finansowe na pokrycie kosztów związanych z końcowym etapem życia elektrowni, zgodnie z zasadą „zanieczyszczający płaci”. Szacuje się, że wysokość kosztów związanych z rewitalizacją terenów, na których znajduje się elektrownia jądrowa stanowi 10-15% kosztu wyjściowego inwestycji na każdy reaktor

10) British Energy zostało sprywatyzowane przez rząd brytyjski w 1996 r. Posiada 8 elektrowni atomowych w Wielkiej Brytanii, których łączna moc zainstalowana wynosi 9820 MW.

11) Decyzja Komisji z dnia 22 września 2004 r. w sprawie pomocy państwa, jakiej Wielka Brytania planuje udzielić British Energy plc, 2005/407/WE, Dz. U. UE L z 6 czerwca 2005 r.

przeznaczony do likwidacji¹²⁾. Cena energii elektrycznej powinna zawierać więc koszty związane z tym procesem (internalizacja kosztów). Zważywszy, że fundusze są zbierane przez cały okres aktywności reaktora, koszt na jednostkę wytworzonej energii elektrycznej powinien być wystarczająco niski, by nie powodować nieuzasadnionego zniekształcenia konkurencji wśród wytwórców. Przeprowadzone przez Komisję Europejską badanie wskazało, że w poszczególnych państwach członkowskich istnieją znaczące różnice w zakresie strategii likwidacji oraz w sposobie zarządzania zasobami finansowymi.

W ostatnim roku kwestia zarządzania funduszami przeznaczonymi na likwidację elektrowni jądrowych stała się przedmiotem postępowania wyjaśniającego Komisji Europejskiej.¹³⁾ Sprawa ta jest jednocześnie dowodem na to, że rząd brytyjski, pomimo zaangażowania w proces liberalizacji rynku energii elektrycznej, nie waha się po raz kolejny sięgnąć po środki, które w sposób niemal naturalny niwelują efekty wolnego rynku energii. 1 kwietnia 2005 r. rozpoczęła działalność Agencja ds. Likwidacji Obiektów Jądrowych (ang. *Nuclear Decommissioning Agency*), organ publiczny powołany tamtejszym prawem energetycznym. Zadaniem jego będzie likwidacja rządowych obiektów jądrowych. Agencji zostaną przekazane obiekty należące do UK Atomic Energy Agency (UKAEA) oraz większość obiektów stanowiących własność British Nuclear Fuels Limited (BNFL) wraz z funduszami prze-

znaczonymi na częściowe pokrycie kosztów likwidacji reaktorów. Brakującą część, oszacowaną na wysokość od 0 do 2 mld £, pokryje rząd Wielkiej Brytanii. Ze względu na fakt, że BNFL, w przeciwieństwie do UKAEA, prowadzi działalność handlową Komisja Europejska uznała, że proponowana metoda spełnia kryterium selektywności, ponieważ stawia BNFL w korzystniejszej sytuacji w porównaniu do konkurentów, poprzez zwolnienie tej firmy ze zobowiązań wynikających z zasady „zanieczyszczający płaci” i pokrycie jej zobowiązań ze środków publicznych. Komisja Europejska przeanalizowała sprawę pod kątem zasad pomocy państwa dla celów ochrony środowiska, następnie oceny pozytywnego wpływu wprowadzonego rozwiązania na gospodarkę Wspólnoty, a wreszcie jako pomoc państwa udzielaną dla celów ratowania i restrukturyzacji firm znajdujących się w trudnej sytuacji i jako zadośćuczynienie za świadczenie usług będących w ogólnym interesie gospodarczym. Badanie wstępne pozwoliło stwierdzić, że pomoc udzielona BNFL nie spełnia prawdopodobnie kryteriów żadnej z wymienionych dopuszczalnych form pomocy publicznej, a w sprawie będzie toczyć się postępowanie.

Znaczący poziom gromadzonych środków oraz różnicowany i mało przejrzysty sposób dysponowania nimi powodują, zwłaszcza w kontekście liberalizacji rynku energii elektrycznej, że kwestie funduszy gromadzonych na m.in. likwidację elektrowni jądrowych od kilku lat stają się tematem niezwykle drażliwym. W wyrażonym ostatnio

Tabela 3. Charakterystyka wielkości produkcji energii elektrycznej w jądrowych źródłach energii oraz strategii i sposobu zarządzania funduszami na likwidację elektrowni jądrowych i zarządzanie odpadami radioaktywnymi

Państwo członkowskie	Strategia likwidacji	Zarządzanie zasobami finansowymi	Kwota obecnie dostępna
Litwa	natychmiastowa	zewnętrzne	69 mln € (2004)
Słowacja	rozłożona w czasie	- „ -	317 mln € (marzec 2004)
Szwecja	brak decyzji	- „ -	29 mld SEK (2003)
Finlandia	natychmiastowa	- „ -	1,3 mld € (2004)
Hiszpania	natychmiastowa	- „ -	1,73 mld € (2003)
Słowenia	natychmiastowa	- „ -	104 mln € (2003)
Włochy	natychmiastowa	- „ -	b.d.
Czechy	rozłożona w czasie	- „ -	b.d.
Węgry	rozłożona w czasie	- „ -	ok. 60 mln €
Holandia	rozłożona w czasie	- „ -	120 mln € (2001)
Belgia	brak decyzji	inne	b.d.
Wielka Brytania	brak decyzji	inne	334 mln £ (2003)
Niemcy	natychmiastowa	wewnętrzne ¹⁴⁾	b.d.
Francja	brak decyzji	wewnętrzne	9,4 mld € (likwidacja) + 10,2 mld € (przetwarzanie) + 3,7 mld € (odpady)

Źródło: Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego i Rady, Raport w sprawie wykorzystywania zasobów finansowych przeznaczonych na likwidację elektrowni jądrowych, COM (2004) 719, końcowy.

12) Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego i Rady, Raport w sprawie wykorzystania zasobów finansowych przeznaczonych na likwidację elektrowni jądrowych, COM (2004) 719, końcowy.

13) Pomoc państwa C 39/2004 (ex N 613/2003) – Nuclear Decommissioning Agency, Zaproszenie do przedkładania uwag zgodnie z art. 88 ust. 2 Traktatu WE (2004/C 315/05).

14) Zasoby przeznaczone na likwidację zapisane są w formie rezerw w księgowości producentów energii elektrycznej. Pozwala na bardzo elastyczne wykorzystywanie gromadzonych środków i nie gwarantują, że będą wykorzystane do celów, do których zostały stworzone.

Komunikacie¹⁵⁾ Komisja Europejska stwierdziła, że zarządzanie funduszami na zasadach komercyjnych nie jest zjawiskiem negatywnym. Wskazano natomiast ograniczenie sposobów inwestowania i niedopuszczenie do wykorzystania tych pieniędzy na przejmowanie konkurencyjnych przedsiębiorstw. Fundusze nie mogą być subsydiowane np. przez działalność przesyłową, bądź też stanowić przedmiotu bezpośredniej pomocy publicznej. Z tego względu można odnaleźć tu pewną paralelę do kosztów osieroconych, gdzie ważne było określenie wpiętych ich wysokości, zasad pokrywania i weryfikacji pod kątem zasad pomocy publicznej. Komisja podkreśla, że wszelkie kroki muszą być podejmowane jednak w kontekście bezpieczeństwa jądrowego – środki te muszą być w wystarczającej ilości w momencie zamknięcia reaktora, tak aby umożliwić właściwe, zgodne z wymogami bezpieczeństwa postępowanie.

Podsumowanie

Sektor energii Unii Europejskiej czerpie z różnych form pomocy ogromne korzyści. Dofinansowywane są od kilkudziesięciu lat różnorakie formy działalności (wydobycie, generacja energii elektrycznej) oraz różne źródła energii. Państwa członkowskie zapewne posiadają bogate doświadczenia w tym zakresie i łatwo nie zrezygnują

z dostępnych im możliwości. Przedstawione przykłady wskazują, że kwoty przeznaczane na wspomaganie są znaczne i deformują konkurencję na rynku energii. Z tym większym zainteresowaniem należy oczekiwać wniosków z przeprowadzonego ostatnio przez dyrekcję ds. konkurencji badania sektora energetycznego w Unii Europejskiej.

Warto też zastanowić się nad sposobem wykorzystania pomocy publicznej dla polskiej energetyki. I nie dotyczy to tylko KDT, ale też kwestii, które mogą stać się przedmiotem decyzji w niedalekiej perspektywie, jak budowa nowych mocy wytwórczych.



Autorka jest pracownikiem Departamentu Promowania Konkurencji URE

15) Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego i Rady, Raport w sprawie wykorzystywania zasobów finansowych przeznaczonych na likwidację elektrowni jądrowych, COM (2004) 719, końcowy.

KOMISJA EUROPEJSKA WOBEC SYTUACJI NA RYNKU ROPY NAFTOWEJ. PLAN KOMISARZA DS. ENERGII ANDRISA PIEBALGSA

Samer Masri, Rafał Rosłon, Katarzyna Szwed-Lipińska

Komisja Europejska 6 września br. poddała analizie sytuację na rynku ropy i sposoby przeciwdziałania niekorzystnym tendencjom. Zainteresowanie KE przedmiotową problematyką jest spowodowane wpływem cen ropy na wzrost gospodarczy i dobrobyt obywateli Wspólnoty. Wysokie ceny mogą spowolnić wzrost gospodarczy w UE oraz wpłynąć negatywnie na proces realizacji strategii lizbońskiej: „Polityka energetyczna Komisji, od pewnego już czasu, skupia się na szeregu środków celem przeciwdziałania temu wzrostowi. Europa wskazuje drogę światu, odpowiadając na powyższe wyzwanie

w sposób rozważny, spójny i zgodny z wymogami środowiska. Niemniej jednak obecne ceny i ich negatywny efekt z punktu widzenia obywateli Unii Europejskiej, zmusza do podwojenia naszych wysiłków w tym zakresie.”¹⁾ Komisja uznała, że Unia Europejska już wkłada najwięcej wysiłków nakierowanych na **zmniejszenie popytu na energię**, ale mimo to istnieje dalsza potrzeba **zwiększenia podaży ropy i gazu**, jak również zdolności przerobowych; potwierdziła, że odpowiedzią na ceny energii w średnim i długim

1) Wypowiedź Komisarza Andrisa Piebalgsa, IP/05/1101.

okresie jest zwiększanie zaufania do innych form (źródeł) energii oraz podniesienie poziomu przejrzystości i przewidywalności rynków ropy. Wreszcie Komisja podkreśliła, że powinny zostać podjęte bardziej efektywne działania w obszarze utrzymania odpowiedniego poziomu rezerw ropy. Komisja docenia różne decyzje Międzynarodowej Agencji Energii przyczyniające się do stabilizacji rynku ropy, jednocześnie uważa za niezbędną pewną formę współpracy w utrzymaniu określonych wielkości rezerw ropy na poziomie Wspólnoty (w zgodzie z zasadą subsydiarności).

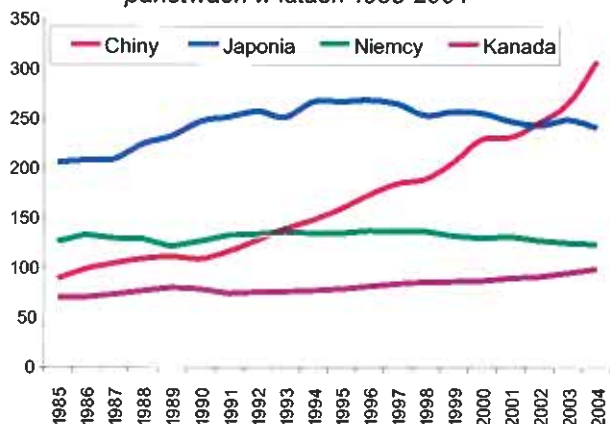
Podstawą konkretnych przedsięwzięć jest plan przygotowany przez Komisarza do spraw energii Andrisa Piebalgsa³⁾. W pierwszej części dokumentu została zawarta ocena stanu rynku ropy i przyczyn braku jego stabilizacji, w części drugiej zaprezentowano pięć obszarów wzmożonej aktywności Komisji.

I. Charakterystyka obecnej sytuacji

Cena jednej baryłki ropy naftowej osiąga coraz to wyższe ceny³⁾, pozostając jednak w cenach stałych poniżej szczytowej ceny z lat 70-tych. Dopóki – w roku 2003 oraz 2004 – aprecjacja euro, w stosunku do dolara, niwelowała skutki wzrostu cen ropy naftowej sytuacja była mniej niepokojąca, obecnie jest jednak inaczej. Dodatkowo wystąpiły nowe czynniki, które poważnie wpływają na stan zrównoważenia rynku ropy i tym samym na poziom ceny, czyli m.in.:

- szybsze, w ostatnich latach, tempo wzrostu popytu niż podaży⁴⁾, aczkolwiek różne w poszczególnych krajach (interesującą tego ilustracją jest rys. 1),

Rysunek 1. Zużycie ropy naftowej oraz produktów naftowych (w milionach ton) w niektórych państwach w latach 1985-2004^{*)}



^{*)} Zużycie na lądzie, powiększone o zużycie przez międzynarodowy transport lotniczy i morski oraz zużycie i straty w rafineriach. Źródło: URE na podstawie danych BP Statistical Review of World Energy, June 2005 r.

- 2) Źródło: część przypisów pochodzi od autorów opracowania.
- 3) Dodatkowe informacje na temat ropy naftowej zamieszczone zostały w bieżącym numerze Biuletynu URE.
- 4) Największą dynamikę wzrostu zanotowano w Chinach, gdzie popyt w ciągu ostatnich trzech lat wzrósł o 65%. Przy czym, wzrost popytu na świecie w 2004 r. wyniósł 2,4 miliona baryłek dziennie (mb/d), natomiast obecne rezerwy wydobycia umożliwiają zwiększenie podaży w krótkim okresie jedynie o 2 mb/d, z których większość znajduje się w Arabii Saudyjskiej.

- brak inwestycji w nowe moce eksploatacyjne i rafinerijne.

Jednocześnie, ze względu na niską elastyczność cenową podaży i popytu na ropę naftową (czynniki krótkotrwale mają duży wpływ na cenę), jeżeli dochodzi do nagłego zaburzenia podaży (skutki huraganu Katrina), to rynek reaguje nerwowo i jest też bardziej podatny na spekulacje (dlatego zrozumiałe są zalecenia Międzynarodowej Agencji Energii, aby uwolnić zapasy strategiczne ropy naftowej w celu zniwelowania tych skutków). Istotne dla całej gospodarki są skutki wzrostu cen ropy naftowej na ceny gazu i energii elektrycznej (ceny gazu poruszają się zgodnie z cenami ropy naftowej, natomiast duża część energii elektrycznej w UE wytwarzana jest z gazu ziemnego).

II. Kierunki i sposoby działania

W kontekście powyższego Komisja zdefiniowała pięć głównych obszarów, w ramach których podjęła działania zmierzające do intensyfikacji dotychczasowych środków oraz wdrożenia nowych – lepszych – rozwiązań.

1. Zmniejszenie popytu na energię

Najlepszą metodą na zmniejszenie wzrostu cen ropy jest w długim okresie czasu stabilizacja popytu na ropę, a następnie jego redukcja, zarówno w ramach obszaru Wspólnoty, jak i na poziomie ogólnosiwiatowym.

UE realizuje szereg programów zwiększenia efektywności energetycznej. Programy te zawarte są m.in. w *Dyrektywie w sprawie efektywności energetycznej w budownictwie*⁵⁾ oraz w *projekcie Dyrektywy dotyczącej eko-projektowania wyrobów zużywających energię*⁶⁾. Ponadto przygotowywana jest *Dyrektywa w sprawie efektywnego wykorzystania energii przez odbiorców końcowych oraz usług energetycznych*⁷⁾, której celem jest m.in. redukcja zużycia energii we wszystkich krajach członkowskich o 1% rocznie.

Zmniejszeniu popytu na energię dodatkowo sprzyjała polityka fiskalna w zakresie opodatkowania energetyki i transportu.

W czerwcu 2005 r. Komisja przyjęła „Zieloną księgę o efektywności energetycznej”, w której wykazano, że UE mogłaby w opłacalny sposób zmniejszyć obecne zużycie energii o 20%, co wiązałoby się z realizacją celów z Lizbony i Kioto oraz wpłynęłoby na zmniejszenie zależności UE od importowanych węglowodorów. Tym samym osłabiłoby to presję na ceny ropy. Gdyby całkowicie wdrożyć istniejące prawodawstwo, można by już obecnie uzyskać oszczędność energii w granicach

- 5) Directive 2002/91/EC of the European Parliament and of the Council of 16 December 2002 on the energy performance of buildings – OJ L 001 z dnia 4 stycznia 2003 r.
- 6) The Proposal for a Directive of the European Parliament and the Council establishing a framework for the setting of eco – design for energy – using products – COM (2003) 453 final, 2003/0172 (COD).
- 7) The Proposal for a Directive of the European Parliament and the Council on the promotion of End – use efficiency and Energy services – COM (2003) 739 final, 2003/0300 (COD).

10%. W dokumencie zapowiedziano przyjęcie w 2006 r. konkretnego *Planu Działania* określającego sposoby osiągnięcia założonych celów.

Najważniejsze jest jednak to, aby osiągać rzeczywisty postęp w zwiększaniu oszczędności energii, a także uczynieniu powyższej idei priorytetem nie tylko unijnym, ale także ogólnosiwiatowym.

W związku z powyższym Komisja Europejska, powinna:

- przyspieszyć przygotowanie *Planu Działania* realizującego założenia *Zielonej Księgi*;
- zwiększyć presję na kraje członkowskie, aby szybko implementowały *Dyrektywę w sprawie efektywności energetycznej w budownictwie*;
- doprowadzić, na grudniowym posiedzeniu Rady do Spraw Energii, do porozumienia w sprawie projektu *Dyrektywy w sprawie usług energetycznych*;
- zorganizować w listopadzie br., wspólnie z brytyjską Prezydencją, międzynarodową konferencję o efektywności energetycznej;
- promować efektywność energetyczną zarówno w ramach Międzynarodowej Agencji Energii, jak i dwustronnych stosunków Unii Europejskiej z krajami trzecimi (przykładem takiej współpracy jest umowa z marca 2005 r. z Chinami oraz z 7 września 2005 r. z Indiami).

W celu przygotowania skutecznych metod zwiększenia w sposób opłacalny efektywności energetycznej zostało utworzone nowe Forum Zrównoważonej Energii (na wzór – udanych – Florenckiego i Madryckiego). W tym zakresie Komisja Europejska uzyskała mocne poparcie Parlamentu Europejskiego.

2. Konieczność różnicowania źródeł energii

Najbardziej logiczną reakcją na wciąż wzrastające ceny ropy naftowej jest, jak się wydaje, skupienie wysiłków na możliwie szerokim i wszechstronnym wykorzystaniu alternatywnych, przyjaznych środowisku źródeł energii. W tym kontekście, szczególna rola niewątpliwie przypadać będzie ich odnawialnym i ekologicznie czystym formom, których poziom konkurencyjności rynkowej ulega wyraźnej i systematycznej poprawie. Wysokie ceny ropy mogą być szansą dla energii ze źródeł alternatywnych i przyjaznych środowisku. Można wykorzystać obecną sytuację do podjęcia działań, które wprawdzie są kosztowne, ale warto je ponieść, aby wypełnić zobowiązania z Kyoto, zmniejszyć zależność od importowanej ropy i gazu, a zarazem polepszyć pozycję konkurencyjną gospodarki europejskiej.

Unia Europejska, dostrzegając konieczność wzmocnienia tego rodzaju aktywności, od kilku już lat podejmuje działania w tym zakresie. Wymiernym tego rezultatem jest między innymi uchwalenie w 2001 r. *Dyrektywy 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych*⁹⁾. W myśl jej postanowień, do roku 2010 udział energii elektrycznej

wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii powinien osiągnąć poziom 21% ogólnego zużycia energii elektrycznej w ramach Wspólnoty⁹⁾. Podobnym rozwiązaniem zwiększającym udział alternatywnych źródeł energii jest *Dyrektywa 2003/30/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 8 maja 2003 r. w sprawie wspierania wykorzystania w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych*¹⁰⁾. Określone bodźce ekonomiczne promujące rozwój odnawialnych źródeł energii, przewidziane zostały także w postanowieniach wspólnotowych regulacji fiskalnych¹¹⁾.

Mimo, iż powołane akty prawne przynoszą już pierwsze, widoczne rezultaty – dla przykładu Unia Europejska dysponuje dziś 72% światowej mocy zainstalowanej w energii wiatrowej – to z całą pewnością cele w nich wyznaczone nie zostały jeszcze osiągnięte. W konsekwencji, prowadzi to do konieczności nie tylko kontynuowania, ale przede wszystkim intensyfikowania wszelkich działań bezpośrednio lub pośrednio zmierzających do ich realizacji¹²⁾.

Zagadnienia związane z rozwojem energii odnawialnej znajdują się w centrum szczególnego zainteresowania Komisji Europejskiej, nie mniej jednak jako nie jedyne, bowiem dużą uwagę organ ten poświęca również energii nuklearnej i węglowej, upatrując w nich komplementarnych źródeł zaopatrzenia, warunkujących bezpieczeństwo energetyczne Wspólnoty. Komisja zastrzega jednocześnie, iż ewentualne wykorzystanie energii nuklearnej stanowi przedmiot suwerennej decyzji każdego państwa członkowskiego. Jest wielce jednak prawdopodobne, że w przewidywalnej przyszłości energia atomowa wciąż będzie odgrywać znaczącą rolę w zapewnianiu bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej. Odrębną kwestią jest udział tej energii w stosunku do energii pochodzącej z innych źródeł.

17% realizowanych obecnie dostaw energii elektrycznej pochodzi z surowców węglowych. Dążąc do efektywnego wykorzystywania węgla jako surowca energetycznego w dłuższej perspektywie czasowej, a tym samym do minimalizacji niestety wciąż powiększającego się uzależnienia od gazu, istnieje konieczność intensywnego rozwoju technologii wychwytywania i magazynowania dwutlenku węgla.

9) Przedmiotowa dyrektywa określa tzw. cele indykatywne w odniesieniu do poszczególnych państw członkowskich.

10) Art. 3 przedmiotowej dyrektywy nakłada na państwa członkowskie obowiązek wprowadzenia, zgodnie z narodowymi celami wskaźnikowymi minimalnej proporcji biopaliw i innych paliw odnawialnych, na ich rynki wewnętrzne. Wartość odniesienia dla tych celów wynosi 5,75% i naliczana jest na podstawie zawartości energii benzyny i oleju napędowego do celów transportowych, znajdującej się na ich rynkach przed 31 grudnia 2010 r.; OJ L 123 z 17 maja 2003 r.

11) Zob. między innymi Art. 15 oraz Art. 16 *Dyrektywy Rady 2003/96/WE z dnia 27 października 2003 r. w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej*; OJ L 283 z 31 października 2003 r.

12) W szczególności sposób odnosi się to właśnie do rozwoju rynku energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych.

8) OJ L 283 z 27 października 2001 r.

W tej sytuacji Komisja powinna się skupić na następujących działaniach:

- zwiększenie wykorzystania występującej, w znacznych ilościach na terenie UE, biomasy, stanowiącej realne źródło energii dla poszczególnych państw członkowskich; do końca bieżącego roku zamierza się przygotować tzw. Plan Działania w obszarze Biomasy (tzw. Biomass Action Plan);
- rozwijanie badań nad energią wiatrową, energią fal oraz energią słoneczną i wodorową (zwłaszcza pod kątem jej potencjalnego wykorzystania w transporcie), jak również, z uwagi na założenia Siódmego Programu Ramowego, rozwoju badań w zakresie udoskonalania technologii czystej sekwestracji węgla¹³⁾. Dyrektywa w sprawie Biopaliw będzie częścią Planu Działania w obszarze Biomasy. Komisja zamierza przyjąć komunikat w tej sprawie w pierwszej połowie 2006 roku;
- kontrolowanie właściwego wdrożenia, do krajowych porządków prawnych, postanowień *Dyrektywy o biopaliwach*, przy czym do zakończenia procesu implementacji polityka Unii Europejskiej w przedmiocie biopaliw będzie częścią wspólnotowej polityki w obszarze biomasy¹⁴⁾;
- przedłożenie, do końca 2005 r. *Komunikatu w sprawie schematów wsparcia finansowego odnawialnych źródeł energii w poszczególnych państwach członkowskich*.

Zagadnienia z zakresu efektywnego promowania rozwoju odnawialnych źródeł energii będą także przedmiotem dyskusji, wspomnianego powyżej Forum Zrównoważonej Energii.

3. Zwiększenie przejrzystości i przewidywalności rynków ropy naftowej

Jest rzeczą oczywistą, że występuje wiele niejasności w funkcjonowaniu światowych rynków ropy naftowej, co sprzyja różnego rodzaju spekulacjom cenowym. Europa, szczególnie Komisja, mogą i powinny podjąć wszelkiego rodzaju działania intensyfikujące dotychczasowe kroki zmierzające do całkowitego wyeliminowania lub przynajmniej ograniczenia takiego stanu rzeczy. W świetle powyższego Komisja Europejska zamierza:

- rozpocząć tak szybko, jak to tylko będzie możliwe, publikowanie – dwa razy w miesiącu – skonsolidowanych statystyk zwiększających przejrzystość procesu dostaw ropy naftowej do UE w imię pewności i bezpieczeństwa;
- stworzyć w ramach DG TREN nową jednostkę pod nazwą „Jednostka do spraw monitorowania rynków gazu i ropy naftowej” – propozycja ta zostanie zaprezentowana w najbliższym czasie;

13) Platforma Technologiczna ukierunkowana na realizację tego rodzaju działań powstała niedawno z inicjatyw Komisji.

14) Do czasu osiągnięcia celu 5,75%, Bio – fuels Policy stanowić będzie zatem integralną część Biomass Action Plan. Komisja Europejska zamierza przyjąć *Komunikat w sprawie polityki o biopaliwach* w początkach 2006 r.

- powołać nowe forum – Forum Paliw Stałych (Kopalnych) – bazujące na udanych doświadczeniach Forum Florenckiego i Madryckiego¹⁵⁾. Zakłada się, iż w jego pracach uczestniczyć będą przedstawiciele Komisji, państwa członkowskie oraz reprezentanci sektora. Zadania Forum skupią się przede wszystkim wokół identyfikacji środków umożliwiających większą stabilność i przewidywalność rynków gazu i ropy naftowej.

4. Wzrost dostaw gazu i ropy naftowej

Mimo, iż priorytetem bieżących działań Wspólnoty w sektorze energetycznym jest redukcja zużycia energii oraz rozwój alternatywnych i czystszych źródeł zaopatrzenia w ten surowiec, to ze względu na zarówno krótko-, jak i średniookresowe przewidywania dalszego wzrostu zapotrzebowania na ropę naftową, a tym samym zwiększonych potrzeb rafinacyjnych¹⁶⁾, Komisja Europejska zamierza:

- współpracować z krajami producentkami – w tym między innymi w ramach energetycznego dialogu pomiędzy UE a Rosją i Norwegią – dążąc do upowszechniania jasnych zasad rynku, rozwoju inwestycji, a także lepszego klimatu inwestycyjnego;
- kontynuować dialog pomiędzy UE a państwami OPEC¹⁷⁾;
- rozwijać współpracę regionalną oraz współpracę dwustronną z innymi producentami basenu Morza Śródziemnego oraz Środkowego Wschodu¹⁸⁾;
- kontynuować rozmowy prowadzone obecnie przez Komisarza ds. energii z głównymi europejskimi firmami naftowymi;
- wykorzystać Forum Paliw Stałych dla polepszenia klimatu inwestycyjnego, promowania nowych, czystych technologii służących redukcji negatywnego wpływu na środowisko związanego ze zwiększonym wykorzystaniem ropy naftowej i gazu na świecie.

5. Skuteczna reakcja na sytuacje kryzysowe

Zgodnie z prawem Unii Europejskiej wszystkie państwa członkowskie mają obowiązek utrzymania 90-dniowych rezerw – zwyczajowej konsumpcji ropy naftowej na wypadek krótkoterminowych przerw w dostawach tego surowca.

Za międzynarodową współpracę w sytuacjach kryzysowych – spowodowanych przerwami w dostawach ropy

15) Pierwsze spotkanie Forum odbędzie się w dniach 19-20 października w Berlinie.

16) Zwłaszcza biorąc pod uwagę ostatni poziom konsumpcji tego surowca w USA, czy w Chinach.

17) Pierwsze spotkanie odbyło się w dniu 9 czerwca 2005 r. Kilka następnych zostało już ustalonych, włącznie z jednym spotkaniem poświęconym wyłącznie zagadnieniom związanym z rozwojem rynku ropy naftowej – zaplanowanym na drugą połowę 2005 r.

18) Tego rodzaju współpraca jest obecnie analizowana, podobnie jak współpraca z innymi krajami sąsiedzkimi w kontekście Sąsiedzkiej Polityki Unii Europejskiej.

naftowej – odpowiada przede wszystkim Międzynarodowa Agencja Energii (IEA), nie mniej jednak Wspólnota musi w tym zakresie odegrać swoją własną rolę, ponieważ nie wszystkie państwa członkowskie UE są zarazem członkami MAE. Ponadto rozważyć także należy możliwość członkostwa UE w MAE w celu wzmocnienia jej pozycji w przedmiotowej organizacji, jak również w celu lepszego zarządzania i koordynacji dostawami strategicznymi.

Komisja zamierza regularnie¹⁹⁾ zwoływać *Grupę ds. Wspólnotowych dostaw ropy naftowej* z zamiarem przygotowania instrumentów pomocnych w reagowaniu na niestabilne ceny ropy naftowej. W konsekwencji powyższego państwa członkowskie zostaną poproszone o poinformowanie Komisji o ich narodowych planach na wypadek przerw w dostawach ropy naftowej.

W 2002 r. Komisja przedstawiła *projekt Dyrektywy, ukierunkowanej na stworzenie Wspólnotowego mechanizmu koordynacji dostaw ropy naftowej w państwach członkowskich*.

Projekt przedmiotowej dyrektywy został odrzucony przez Radę i Parlament Europejski. Mimo to, coraz bar-

dziej oczywista potrzeba koordynacji tego rodzaju działań na poziomie wspólnotowym zadecydowała o jej aktualności, sprawiając, iż kwestie te będą nadal dyskutowane, między innymi podczas pierwszego spotkania Forum Paliw Stałych, celem ponownego przedłożenia zrewidowanej propozycji przedmiotowej dyrektywy w 2006 r.

Konkluzje

Uporanie się z konsekwencjami wysokich cen ropy naftowej stanowi dziś zadanie dla wielu różnych podmiotów, reprezentujących zarówno interesy prywatne, jak i publiczne, w tym zwłaszcza dla Komisji Europejskiej, która zamierza kontynuować w tym obszarze współpracę z państwami członkowskimi, państwami trzecimi oraz z przedstawicielami szeroko rozumianego sektora przemysłu. Przedsięwzięte przez Komisję środki, zarówno te już realizowane, jak i te znajdujące się dopiero w fazie planowania, doskonale obrazują rolę, którą organ ten niewątpliwie odegra w procesie kształtowania stabilnych i ekonomicznie uzasadnionych cen ropy naftowej.



Samer Masri



Rafał Roston



Katarzyna Szwed-Lipińska

Autorzy są pracownikami Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

**Warunki prenumeraty na rok 2006
Biuletynu Urzędu Regulacji Energetyki
na stronach 127-128**

19) Spotkanie odbyło się 9 września 2005 r.

DWUNASTE SPOTKANIE EUROPEJSKIEGO FORUM REGULACJI SEKTORA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Zofia Janiszewska

Dwunasta runda Forum Florenckiego odbyła się 1-2 września 2005 roku w mieście, z którym wiążą się początki tej instytucji – platformy dyskusji i wymiany opinii między uczestnikami rynku energii elektrycznej – powracając po kilkuletniej przerwie z Rzymu do Florencji. Uczestnikami Forum byli przedstawiciele Komisji Europejskiej (DG TREN, DG COMP), krajów członkowskich (ministerstw właściwych w sprawach sektora energii elektrycznej), CEER/ERGEG, krajowych organów regulacyjnych oraz międzynarodowych stowarzyszeń przemysłowych i konsumenckich¹⁾. W Forum uczestniczyli także przedstawiciele krajów niebędących członkami UE, zainteresowanych przyszłym uczestnictwem w europejskim rynku energii elektrycznej (w tym przedstawiciel Szwajcarii).

We wstępnym wystąpieniu przedstawiciela Prezydencji Brytyjskiej wskazano, że głównym problemem europejskiego rynku energii elektrycznej są wysokie i szybko rosnące ceny. Pojawiają się także coraz częstsze głosy wskazujące na istnienie prostego związku między procesami liberalizacji a wzrostem cen i tym samym kwestionujące sens liberalizacji rynku energii.

1. Rynki regionalne

Przedstawiciel Komisji Europejskiej przedstawił podsumowanie dokonań wstępnej rundy mini-forów, powołanych w czasie ubiegłorocznych obrad Forum Florenckiego²⁾. Osiągnięte rezultaty mini-forów to:

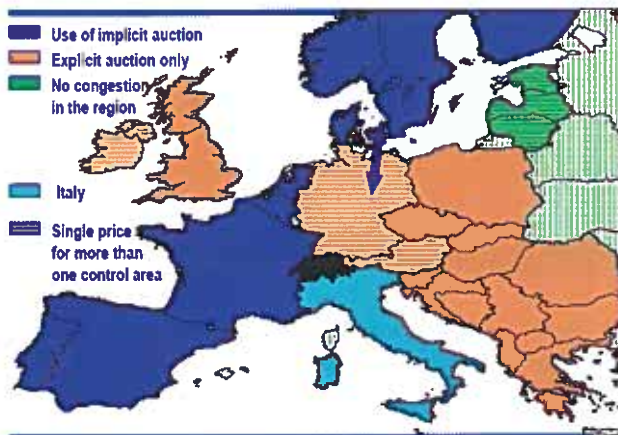
- 1) Pełna lista stowarzyszeń reprezentowanych w obradach: **ETSO** – European Transmission System Operators, **UCTE** – Union for the Coordination of Transmission of Electricity, **NORDEL** – association for electricity co-operation in the Nordic countries, **CEDEC** – European Federation of Local Public Energy Distribution Companies, **EURELECTRIC** – Union of the Electricity Industry, **EFET** – European Federation of Energy Traders, **EUROPEX** – Association of European Power Exchanges, **IFIEC** – International Federation of Industrial Energy Consumers, **CEFIC** – European Chemical Industry Council, **UNICE** (The Voice of Business in Europe), **IEA** – International Energy Agency, **EPSU** – European Federation of Public Service Unions, **EFTA** – European Free Trade Association.
- 2) Podział Europy na regiony – XI Forum Florenckie, 16-17 września 2004 r.:
 - półwysep Iberyjski (PT-ES-FR);
 - Wielka Brytania i Irlandia (IE-UK-FR);
 - Benelux (FR-BE-NL-LU-DE);
 - Włochy (FR-IT-CH-DE-AT-SI);
 - kraje nordyckie (NO-DK-SE-FI-DE-PL);
 - Europa środkowo-wschodnia (DE-PL-CZ-SK-AT-HU-SI);
 - kraje bałtyckie (EE-LV-LT).

- 1) Benelux (FR-BE-NL-LU-DE) – zarządzanie ograniczeniami z zastosowaniem *market coupling*³⁾ możliwe jest do zastosowania od 2006 r. w wymianie między Francją, Belgią i Holandią, trwają prace nad programem „Open Market Coupling”,
- 2) kraje nordyckie (NO-DK-SE-FI-DE-PL) – we wrześniu br. ma zostać uruchomiony pilotażowy program zarządzania ograniczeniami w drodze aukcji *implicit*⁴⁾ na połączeniu (kabel KONTEK) między Niemcami i Danią⁵⁾, pozostałe połączenia mają być monitorowane,
- 3) półwysep Iberyjski (PT-ES-FR) – zarządzanie ograniczeniami z zastosowaniem *market coupling* możliwe jest do zastosowania od 2006 r. w wymianie między Francją i Hiszpanią, prace nad konstrukcją rynku iberyjskiego wymagają akceptacji rządów zaangażowanych państw,
- 4) Europa środkowo-wschodnia (DE-PL-CZ-SK-AT-HU-SI) – wdrożenie od 2006 r. systemu zarządzania ograniczeniami w drodze skoordynowanych aukcji *explicit*⁶⁾ na terytorium 7 operatorów⁷⁾ i dalsze prace zmierzające do uruchomienia aukcji *implicit*,
- 5) kraje bałtyckie (EE-LV-LT) – zdiagnozowano brak ograniczeń.

Zbiorcza informacja o możliwych do zastosowania w 2006 roku metodach zarządzania ograniczeniami w wymianie międzysystemowej na terenie Europy przedstawiona jest na mapce (na następnej stronie).

Zdaniem przedstawiciela Komisji Europejskiej wyniki prac mini-forów pozwalają na optymistyczne stwierdzenie, że od przyszłego roku zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi w wymianie międzysystemowej na terenie całej Europy odbywać się będzie z wykorzystaniem metod rynkowych (aukcji). Mimo, że postawiony mini-forom cel w postaci wypracowania zasad i harmonogramu wdrożenia skoordynowanych i opartych na metodach rynkowych procedur alokacji zdolności przesyłowych (przynajmniej *day-ahead*) nie został osiągnięty, to uczestnicy forum

- 3) Metoda zarządzania ograniczeniami przesyłowymi w wymianie międzysystemowej polegająca na łączeniu odrębnych rynków w jeden region.
- 4) Aukcje, których przedmiotem jest prawo do korzystania ze zdolności przesyłowych na konkretnym przekroju.
- 5) Notowania na rynku Nord Pool Spot od dn. 5 października br.
- 6) Aukcje, których przedmiotem jest prawo do wykorzystania zdolności przesyłowych łącznie z kontraktem handlowym.
- 7) Bez Słowenii.



Źródło: Directorate General for Energy and Transport.

przyznali, że rezultaty prac są obiecujące i wobec powyższego podjęli decyzję o kontynuacji prac – kolejna runda mini-forów odbędzie się wiosną 2006 roku (z wyjątkiem mini-forum Europy środkowo-wschodniej, które ma własny – intensywniejszy harmonogram prac). Przedstawiono także postulat poszerzenia składu uczestników mini-forów np. o przedstawicieli giełd energii.

Przewodniczący CEER podkreślił znaczenie zgodnego działania państw członkowskich i harmonizacji prac mających na celu stworzenie warunków rozwoju rynków regionalnych, a w przyszłości ich integracji w jeden rynek europejski. Kluczowe elementy dla harmonijnego rozwoju rynków regionalnych to stan sieci (konieczne są inwestycje, zwłaszcza w zakresie rozbudowy połączeń międzysystemowych) i stosowanie wyłącznie rynkowych zasad wyznaczania i udostępniania zdolności przesyłowych. Warunkiem koniecznym jest też „kompatybilność” rozwiązań stosowanych na krajowych rynkach hurtowych i chodzi tu zarówno o ramy regulacyjne jak i o rozwiązania na poziomie działań operatorskich (OSP). Właściwa współpraca operatorów jest zresztą kolejnym istotnym (może – najistotniejszym) warunkiem powodzenia procesu integracji europejskiego rynku energii. Nie do pominięcia jest także zgodna polityka informacyjna i kompatybilność systemów informatycznych. Przewodniczący CEER zaapelował o współpracę w wypełnianiu istniejących luk prawnych – jeśli któremuś z krajów członkowskich doskwiera brak uregulowań w jakimś zakresie, to prace nad wypełnieniem takiej luki powinny, jego zdaniem, być poprzedzone konsultacjami na poziomie europejskim i odbywać się w możliwie szerokim gronie zainteresowanych podmiotów. Kończąc swoje wystąpienie przewodniczący CEER poinformował, że do końca br. opublikowany zostanie raport ERGEG poświęcony rynkom regionalnym.

Przedstawiciel EURELECTRIC potwierdził, że mini-fora powinny pozostać kluczowym narzędziem integracji rynku europejskiego, zaś wszelkie prace powinny odbywać się w dwóch podstawowych nurtach:

- 1) rozwój rynków krajowych – wdrożenie przejrzystych zasad działania rynku i wymiany informacji, rozwiązanie długoterminowych kontraktów na zakup mocy,

zaprzestanie regulacji cen na rynku hurtowym, uproszczenie procedur koncesyjnych dla nowych inwestycji w moce wytwórcze i przesyłowe),

- 2) rozwój współpracy wewnątrz regionów – wspólne planowanie inwestycji, zgodne standardy w zakresie bezpieczeństwa, podobne mechanizmy wspierania energii tzw. zielonej i nowych inwestycji, wypracowanie wspólnych zasad cenotwórczości i wzajemnych rozliczeń.

W wystąpieniach innych uczestników Forum Florenckiego powracały tezy o konieczności bliższej współpracy i harmonizacji działań i priorytecie dla rynkowych zasad zarządzania ograniczeniami w wymianie międzysystemowej. Wielokrotnie powracał też postulat koncentracji wysiłków na harmonijnym rozwoju infrastruktury i rozwiązań na hurtowych rynkach energii elektrycznej w krajach członkowskich UE. W czasie dyskusji pojawił się także pomysł utworzenia jednego podmiotu – europejskiego Operatora Systemu Przesyłowego. Pomysł ten został jednak krytycznie oceniony przez przedstawicieli Komisji Europejskiej (którzy pozytywnie ocenili istniejącą strukturę) oraz CEER (którzy z kolei wskazywali na konieczność pilnych prac nad integracją rynku widząc w planie powołania europejskiego OSP groźbę kilkuletniego przesunięcia planowanych do wdrożenia rozwiązań).

Specyficznym problemem w sprawie budowy wewnętrznego rynku jest „czarna plama” na mapie Europy – Szwajcaria. Jednakże w obszarze rynku energii można mówić o istotnych postępach w eliminowaniu różnic – projekty przepisów wewnętrznych, zgodnych z Dyrektywą 2003/54/WE i Rozporządzeniem 1228/2003/WE mają być przyjęte do końca bieżącego roku, więc od 2007 r. szwajcarski rynek energii będzie zorganizowany na tych samych zasadach co europejski. Przygotowany do podjęcia prac jest już także szwajcarski OSP – Swissgrid – który objąć ma swoim zasięgiem całe terytorium kraju. Jednocześnie od 1 stycznia 2006 r. uruchomiony zostanie mechanizm bilansujący a alokacja zdolności przesyłowych na granicy szwajcarsko-niemieckiej odbywać się będzie na podstawie wyników aukcji.

2. Nowe regulacje w zakresie wymiany transgranicznej – stan prac

Przedstawiciel Komisji Europejskiej przedstawił aktualny stan prac nad pakietem wytycznych, które mają zostać wydane na podstawie dyspozycji Rozporządzenia 1228/2003/WE. W skład pakietu wchodzi wytyczne w sprawie:

- 1) zarządzania ograniczeniami,
- 2) zasad harmonizacji taryf,
- 3) mechanizmu rozliczeń międzyoperatorskich (*Inter-TSO compensation mechanism – ITC*).

Pierwsze konsultacje projektów wytycznych, przygotowanych przez Komisję Europejską, miały miejsce w roku 2004. W czasie obrad XI Forum Florenckiego we wrześniu 2004 roku zaprezentowano projekty wytycznych wraz z komentarzami i uwagami. Potem zawieszono konsultacje oczekując na wyniki prac mini-forów – ostatecznie

ERGEG przedstawił swoje stanowisko w sprawie zarządzania ograniczeniami oraz harmonizacji taryf w lipcu br. (dokument dostępny na stronie internetowej ERGEG).

Najbardziej zaawansowane prace dotyczą wytycznych w sprawie zarządzania ograniczeniami, mających być wkrótce przyjętymi w ramach procedury komitologii, która obejmie następujące etapy:

- przyjęcie przez Komisję, po konsultacji z komitetem składającym się z przedstawicieli krajów członkowskich (wybranych przez te kraje),
- pozytywny wynik głosowania kwalifikowaną większością głosów lub – w przypadku braku akceptacji – powrót do Rady, która może kwalifikowaną większością głosów odrzucić projekt,
- badanie i ocena Parlamentu Europejskiego w sprawie ewentualnego przekroczenia zakresu upoważnień przez Komisję oraz niewiążąca dla Komisji opinia Parlamentu.

Zakłada się, że wytyczne w sprawie zarządzania ograniczeniami zostaną przyjęte do końca br.

Wytyczne w sprawie zasad harmonizacji taryf powinny zostać przyjęte razem z wytycznymi w sprawie mechanizmu rozliczeń międzyoperatorskich. Spodziewany termin ich uchwalenia to pierwsza połowa roku 2006. Obecnie trwają jeszcze analizy i studia realizowane w ramach ERGEG, a ich wynik spodziewany jest na przełomie października i listopada br.

Uczestnicy Forum dyskutowali też o ostatnim wyroku Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości⁸⁾ w sprawie priorytetu w alokacji zdolności przesyłowych dla kontraktów historycznych. Przedstawiciel Komisji Europejskiej poinformował, że bada ona obecnie praktyczne konsekwencje wyroku i ocenia poszczególne kontrakty oraz że zamierza uwzględnić rozstrzygnięcie tego wyroku w wytycznych zarządzania ograniczeniami.

Wytyczne wydane na podstawie Rozporządzenia 1228/2003/WE obowiązywać będą wprost, bez konieczności implementacji do prawa krajowego, a „strażnikami” ich właściwego stosowania w praktyce mają być krajowe organy regulacyjne. Tyle, że z oceny stanu prac wynika, że przynajmniej przez część roku 2006 wymiana międzysystemowa odbywać się będzie na niezmiennych w stosunku do stanu obecnego zasadach.

3. Dyrektywa w sprawie bezpieczeństwa dostaw i inwestycji infrastrukturalnych

Pierwszy projekt dyrektywy w sprawie bezpieczeństwa dostaw, datowany na grudzień 2003 r., po konsultacjach przyjęty został przez Komisję w kwietniu 2005 r. a w lipcu br. odbyło się jego pierwsze czytanie. Jako kluczowe elementy tej nowej regulacji wskazać można:

- zobowiązanie każdego państwa członkowskiego do uzgodnienia z państwami sąsiadującymi (poprzez działania poszczególnych krajowych OSP, podlegające ocenie i akceptacji Regulatorów) i do stosowania

skoordynowanych zasad ruchu i eksploatacji sieci przesyłowych, gwarantujących właściwy poziom bezpieczeństwa dostaw,

- zapewnienie równowagi pomiędzy zdolnościami wytwórczymi a istniejącym popytem poprzez m.in. właściwe (czyli takie, które zapewni właściwe sygnały cenowe zarówno dla wytwórców jak i odbiorców) określenie ram rynku hurtowego, rozwój narzędzi zarządzania popytem w czasie rzeczywistym (np. dzięki wykorzystaniu zaawansowanych technologii opomiarowania, umożliwiających odbiorcy otrzymywanie zwrotnej informacji o aktualnym poziomie ceny), umożliwienia zawierania kontraktów przerywalnych i o zróżnicowanym czasie obowiązywania, promowanie środków i rozwiązań ograniczających zużycie energii,
- rozwój infrastruktury – wsparcie uzasadnionych inwestycji sieciowych, realizowane poprzez odpowiednie zasady (przepisy) regulacyjne i oparte na założeniu, że sygnały inwestycyjne powinny być dostarczane przede wszystkim przez rynek oraz akceptacja dla budowy połączeń komercyjnych,
- sprawozdawczość – poszerzenie i przededefiniowanie obowiązków w tym zakresie, wzmocnienie roli OSP – także na poziomie europejskim, rozszerzenie zakresu sprawozdawczości nt. projektowanych połączeń międzysystemowych, wprowadzenie 5- i 15-letnich horyzontów planowania.

Przewiduje się, że dyrektywa przyjęta zostanie do końca 2005 roku a jako datę wejścia w życie wskazano dzień 1 grudnia 2007 roku.

Kluczowym momentem obrad Forum była wizyta Komisarza Piebalgsa. W swoim wystąpieniu podkreślił on rolę Forum Florenckiego w procesie budowy wewnętrznego rynku energii oraz pozytywnie ocenił dotychczasowe efekty działań w zakresie liberalizacji rynku. Jako priorytetowe cele polityki energetycznej wskazał na bezpieczeństwo dostaw oraz zrównoważony i stały rozwój, podkreślając znaczenie wzrostu efektywności użytkowania paliw i energii w osiąganiu tych celów. Obecność Komisarza Piebalgsa została wykorzystana przez przedstawicieli wszystkich reprezentowanych stron-uczestników Forum do prezentowania własnych ocen i identyfikowanych problemów rynku energii.

W posiedzeniu XII Forum Florenckiego Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki reprezentowali: Zofia Janiszewska – p.o. dyrektor Departamentu Promowania Konkurencji i dr inż. Tomasz Kowalak – p.o. dyrektor Departamentu Taryf. Materiały z forum dostępne są na stronie internetowej w portalu Unii Europejskiej – pod adresem www.europa.eu.int.



Autorka pełni obowiązki dyrektora Departamentu Promowania Konkurencji URE

8) Orzeczenie prejudycjalne ETS w sprawie o sygn. akt C-17/03, dotyczące dostępu do transgranicznej sieci przesyłowej.

W KIERUNKU WIĘKSZEJ KONKURENCYJNOŚCI NA EUROPEJSKIM RYNKU GAZU – WYTYCZNE FORUM MADRYCKIEGO

Piotr Seklecki, Piotr Staręga

W obliczu zmian zachodzących na europejskim rynku gazu niezwykle potrzebna jest otwarta dyskusja na temat jego kształtu. Od kilku lat miejscem wymiany poglądów na najważniejsze problemy związane z funkcjonowaniem i przyszłością rynku gazu w Unii Europejskiej (UE), jest Madryt, a dokładnie siedziba hiszpańskiego Regulatora, który w dniach 15-16 września br. gościł uczestników Europejskiego Forum Regulatorów Gazu (tzw. Forum Madryckiego).¹⁾

W X spotkaniu udział wzięli przedstawiciele Komisji Europejskiej (DG TREN, DG COMP), przedstawiciele krajów członkowskich UE – ministerstw właściwych ds. gospodarki oraz organów regulacyjnych zrzeszonych w Radzie Europejskich Regulatorów Energetyki (CEER), a także branżowych stowarzyszeń gazowniczych, np. Gas Infrastructure Europe (GIE), w którego skład wchodzi: Gas Transmission Europe (GTE), Gas Storage Europe (GSE) i Gas LNG Europe (GLE), Eurogas i EASEE-gas.²⁾ Program Forum obejmował m.in. problematykę udostępniania magazynów gazu zgodnie z zasadą TPA, kwestie zasad bilansowania systemów gazowych, kompatybilność („interoperacyjność”) systemów, ze szczególnym uwzględnieniem harmonizacji jakości przesyłanego gazu.

Pierwsza część obrad Forum poświęcona została problematyce **funkcjonowaniu unijnego rynku gazu**, w której przedstawiciele organizacji branżowych (GIE, GTE, Eurogas) zaprezentowali pogląd, iż istniejące prawo wspólnotowe w zakresie regulacji sektora gazowego jest w pełni wystarczające dla stworzenia konkurencji na rynku, jednakże znaczącego przyspieszenia wymaga jego implementacja do krajowych systemów prawnych w celu ich pełnego stosowania przez państwa członkowskie. Z punktu widzenia organizacji branżowych niezbędna jest poprawa przejrzystości i przewidywalności regulacji oraz tworzenie pozytywnego klimatu inwestycyjnego, co w dłuższym okresie powinno przełożyć się na wzrost konkurencyjności oraz bezpieczeństwa dostaw. Wskazano również na znaczenie kontraktów długoterminowych, które w wielu przypadkach stanowią zabezpieczenie podjętych inwestycji; zwłaszcza tych, które otwierają nowe kierunki dostaw. Podkreślono także rosnące

znaczenie technologii LNG w zakresie światowego obrotu gazem. Jej zastosowanie otwiera szerokie perspektywy rozwoju rynku oraz zapewnia bezpieczeństwo dostaw gazu do krajów UE.

Kolejnym zagadnieniem będącym przedmiotem obrad Forum była kwestia **stosowania zasady TPA przez Operatorów Systemów Magazynowych (OSM)**. Komisja Europejska zwróciła się z prośbą do Grupy Europejskich Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu (ERGEG) o ciągłe monitorowanie wdrażania Wytycznych Stosowania Dobrych Praktyk TPA przez Operatorów Systemów Magazynowych, które zaczęły obowiązywać od 1 kwietnia br.

Pierwszy monitoring odbył się na podstawie odpowiedzi na kwestionariusze, które zostały wypełnione przez organy regulacyjne, operatorów systemów magazynowych i użytkowników systemu. Z raportu³⁾ wynikają następujące spostrzeżenia, iż na 32 operatorów systemów magazynowych – 20 funkcjonuje jako podmioty zintegrowane „pionowo” (np. Gaz de France, E.On Ruhrgas, Wingas VNG, NAFTA, Gas Union), natomiast w przypadku 8 firm – działalność magazynowa jest wydzielona prawnie, w tym 6 operatorów jest właścicielami firmy wydzielonej w całości (włoski STOGIT i Edison, węgierski MOL, angielska Centrica, duński DONG) lub w większej części (2 firmy: niemiecki BEB i holenderski BP). Tylko 4 przedsiębiorstwa funkcjonują jako operatorzy systemów połączonych. Na przykład hiszpańska firma ENAGAS jest operatorem przesyłowym i magazynowym, a francuski TIGF jest w 100% własnością firmy TOTAL, która z kolei jest właścicielem firmy przesyłowej Tégaz.

Z raportu wynika również, że „całkowicie” regulowany dostęp – tzn. Regulator zatwierdza nie tylko taryfy ale również warunki dostępu i alokację mocy magazynowej – występuje w Belgii, we Włoszech i Hiszpanii, „częściowo” (tylko taryfy) regulowany jest w Czechach, Wielkiej Brytanii, Łotwie, natomiast w Austrii, Danii, Francji, Niemczech oraz Holandii dostęp do magazynów jest negocjowany.

Większość użytkowników systemów magazynowych bardzo krytycznie oceniło stan możliwości skorzystania z usług magazynowych ze względu na wiele barier. Na przykład w Holandii 70% pojemności magazynowej jest wyłączone z TPA. Ponadto wyłączenia nie są monitorowane przez organy regulacyjne z powodu braku

1) Więcej nt. znaczenia Forum Madryckiego w książce pt. *Energetyka w Unii Europejskiej*, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – Biblioteka Regulatora 2003, s. 212.

2) Relacja z VIII spotkania Forum Madryckiego autorstwa dr. Mariana Ślifierza ukazała się w Biuletynie URE Nr 5/2004.

3) Raport pt. „ERGEG Monitoring GGPSSO Report” dostępny jest na stronie internetowej www.ergeg.org.

krajowych uregulowań prawnych. Tak więc to Operator decyduje o tym, komu przyznać zdolności magazynowe. Ponadto trudności występują w zatlaczaniu i wytłaczaniu gazu z magazynów. Zwykle OSM ma od 3 do 5 klientów, jedynie angielski operator Centrica, włoski Stogit i hiszpańska Enagas ma ich więcej niż 10.

Kolejnym poważnym problemem jest kwestia alokacji mocy magazynowej. W większości przypadków Operatorzy odmawiali usługi z uwagi na zarezerwowane moce magazynowe dla swoich „starych” klientów. W jednym z przypadków taka moc jest zarezerwowana na kolejne 20 lat. Jedynie takie firmy, jak STOGIT, Edison, Gaz de France, Centrica i Fluxys zdążyły wdrożyć efektywny mechanizm zarządzania ograniczeniami w dostępie do usług magazynowych.

Kolejne zagadnienia poruszane podczas pierwszej części obrad dotyczyły problematyki **traktowania odbiorców i konsumentów gazu**. W opinii użytkowników systemów gazowych brak jest widocznych postępów w liberalizacji rynków gazu i wzrostu konkurencyjności – co oznacza, że jak na razie – nie są widoczne efekty wdrażania dyrektywy gazowej. Różne procedury i przepisy na poszczególnych rynkach oraz brak przejrzystości działań poszczególnych operatorów przekładają się na wysokie ryzyko korzystania z TPA przez poszczególnych użytkowników sieci.

Ponadto musi nastąpić wdrożenie takich parametrów, jak: bilansowanie w cyklu dobowym, większe strefy wejścia-wyjścia, udostępnianie/zwalnianie niewykorzystanych zdolności przesyłowych, lepsza koordynacja między strefami oraz pomiar umożliwiający rozdzielanie przepływów. Ważna jest również poprawa przejrzystości w zakresie przepisów regulacyjnych, jak i działań poszczególnych uczestników, w tym przede wszystkim OSP.

Druga część obrad Forum poświęcona była założeniom strategii funkcjonowania wspólnotowego rynku gazu przygotowywanej przez ERGEG pod nazwą „Roadmap for a competitive single gas market in Europe”.

W większości krajów UE rynki gazowe są silnie skoncentrowane wokół jednego przedsiębiorstwa, które posiada monopol przynajmniej w dwóch dziedzinach: przesyłania i obrotu gazem. W sferze handlowej dominują kontrakty długoterminowe, które cechuje brak elastycznych rozwiązań, np. zasady „bierz lub płać” bądź zakaz reeksportu surowca. Ponadto brak jest potencjalnych nowych źródeł gazu w ramach UE, co powoduje systematyczny wzrost uzależnienia od importu, które może w przyszłości zahamować rozwój konkurencji na tym rynku.

Dlatego ERGEG proponuje swobodny dostęp do gazu i obrotu gazem, poprzez wdrożenie efektywnego „programu uwalniania gazu” (ang.: *gas release programmes*) z kontraktów długoterminowych oraz zaangażowanie organów regulacyjnych w tym procesie (monitorowanie, kontrolowanie). Postuluje również dywersyfikację źródeł dostaw gazu z zastosowaniem technologii LNG, wyeliminowanie różnic w zakresie standardów jakościowych

w handlu gazem pomiędzy poszczególnymi rynkami oraz stosowanie niedyskryminacyjnych i przejrzystych standardów obsługi technicznej dla wszystkich użytkowników w centrach handlu gazem (*hubs*) niezależnie od wielkości obrotów.

Pomimo istnienia odpowiednich regulacji prawnych, w wielu przypadkach krajowi OSP nie stosują podstawowych założeń wynikających z zasady swobodnego dostępu do sieci. Nie publikują informacji niezbędnych dla niezależnych użytkowników systemu o wolnych mocach przesyłowych w danym punkcie, czy też danych o ich liczbie. Ponadto istnieją zbyt duże różnice w strukturze taryf przesyłowych, co jest barierą w rozliczaniu międzysystemowej wymiany gazu. Również nie wszędzie funkcjonuje efektywny system zarządzania przeciążeniami sieci (ang.: *congestion management*), dzięki któremu zwiększa się przepustowość istniejących połączeń międzysystemowych, a uwolnione moce są oferowane na rynku konkurencyjnym.

ERGEG proponuje zatem opracowanie takiego systemu taryf przesyłowych i tranzytowych, który byłby jak najbardziej uniwersalny dla wszystkich użytkowników sieci. System ten powinien opierać się o metodologię „entry/exit” z zastrzeżeniem pewnych modyfikacji dla rozliczeń w systemie wielu stref punktów „wejścia” i „wyjścia”. Ponadto ważnym elementem jest kwestia bilansowania systemu, gdzie w przypadku nie korzystania z zamówionej mocy przez *Shippera*, OSP ma prawo do zaferowania jej innym użytkownikom na zasadzie niewykorzystanej różnicy mocy (zasada „Use it or Lose it”). W przyszłości *Shipperzy* mieliby prawo do odsprzedaży lub udostępniania swojej niewykorzystanej mocy na rynku wtórnym po uprzednim powiadomieniu OSP.

Ważna jest również eliminacja dyskryminacji w zakresie dostępu do sieci przesyłowych oraz transgranicznych urządzeń regazyfikacji LNG a także usług magazynowania. Pozwoli to bowiem na aktywizację obrotu pomiędzy poszczególnymi państwami UE. Zaniechanie tych zmian może natomiast doprowadzić do znacznego obniżenia bezpieczeństwa dostaw. W takiej sytuacji braki w dostępie do paliwa uderzą zwłaszcza w klientów obsługiwanych przez małe przedsiębiorstwa obrotu, dla których elastyczność zasad nabywania gazu oraz obsługi sieciowej ma podstawowe znaczenie.

Kolejnym problemem jest swobodny dostęp do klientów i usług sieciowych. Wielu operatorów stosuje system obciążeń finansowych, które uderzają w odbiorców chcących zmienić dostawcę. Ponadto dostęp do usług jest bardzo ograniczony z uwagi na ich koncentrację w obrębie jednego przedsiębiorstwa.

ERGEG proponuje pełne wdrożenie postanowień dyrektywy gazowej odnośnie prawnego rozdzielania (*legal unbundling*) działalności przedsiębiorstw (przesył/dystrybucja) oraz stworzenie Kodeksu Dobrych Praktyk Obsługi Odbiorców Gazu. Ścisłejsze specyfikacje jakościowe gazu powinny stanowić niezbędną podstawę zapewnienia spójności zasad przesyłu oraz handlu tym paliwem. Brak rozwiązań w tym zakresie może spowodować wzrost cen

tego surowca oraz przyczynić się do zmniejszenia poziomu bezpieczeństwa dostaw. Standardy jakościowe gazu są obecnie określane w ramach poszczególnych państw, co utrudnia wymianę międzynarodową.

Ostatnim elementem strategii jest propozycja **stworzenia regionalnych centrów handlu gazem**, skupionych wokół istniejących *hubów*, które powinny zagwarantować ujednoczenie zasad dokonywania transakcji oraz niezakłócone przepływy gazu będącego w obrocie.

W opinii ERGEG pojawienie się nowych podmiotów zajmujących się obrotem gazem uwarunkowane jest elastycznością usług sieciowych oraz sprawnością zawierania transakcji. *Hub* umożliwi niezwykle łatwe skonstruowanie pożądanego portfolio zakupów w podziale na kontrakty spotowe oraz średnio- i długoterminowe. Nie wyeliminuje on oczywiście kontraktów długoterminowych, które wpływają niekorzystnie na rozwój konkurencji, ale może ograniczyć ich udział w strukturze obrotu.

Ponadto przedsiębiorstwa uczestniczące w obrocie będą mogły łatwiej zbilansować bieżące potrzeby swoich odbiorców. W ten sposób poprawi się bezpieczeństwo dostaw poprzez umożliwienie dokonywania na płynnym rynku zakupów interwencyjnych. W przypadku braku takiej platformy obrotu gazem byłoby to kosztowne i – w dłuższej perspektywie – wymagało każdorazowych negocjacji. Operator hubu będzie standaryzował dokonywane transakcje, zapewni otrzymanie płatności oraz bezpieczeństwo dostaw, oferując jednocześnie niezbędną infrastrukturę przesyłową. Pozwoli to na efektywne kojarzenie ofert kupna i sprzedaży, niezależnie od ich wielkości oraz sprawnego przepływu informacji.

Spełnienie tych warunków wykluczy jakkolwiek dyskryminację nowych uczestników handlu. Prowizje za dokonywane transakcje oraz stawki za przesył nie powinny mieć charakteru zaporowego, aby wysokość opłat nie wyparła z rynku małych uczestników handlu. To właśnie ich aktywność zapewnia płynność obrotów, a więc również informacyjną rolę sygnałów cenowych.

Rynek kontraktów terminowych pozwoli uczestnikom handlu zabezpieczyć się przez niekorzystnymi zmianami cen w przyszłości. Dzięki temu ostre wahania cen hurtowych przełożą się w o wiele mniejszym stopniu na zmiany cen detalicznych dla odbiorców końcowych w obrocie pozataryfowym. W takiej sytuacji śledzenie trendów, zgodnie z którymi będą zawierane transakcje, ma wartość informacyjną oraz prognostyczną. Niestety, użyteczność tych danych jest ograniczona. Nie pozwolą one bowiem na planowanie inwestycji w infrastrukturę ze względu na zbyt dużą zmienność trendów długoterminowych. Inwestorzy potrzebują natomiast stabilizacji warunków finansowania infrastruktury. Istnieje więc potrzeba kontraktowania wielkich ilości gazu na długie okresy czasu w celu odzyskania poniesionych nakładów.

W opinii ERGEG-u *hub* ułatwi kojarzenie podmiotów niezależne od wielkości ich ofert, co jest ogromną szansą dla nowych uczestników obrotu, gwarantując im jednocześnie dostęp na równych prawach do informacji. Warto podkreślić raz jeszcze, że nabycie każdej dodatkowej ilości gazu

– w ramach efektywnie funkcjonującego rynku – nie pociąga za sobą istotnego wzrostu kosztów, który eliminowałby drobnych uczestników obrotu. Ich obecność na rynku jest z kolei podstawą płynności dokonywanych transakcji.

Znaczenie jakie ERGEG przypisuje rynkom regionalnym w procesie budowy jednolitego rynku gazu może jednak zostać osłabione na skutek rozbieżności w zasadach działania poszczególnych *hub-ów*. Jest bowiem oczywiste, że standaryzacja zasad funkcjonowania jednego *huba* nie wyklucza rozbieżności pomiędzy oddzielnymi rynkami lokalnymi.

Ostatnia część Forum poświęcona była problematyce **jakości gazu**. Z analizy przeprowadzonej przez Europejskie Stowarzyszenie na rzecz Płynnej Wymiany Energii (EASEE-gas) wynika, iż gaz sprzedawany w krajach UE różni się znacznie parametrami jakościowymi, tj. wartością opałową i tzw. liczbą Wobbego⁴⁾. Różnice są tak duże, że często stanowią podstawę do odmowy przyjęcia gazu przez niektórych OSP do transportu. Zagadnienie sprowadza się więc do określenia transparentnych zasad przyjmowania bądź odmowy przyjęcia do transportu gazu ze względu na jego jakość. W trakcie dyskusji przedstawiciele sektora gazowego wielokrotnie wskazywali na ograniczenia jakościowe spowodowane względami technologicznymi, np. projektowanie turbin gazowych pod określone parametry gazu, wysoką wrażliwość niektórych odbiorców (w szczególności przemysłu chemicznego), na jakość gazu, czy też kwestie związane z magazynowaniem gazu o różnych parametrach.

W podsumowaniu należy stwierdzić, iż w tym przemowlowym okresie dla europejskich odbiorców energii, gdzie obserwowany jest istotny wzrost cen produktów ropopochodnych a w ślad za nimi i cen gazu ziemnego, X Forum Madryckie potwierdziło swą rolę jako miejsce, gdzie można przedyskutować i zastanowić się nad wdrożeniem nowych rozwiązań systemowych, które będą korzystne dla wszystkich odbiorców gazu.



Piotr Seklecki



Piotr Staręga

Autorzy są pracownikami Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

4) Ciepło spalania gazu podzielone przez pierwiastek kwadratowy ze względnej gęstości gazu odniesionej do powietrza.

NOWE PLATFORMY DYSKUSYJNE DLA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU – CELE I ZAŁOŻENIA

Piotr Seklecki, Katarzyna Szwed-Lipińska

W dniach 13 oraz 22 września 2005 r. w siedzibie Urzędu Regulacji Energetyki (URE), z inicjatywy Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, odbyły się spotkania członków Zespołu ds. Interdyscyplinarnej Współpracy Międzynarodowej oraz członków Zespołu Ekspertów ds. Współpracy Europejskiej, zajmujących się szeroko rozumianą problematyką odpowiednio: rynku energii elektrycznej oraz rynku gazu ziemnego.

Idea wspólnych spotkań zrodziła się przede wszystkim z pilnej potrzeby upowszechniania informacji na temat bieżących prac grup roboczych oraz zespołów zadaniowych Rady Europejskich Regulatorów Energetyki (Council of European Energy Regulators – CEER) oraz Grupy Europejskich Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu (European Energy Regulators Group for Electricity and Gas – ERGEG). Spotkania tego rodzaju przewidziane zostały przede wszystkim jako platformy dyskusyjne umożliwiające wypracowanie spójnych i skoordynowanych działań przedstawicieli Regulatora, reprezentujących Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki tak na forum wspólnotowym, jak i międzynarodowym.

Czyniąc zadość dążeniom Prezesa URE, spotkania obu forów eksperckich odbywać się będą w cyklu comiesięcznym¹⁾ i jak dotychczas wszystko wskazuje na to, że staną się one swoistymi warsztatami w toku których, uwzględniając opinie pracowników Urzędu Regulacji Energetyki oraz poglądy ekspertów, dokonuje się zdefiniowanie stanowiska Regulatora wobec różnych aspektów funkcjonowania rynku energii. Reasumując podkreślić należy, iż spotkania te w znacznej mierze zmierzać będą do właściwego ukierunkowania starań osób zaangażowanych w prace na rzecz prawidłowego funkcjonowania rynku energii elektrycznej oraz rynku gazu, tak by poprzez jak najefektywniejsze wykorzystanie potencjału intelektualnego, ich wysiłki znalazły odzwierciedlenie w konkretnych rezultatach.

Merytoryczną część pierwszego spotkania poświęconego rynkowi energii elektrycznej rozpoczął Jacek Biedrzycki – starszy specjalista w Departamencie Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych, prezentując zakres oraz struktury funkcjonalne CEER, ERGEG w obszarze energii elektrycznej, wyszczególniając grupy robocze, zespoły zadaniowe, przedmiot prac legislacyjnych, a także stopień ich zaawansowania. Przedstawi-

ciele Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki uczestniczą w pracach CEER przede wszystkim w ramach Grup Roboczych, którym, odpowiednio do zakresu tematycznego przyporządkowane są tzw. Zespoły Zadaniowe pracujące nad zagadnieniami o charakterze szczegółowym. I tak, spośród Grup Roboczych wymieniono:

- Grupę Roboczą ds. Energii Elektrycznej (*Electricity Working Group*) – aktywną w sferze transgranicznej wymiany energii elektrycznej, rozwoju infrastruktury oraz jakości i niezawodności dostaw;
- Grupę Roboczą ds. Jednolitego Rynku Energii (*Single Energy Market Working Group*) – która, jak sama nazwa wskazuje, zajmuje się przede wszystkim zagadnieniami związanymi z tworzeniem wspólnego rynku energii elektrycznej, relacjami występującymi pomiędzy regionalnymi rynkami energii, czy wreszcie prawidłowym funkcjonowaniem w ich obszarach konkurencji;
- Grupę Roboczą ds. Wymiany Informacji, Szkoleń oraz Raportów Porównawczych (*Information, Training and Benchmarking Working Group*) – prowadzącą bazy danych, opracowującą raporty porównawcze nt. funkcjonowania, zakresu zadań i kompetencji Regulatorów, tworzącą sieci współpracy w zakresie szkoleń oraz współpracującą z innymi regionalnymi stowarzyszeniami Regulatorów.

W ramach Zespołów Zadaniowych bliżej zaprezentowane zostały: Zespół Zadaniowy ds. Energii Elektrycznej (*Electricity TF*), *Electricity*, Zespół Zadaniowy ds. Infrastruktury i Taryfikacji (*Infrastructure and Tarification TF*), Zespół Zadaniowy ds. Jakości Usług (*Electricity Quality of Service TF*), Zespół Zadaniowy ds. Regionalnych Rynków Energii (*Regional Energy Market TF*), Zespół Zadaniowy ds. Konkurencji i Unbundlingu (*Competition & Unbundling TF*) oraz Zespół Zadaniowy ds. Wymiany Informacji i Raportowania (*Information Exchange and Benchmarking TF*).

Spośród Grup Zadaniowych ERGEG przedstawiono szczegółowo:

- Grupę Zadaniową ds. Energii Elektrycznej (*Electricity FG*) – działającą w obszarze tworzenia wspólnego rynku energii elektrycznej w tym funkcjonowania i możliwości harmonizacji różnych systemów (UCTE, Nordel, UKTSOA, ITSOA) oraz podejmującą zagadnienia związane z transgraniczną wymianą energii elektrycznej, w tym problem rekompensat, harmonizację taryf przesyłowych, czy bezpieczeństwo działania systemów;
- Grupę Zadaniową ds. Konsumentów (*Customer FG*) – analizującą sytuację odbiorców energii elektrycznej

1) Tj. w każdy drugi wtorek miesiąca przedmiotem obrad będą zagadnienia z obszaru energii elektrycznej, natomiast w każdą środę środę miesiąca problematyka rynku gazowego.

w poszczególnych państwach członkowskich, pracującą nad instrumentami ułatwiającymi przeprowadzanie analiz oraz przygotowującą „Słownik Definicji”.

Wśród Zespołów Zadaniowych ERGEG wymieniono między innymi: Zespół Zadaniowy ds. Funkcjonowania Systemu Elektroenergetycznego (*Electricity System Operation TF*), Zespół Zadaniowy ds. Monitoringu (*Monitoring TF*), Zespół Zadaniowy ds. Ochrony Konsumentów (*Consumer Protection & Customer Switching TF*) oraz Zespół Zadaniowy ds. Raportowania (*Ad hoc Reporting TF*).

W kolejnej części spotkania głos zabrali: Zofia Janiszewska – p.o. dyrektor Departamentu Promowania Konkurencji oraz dr Tomasz Kowalak – p.o. dyrektor Departamentu Taryf Urzędu Regulacji Energetyki, przybliżając zagadnienia dyskutowane podczas Forum Florenckiego²⁾.

Kolejny prelegent spotkania, dr inż. Rafał Gawin – specjalista w Departamencie Promowania Konkurencji, zaprezentował problematykę skoordynowanego wyznaczania i przydziału zdolności przesyłowych, propozycje CEER – dotychczasowe doświadczenia polskie. Zgodnie z ustaleniami Mini – Forum Wiedeńskiego z dnia 27 stycznia 2005 r. reguły i zasady skoordynowanych aukcji na zdolności przesyłowe wymiany transgranicznej (rocznych, miesięcznych i dobowych) powinny zostać wypracowane i wdrożone do końca 2005 r.³⁾, co powoduje, iż zagadnienie to jest obecnie intensywnie dyskutowane. W trakcie wystąpienia Rafał Gawin zaprezentował m.in. cechy skoordynowanego mechanizmu alokacji zdolności przesyłowych⁴⁾, wśród których wymienił w szczególności:

- jednolite reguły i zasady aukcji;
- jedno miejsce alokacji (biuro aukcyjne);
- jednolity system aukcji dobowych oraz odsprzedaży zarezerwowanych zdolności – wspomaganie dla rynku wtórnego, jak również
- „oferty połączone (linked bids)” oraz oferty blokowe w aukcjach dobowych.

Jako problemy do dalszej dyskusji zidentyfikowano:

- koordynację mechanizmu wyznaczania zdolności przesyłowych;
- dystrybucję przychodów z aukcji pomiędzy OSP;
- monitorowanie i nadzór biura aukcyjnego a także
- kwestie dotyczące statusu biura aukcyjnego.

Merytoryczną część spotkania ekspertów ds. rynku gazu otworzyło wystąpienie Piotra Sekleckiego – starszego specjalisty w Departamencie Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych, prezentujące zakres oraz struktury funkcjonalne CEER i ERGEG w obszarze gazu ziemnego. I tak, spośród Grup Roboczych Piotr Seklecki wymienił:

- 2) Więcej na temat Forum Florenckiego w artykule Zofii Janiszewskiej zamieszczonym w bieżącym wydaniu Biuletynu Urzędu Regulacji Energetyki.
- 3) Mini – forum Wiedeńskie ma odrębny, intensywniejszy od pozostałych tego rodzaju platform program prac.
- 4) Powyższe cechy definiuje dokument „Rules for coordinated auctions (...)” wypracowany przez OSP biorących udział w skoordynowanym mechanizmie alokacji zdolności przesyłowych.

- Grupę Roboczą ds. Gazu (*Gas Working Group*) – koordynującą działania Zespołów Zadaniowych oraz
- funkcjonującą także w obszarze rynku energii elektrycznej, Grupę Roboczą ds. Wymiany Informacji, Szkoleń oraz Raportów Porównawczych (*Information, Training and Benchmarking Working Group*).

W ramach Zespołów Zadaniowych bliżej zaprezentowany został m.in. Zespół ds. Infrastruktury i Taryfikacji, który obecnie pracuje nad wytycznymi w sprawie standaryzacji przepisów kalkulacji dostępności zdolności przesyłowych oraz Zespół Zadaniowy ds. Regionalnych Rynków Energii, którego przedmiotem prac jest przygotowanie strategii dla stworzenia konkurencyjnego rynku gazu w UE.

Wśród Zespołów Zadaniowych ERGEG wymieniono m.in. Zespół Zadaniowy ds. Monitoringu, którego głównym zadaniem jest współpraca z Komisją Europejską w monitorowaniu funkcjonowania rynku gazu ziemnego; Zespół ds. Magazynowania Gazu, który przygotował raport nt. wdrażania wytycznych stosowania dobrych praktyk TPA przez Operatorów Systemów Magazynowych; Zespół ds. Taryfikacji Przesyłu Transgranicznego, którego zadaniem będzie stworzenie wspólnotowych reguł taryfikacyjnych w przesyłach transgranicznych gazu oraz specjalny Zespół ad-hoc ds. Raportowania, który ma na celu opracowanie standardów i harmonizacji sposobu prezentacji danych przedstawianych przez krajowych regulatorów w raporcie rocznym przesyłanym Komisji Europejskiej.

W następnej części spotkania głos zabrał Andrzej Kania – główny specjalista w Departamencie Taryf URE, przybliżając zakres tematyczny wrześniowego Forum Madryckiego⁵⁾, poświęconego zagadnieniom:

- funkcjonowania i rozwoju europejskiego rynku gazu;
- dostępu do magazynów – wdrażania „Wytycznych dla zasad dostępu stron trzecich do magazynów gazu ziemnego” – raport ERGEG;
- bilansowania – raport CEER nt. zasad bilansowania systemów gazowych;
- kompatybilności (interoperacyjności) systemów – raport EASEE-gas nt. technicznej interoperacyjności systemów, ze szczególnym uwzględnieniem harmonizacji jakości gazu, CBP (*Common Business Practices*), raport nt. jakości gazu.

Kolejny prelegent spotkania, Marzanna Kwiecień – starszy specjalista w Departamencie Promowania Konkurencji, przedstawiała główne założenia – będącego obecnie w końcowej fazie przygotowań – projektu Rozporządzenia Rady i Parlamentu Europejskiego w sprawie dostępu stron trzecich do sieci przesyłowych (*Proposal for Regulation on conditions for access to the gas transmission networks*). Zadanie przedmiotowej regulacji polegać będzie przede wszystkim na ujednoczeniu reguł funkcjo-

- 5) Więcej na ten temat w artykule autorstwa Piotra Sekleckiego oraz Piotra Staregi pt. *W kierunku większej konkurencyjności na europejskim rynku gazu – wytyczne Forum Madryckiego* – bieżący numer Biuletynu Urzędu Regulacji Energetyki.

nowania wewnętrznego rynku gazu poprzez wprowadzenie niedyskryminacyjnych zasad dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego, zharmonizowanie metodologii ustalania taryf przesyłowych, ustalenie usług związanych z dostępem do sieci, ujednoczenie zasady alokacji mocy oraz zarządzania ograniczeniami w przesyśle, wyznaczenie wymogów przejrzystości, zasad bilansowania oraz opłat z tym związanych, a także ułatwień w handlu prawami dostępu do mocy przesyłowych.

Ponadto w postanowieniach powyższego projektu znalazły się również zapisy zobowiązujące Komisję do monitorowania prawidłowego wdrażania przez państwa członkowskie przepisów przedmiotowego rozporządzenia oraz informowania o skuteczności działań w zakresie wprowadzenia przejrzystych i odzwierciedlających koszty zasad dostępu do sieci przesyłowych, w tym do zamieszczania informacji w corocznym raporcie dot. rynku gazu. Termin wejścia w życie rozporządzenia ustalono na 1 lipca 2006 r., podczas gdy termin obowiązywania „Wytycznych dobrych praktyk TPA”, stanowiących załącznik do ww. rozporządzenia przypada 1 stycznia 2007 r.

Ostatnia prezentacja przedstawiona podczas spotkania ekspertów ds. gazu poświęcona została problematyce magazynowania tego surowca. Piotr Seklecki – starszy specjalista w Departamencie Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych omówił postęp prac nad wdrażaniem „Wytycznych stosowania dobrych praktyk TPA dla Operatorów Systemów Magazynowych”, które obowiązywanie swe rozpoczęły 1 kwietnia br. Autor prezentacji przypomniał, iż celem stworzenia wytycznych było zapewnienie niedyskryminacyjnego dostępu do magazynów gazu, zapewnienie przejrzystości w informowaniu podmiotów o możliwościach technicznych związanych z magazynowaniem oraz stworzenie odpowiedniego systemu bezpieczeństwa technicznego instalacji magazynowej. Podkreślił również, że bardzo ważnym elementem „Wytycznych” jest postulat stworzenia kodeksu magazynowania, w którym sprecyzowano by

techniczną stronę oferowanych usług, a także uszczegółowiono odpowiednie mechanizmy bilansowe zapobiegające występowaniu ograniczeniom w magazynowaniu.

Podsumowując wspólne obrady członków Zespołów, zarówno te dotyczące rynku energii elektrycznej jak i te, których przedmiotem dyskusji były zagadnienia związane z rynkiem gazu, Prezes URE dr Leszek Juchniewicz, ocenił je jako bardzo owocne, serdecznie dziękując wszystkim za przybycie i zachęcając do dalszego, aktywnego uczestnictwa w kolejnych spotkaniach, zgodnie z ich przewidywanym planem tematycznym.

Oczekuje się, iż spotkania tego rodzaju stanowiąc będą doskonałą okazję do wymiany poglądów a zarazem do twórczych dyskusji, które zaowocują kreatywnymi rozwiązaniami regulacyjnymi wzbogaconymi o cenne uwagi i spostrzeżenia ich uczestników.



Piotr Seklecki



Katarzyna Szwed-Lipińska

Autorzy są pracownikami Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

**Zatwierdzone taryfy
dla energii elektrycznej i paliw gazowych
publikowane są odpowiednio w:
„Biuletynie Branżowym URE – Energia elektryczna”
i „Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe”.**

REGULACJA A ZMIANY W STRUKTURZE CIEPŁOWNICTWA NA PRZYKŁADZIE PRZEDSIĘBIORSTW WOJEWÓDZTW DOLNOŚLĄSKIEGO I OPOLSKIEGO¹⁾

dr Jadwiga Gogolewska

Wstęp

Ustawa – Prawo energetyczne²⁾ określiła ramy regulacji i narzędzia regulacji, a także ustaliła organ regulacyjny, którym jest Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Ramy regulacji energetyki to najogólniej ujmując takie kształtowanie stosunków między uczestnikami rynków energii, które nawet w sytuacji jego nierównowagi (nadwyżki popytu nad podażą lub podaży nad popytem) zapewnią dostawcom zwrot kosztów prowadzonej działalności, a odbiorcom dostęp do energii, w tym przypadku ciepła po cenach, których poziom będzie akceptowany. Treść art. 45 ustawy wyraża cel regulacji, który ma zapewnić zwrot kosztów przedsiębiorstw energetycznych, ale jednocześnie chronić odbiorców przed nadmiernym wzrostem opłat. Zadanie to jest bardzo trudne, dlatego też w przepisach, zarówno Prawa energetycznego jak i w rozporządzeniach wykonawczych, regulowana działalność energetyczna jest objęta koncesjonowaniem, a taryfy przedsiębiorstw energetycznych podlegają weryfikacji w postępowaniu administracyjnym przed Prezesem URE. W warunkach regulowanego rynku ciepła, gdzie szereg uwarunkowań z okresu przed wprowadzeniem wymienionej ustawy – Prawo energetyczne, rzutuje na kondycję ekonomiczną i określa warunki techniczne funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych, ważnym jest, aby wywołać zachowania proefektywnościowe uczestników tego rynku wpisujące się w realizację strategii określoną w Założeniach polityki energetycznej państwa³⁾.

Główne cele założeń polityki energetycznej Polski do 2025 r. to:

- bezpieczeństwo energetyczne,
- poprawa konkurencyjności produktów i usług oferowanych przez krajowe podmioty gospodarcze,

- ochrona środowiska przed negatywnymi skutkami działalności energetycznej związanej z wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją energii i paliw.

Mimo, że ciepłownictwo polskie nie zostało objęte wyodrębnionym rządowym programem sektorowym w zakresie restrukturyzacji, to jednak, jak to podano w Założeniach polityki energetycznej przekształcenia strukturalne są ważnym elementem reformowania ciepłownictwa w kontekście realizacji celów jakie zostały określone w tych Założeniach...⁴⁾. Ciepłownictwo w Polsce stanowi istotne znaczenie nie tylko w zaspakajaniu podstawowych potrzeb (ważny element rynku), ale także odgrywa istotną rolę w kształtowaniu konkurencyjności lokalnej (element infrastruktury) oraz ma wpływ na stan środowiska naturalnego, do ochrony którego zobowiązują państwo umowy międzynarodowe.

1. Bezpieczeństwo energetyczne

Bezpieczeństwo energetyczne definiuje się jako stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię. Prawo energetyczne określa warunki tworzenia bezpieczeństwa energetycznego poprzez:

- **wyznaczanie kierunków zmian w strukturze majątku** przedsiębiorstw energetycznych (ciepłowniczych) i dostosowywanie jego wielkości i struktury do zmieniającego się popytu. Regulator – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE) poprzez ustawowe uprawnienie do wydawania, zmieniania i cofania koncesji, zatwierdzania lub odmowy zatwierdzania taryf, ich zmiany, monitorowania działalności koncesjonowanej oraz karania za nieprzestrzeganie prawa energetycznego ma istotny wpływ na kształtowanie się tych zmian. Zmiany w strukturze majątku monitorowane i weryfikowane przez Regulatora w postępowaniu koncesyjnym, oraz taryfowym w krótkim czasie doprowadziły do jego uporządkowania i dostosowania do zmieniającego się popytu poprzez likwidację źródeł lub zmniejszenie ich potencjału, modernizację oraz włączenie do sieci czy budowę źródeł szczytowych⁵⁾. Warunki koncesyjne wymusiły również na przedsię-

1) Niniejszy tekst został także opublikowany w: *Transformacja polskiej gospodarki. Ocena kierunków i dynamiki zmian strukturalnych*, pod redakcją Henryka Ćwiklińskiego, Fundacja Rozwoju Uniwersytetu Gdańskiego, Gdańsk 2005.

2) Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 ze zmianami.

3) *Założenia polityki energetycznej Polski do roku 2025*, www.kprm.gov.pl. Założenia polityki energetycznej państwa są formułowane od 1990 r., a obecny V program zachował główne cele tej polityki. Wskazuje to na ich aktualność i istotne znaczenie nie tylko dla sektora energetycznego, ale dla całej gospodarki.

4) *Założenia ...* op. cit. s. 46-47.

5) Pracujących w okresach zwiększonego lub zmniejszonego zapotrzebowania na ciepło.

biorcach opomiarowanie urządzeń ciepłowniczych oraz wprowadzenie automatyki pogodowej, co przyczyniło się do bardziej dokładnego ustalenia wielkości podaży i zapotrzebowania na ciepło oraz wymusiło zachowania prooszczędnościowe po stronie odbiorców ciepła. O zachodzących zmianach w strukturze majątku decydowały obok wymogów administracyjno-prawnych także czynniki ekonomiczne, takie jak **cena paliwa**. Pod koniec lat 90. w wielu lokalnych źródłach ciepła zastąpiono węgiel gazem lub olejem. Jednak gwałtowny wzrost cen, zwłaszcza oleju opałowego, spowodował zahamowanie tego procesu z uwagi na nieakceptowany przez odbiorców wzrost cen ciepła pochodzącego ze źródeł zmodernizowanych. Natomiast preferencje cenowe z jakich korzystają odbiorcy ciepła pochodzącego ze źródeł skojarzonych⁶⁾ nie wpłynęły na istotny rozwój tej technologii.

Przekształcenia w strukturze majątku przedsiębiorstw znajdują odzwierciedlenie w zmianach koncesji, które stanowią około 75% wszystkich wprowadzanych zmian;

- **tworzenie warunków ekonomicznych** poprzez zapewnienie dopływu środków umożliwiających nie tylko utrzymanie płynności bieżącej przedsiębiorstw, ale także realizację zadań inwestycyjno-modernizacyjnych, co w konsekwencji warunkuje bezpieczeństwo energetyczne. Przedsiębiorstwa mogą, na podstawie rozporządzeń wykonawczych do ustawy, uwzględniać w kosztach cenotwórczych w przedstawianych do zatwierdzenia Prezesowi URE wnioskach taryfowych „koszty modernizacji i rozwoju oraz koszty realizacji inwestycji z zakresu ochrony środowiska i związanych z tym kosztów finansowych oraz koszty kalkulacyjne związane eksploatacją nowych urządzeń i instalacji”⁷⁾. Ten przywilej stworzony dla przedsiębiorstw energetycznych nie jest bezwarunkowy. Wymaga bowiem opracowania planu inwestycji, przedstawienia źródeł jego finansowania oraz harmonogramu realizacji poszczególnych przedsięwzięć inwestycyjnych (§ 15.2). Wiele przedsiębiorstw korzysta z tej możliwości. W województwach dolnośląskim i opolskim ponad połowa przedsiębiorstw uwzględnia w kalkulacji cen i stawek opłat⁸⁾ koszty inwestycji i modernizacji. Ponadto dopuszcza się uwzględnianie przy ustalaniu

cen i stawek opłat przez przedsiębiorstwa zysku, „którego wysokość wynika z analizy nakładów na przedsięwzięcia inwestycyjne ujęte w planach inwestycyjnych”⁹⁾.

Do uwarunkowań ekonomicznych zabezpieczających stały dopływ środków należy także wprowadzenie podziału opłat na stałe i zmienne zagwarantowane w strukturze ich kalkulacji oraz wprowadzenie możliwości – w przypadku taryf wieloletnich – zmiany z uwzględnieniem skutków inflacji (RPI). Taryfy wieloletnie dają przedsiębiorstwom większą swobodę w kształtowaniu swojego wyniku przy określonych cenach i stawkach opłat poprzez długoterminowe działania proefektywnościowe;

- **powiązanie planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych z projektami założeń zaopatrzenia w ciepło opracowywanymi przez gminy**¹⁰⁾, poprzez włączenie planowania i organizacji zaopatrzenia w ciepło do zadań własnych gmin. Natomiast przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub/i dystrybucją ciepła mają obowiązek sporządzania planów rozwoju w zakresie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na ciepło na okresy nie krótsze niż trzy lata. Ustawa określiła również zakres rzeczowy planów rozwoju oraz wskazała podmioty odpowiedzialne za wymianę informacji dotyczących planów przedsiębiorstw i gmin. W odniesieniu do gmin określono także zakres przestrzenny oraz wskazano podmioty odpowiedzialne za przygotowanie projektów założeń do planu zaopatrzenia w ciepło. Przyjęty przez radę gminy plan jest podstawą do zawierania umów z przedsiębiorstwami energetycznymi. Weryfikacji decyzji inwestycyjnych dokonuje Regulator poprzez uwzględnianie uzasadnionego poziomu kosztów tych inwestycji w zatwierdzonych taryfach przedsiębiorstw¹¹⁾. Stopień powiązań planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych z projektami założeń zaopatrzenia w ciepło gmin jest bardzo mały. Gminy nie wywiązują się z tego zadania i bardzo wiele gmin takich założeń nie opracowało. Na 169 gmin w województwie dolnośląskim 13%, a na 71 gmin w województwie opolskim 10% miało opracowane założenia do planu na początku 2005 r. Bez wątpienia rzutuje to na koszty przyłączeń nowych odbiorców, zagraża gwarancji dostaw w przypadku znacznego zużycia majątku, a także osłabia konkurencyjność gmin w pozyskiwaniu nowych inwestorów¹²⁾;

6) Por. Dyrektywa 2004/8/WE w sprawie promowania kogeneracji tzw. „Dyrektywa kogeneracyjna”. Wdrożenie do polskiego ustawodawstwa ma nastąpić w 2006 r. Zakłada ona promocję kogeneracji o wysokiej sprawności tzn. powyżej 75%. Już jednak od 1998 r. Spółki dystrybucyjne mają obowiązek zakupu energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu z produkcją ciepła po cenie ustalonej w taryfie przy niższej sprawności, co również jest korzystne dla odbiorców ciepła z tych źródeł.

7) Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy (MGiP) w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie ciepłem z 30 lipca 2004 r., Dz. U. Nr 184, poz. 1902, z 25 sierpnia 2004 r., § 11.2 i § 15.

8) „Energetyka Ciepła w liczbach – 2003”, URE, Warszawa 2004, s. 171.

9) Por. Rozporządzenie MGiP, op. cit. § 24.2. Zmiana ustawy – Prawo energetyczne, obowiązująca od 3 maja 2005 r. zobowiązuje Prezesa URE do ustalania uzasadnionego zwrotu z kapitału w taryfach przedsiębiorstw energetycznych przedstawianych do zatwierdzenia, art. 23 ust. 2 pkt 3, Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552.

10) Por. art. 16 ust. 1-5, art. 18, art. 19 i art. 20 ustawy – Prawo energetyczne, op. cit.

11) Po zmianie przepisów wykonawczych do ustawy – Prawo energetyczne, będzie to zwrot zaangażowanego kapitału w koncesjonowaną działalność inwestycyjną.

12) Również oferowana przez Prezesa URE pomoc gminom w opracowaniu Założeń... nie spotkała się z zainteresowaniem ze strony gmin.

- **określenie zakresu liberalizacji rynku ciepła**, poprzez wyznaczenie skali działalności podlegającej koncesjonowaniu. W latach 1998-2004 zakres koncesjonowania zmieniał się poprzez określenie mocy zainstalowanej w źródłach ciepła należących do jednego przedsiębiorstwa. Włączenie w zakres koncesjonowania w 1999 r. źródeł ciepła o potencjale powyżej 1 MW, już w swoim założeniu było przejściowe i podyktowane procesem „porządkowania” rynku ciepła. Pozwoliło bowiem na wprowadzenie obowiązku opomiarowania źródeł ciepła oraz jednolitych zasad dotyczących zasad rozliczania za ciepło, m.in. przez likwidację ryczałtu. Proces ten dał wymierne efekty po stronie odbiorców ciepła, gdyż wymusił zachowania prooszczędnościowe w określaniu zapotrzebowania na ciepło. Obecnie¹³⁾ przedsiębiorstwa, których zamówiona moc cieplna nie przekracza 5 MW nie mają obowiązku posiadania koncesji i zatwierdzania taryf. W województwie dolnośląskim i opolskim jest to 28% przedsiębiorstw dotychczas koncesjonowanych. Natomiast sprzedaż ciepła z tych przedsiębiorstw stanowiła w 2004 r. zaledwie 0,8% w sprzedaży ogółem. Stabilizacja ekonomiczna, przekształcenia organizacyjne i zmiany technologiczne, jakie zaszły na lokalnym rynku ciepła w okresie 1998-2004, uzasadniają wzrost liberalizacji tego rynku bez obawy, że wystąpią zakłócenia w dostawach ciepła.

2. Poprawa konkurencyjności produktów i usług oferowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne

W procesie regulacji ciepła poprawie konkurencyjności ma sprzyjać przede wszystkim:

- **ustalenie cen i stawek opłat za ciepło**; regulacja mająca stworzyć czy zapewnić warunki konkurencyjności na rynku ciepła odbywa się w sytuacji ścisłego określenia zależności cen i stawek opłat od **kosztów uzasadnionych**, procedur zatwierdzania i określonych uprawnień Regulatora wymienionych zarówno w ustawie – Prawo energetyczne, jak i w rozporządzeniach wykonawczych. Zatwierdzany poziom cen i stawek opłat jest więc pewną wypadkową między warunkami funkcjonowania przedsiębiorstwa i zaplanowaną poprawą efektywności przez przedsiębiorstwo, do której zostało ono zobligowane przez Regulatora poprzez ustalenie współczynników korekcyjnych. Jednocześnie o konkurencyjności czyli swobodnym kształtowaniu podaży i popytu czy wyborze dostawcy ciepła z powodów technicznych i technologicznych produkcji i przesyłania czy dystrybucji ciepła trudno mówić przez analogię do wyrobów i towarów, których dostarczanie nie jest uzależnione od środka „transportu” czyli sieci ciepłowniczych. Z tego powodu, jak również z uwagi na wysokie koszty związane z budową źródeł ciepła oraz małej ich elastyczności

13) Po zmianie ustawy – Prawo energetyczne, która obowiązuje od 3 maja 2005 r.

w zakresie surowców wykorzystywanych do produkcji ciepła, konkurencyjność na tym rynku oznacza takie kształtowanie cen i stawek opłat, które zapewni „pokrycie uzasadnionych kosztów ich działalności (...) wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitałów zaangażowanych w tę działalność”, a jednocześnie zapewni „ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat”¹⁴⁾. W warunkach określonych przez poziom zaangażowania kapitału i warunków technicznych dostarczania ciepła mamy tu zjawisko rynku producenta – dostawcy, który mógłby „dyktować” ceny nieuzasadnione ani poziomem ponoszonych kosztów, ani ryzykiem utraty odbiorcy z powodu braku akceptacji przedstawionych cen. Swoboda wyboru dostawcy ciepła przez odbiorcę ograniczona jest zarówno systemem umów¹⁵⁾ zawieranych z dostawcami, jak i brakiem zainteresowania „wchodzenia” na dany lokalny rynek innych dostawców z uwagi na funkcjonujący na tym rynku poziom cen. Warunki tworzenia konkurencji poprzez rozwój alternatywnych źródeł ciepła i lansowania swobody dostępu do sieci przesyłowych, jak dotychczas nie sprawdziły się, a istniejące źródła ciepła funkcjonują w warunkach monopolu naturalnego. Cena ciepła, która w znacznej mierze zależy od kosztów, zwłaszcza kosztów paliwa (a w przypadku nowych źródeł także kosztów inwestycji), nie pozwala na zaferowanie odbiorcy towaru, jakim jest ciepło, przez nowego dostawcę po cenie atrakcyjnie niższej w stosunku do ceny dostawcy już obecnego na danym lokalnym rynku.

W tej sytuacji rynek ciepła w latach 1998-2004 nie uległ znaczącym zmianom strukturalnym pod względem dywersyfikacji paliwa zużywanego do produkcji ciepła, ilości podmiotów zajmujących się działalnością ciepłowniczą czy rozwojem technologii proekologicznych. Wciąż głównym źródłem ciepła jest paliwo stałe, którego udział w województwach: dolnośląskim i opolskim jest wyższy niż przeciętnie w kraju¹⁶⁾. Nie nastąpił także rozwój kogeneracji rozproszonej, mimo preferencji sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanych w tych źródłach. Zmiany cen ciepła pozostawały pod wpływem restrukturyzacji przedsiębiorstw, których działalność ciepłownicza nie była działalnością podstawową, a także jedynie w małych systemach przechodzeniem na paliwa ekologiczne, co było wymuszone względami ochrony środowiska (na obszarach rekreacyjno-wypoczynkowych) lub ograniczeniem innych kosztów niż paliwo. Na przykład w źródłach, które ogrzewają wydzie-

14) Por. art. 45.1. ustawy – Prawo energetyczne, op. cit.

15) Są to umowy wieloletnie, nie rzadko zawierane na 20 lat, a warunki odstąpienia czy ich zmiany są często zależne od spłaty kredytów inwestycyjnych.

16) Na ten temat: J. Gogolewska, *Ocena zmian zachodzących na lokalnym rynku ciepła w latach 1998-2002 na przykładzie Dolnego Śląska i województwa opolskiego*, Acta Universitatis Lodziensis, Folia Oeconomica 174, 2004.

lone obiekty administracyjne, takie jak szkoły czy budynki administracji, istotne znaczenie miało zmniejszenie kosztów zatrudnienia. Zastąpienie w miejskich systemach ciepłowniczych źródeł węglowych źródłami opartymi na gazie lub oleju mimo, częstego w takich przypadkach, korzystania z funduszy ochrony środowiska, zawsze wywoływało oburzenie lokalnej społeczności z powodu drastycznego wzrostu kosztów ogrzewania. Były też przypadki ogłoszenia upadłości przedsiębiorstw ciepłowniczych z powodu braku akceptacji wysokich opłat za ciepło spowodowanych modernizacją. Wydarzenia takie z uwagi na swoją medialność, nie służą propagowaniu idei ochrony środowiska i dowodzą potrzeby włączenia się w proces zmian strukturalnych także samorządów lokalnych.

Spektakularne przykłady zastosowania nowoczesnych technologii współspalania w Lubaniu czy w Wałbrzychu oraz uruchomienia źródła produkującego ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną na bazie paliwa gazowego w Świebodzicach nie wpłynęło na zmianę struktury sprzedaży ciepła według wymienionych kryteriów. Inwestycje były realizowane w ramach istniejących systemów ciepłowniczych przez podmioty dotychczas funkcjonujące na lokalnym rynku ciepła¹⁷⁾; **gwarantowanie**, że cena za określone usługi podane w taryfach obowiązuje przy zachowaniu standardów obsługi odbiorców wymienionych w rozporządzeniach wykonawczych. Określone w rozporządzeniu wykonawczym¹⁸⁾ do ustawy – Prawo energetyczne, standardy jakościowe obsługi odbiorców dotyczą warunków sprzedaży ciepła, wstrzymania dostarczenia ciepła oraz dotrzymywania terminów. Dostawcy i odbiorcy mogą oczywiście kształtować takie warunki dowolnie w umowach, ale wyznaczone standardy określają pewien poziom świadczenia usług, które obowiązują, gdy nie określi się ich w umowach i z reguły są one wyznacznikiem poziomu świadczenia. Gwarantuje to jakość, terminowość i trwałość dostaw ciepła, a także ogranicza praktyki nieuczciwej konkurencji przejawiającej się pogarszaniem standardów przy oferowaniu niższej ceny ciepła.

Na kształtowanie się poziomu cen ciepła ma wpływ także zakres świadczonych usług, który jest jednym z kryteriów podziału odbiorców na grupy, jak również wymóg eliminowania subsydiowania między tymi grupami. Poprawie konkurencyjności, przy porównywalnym poziomie świadczonych usług, powinna służyć cena ciepła i przyczyniać się do realizacji takich celów jak dywersyfi-

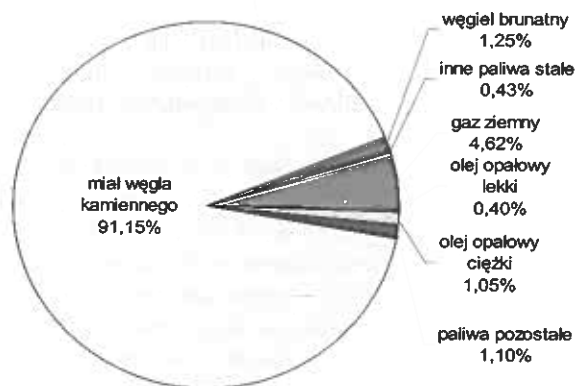
kacja źródeł ciepła i wzrost udziału paliw ekologicznych w dostarczaniu ciepła. Jednak, jak wskazują dane zamieszczone w tabeli 1, ceny ciepła, do wytworzenia którego zużywa się tradycyjne paliwo stałe, są tańsze od paliwa gazowego czy olejowego. Ma to wpływ na słabą dynamikę rozwoju źródeł ciepła opartych na tych paliwach, które bardziej niż paliwa stałe są przyjazne dla środowiska. Wysokie koszty paliwa ekologicznego, rzutujące na poziom cen ciepła uzyskiwanego z tego paliwa, wymagają wprowadzania do polityki państwa wspomagających narzędzi, które spowodują większe upowszechnienie rozwoju nowoczesnych źródeł ciepła. Mogłyby to być na przykład ulgi podatkowe, ponieważ podatki stanowią istotny element kosztów ciepła, czy ulgi inwestycyjne.

Tabela 1. Średnie ceny ciepła według wybranych rodzajów paliw

Rodzaj paliwa	Średnie ceny ciepła w zł/GJ					
	woj. dolnośląskie			woj. opolskie		
	2002	2003	2004	2002	2003	2004
Miał węglowy	22,03	22,89	23,89	24,68	23,69	25,19
Węgiel brunatny	13,96	28,50	18,98	-	-	-
Gaz	36,72	42,06	37,04	37,39	39,02	42,96
Olej opałowy	54,96	50,69	46,29	51,13	57,06	57,20

Źródło: Na podstawie zatwierdzonych taryf dla ciepła w latach 2002-2004.

Rysunek 1. Struktura sprzedaży ciepła w zależności od rodzaju paliw



Źródło: J. Bodych-Wasilewska, *Taryfy dla ciepła. Sprawozdanie 2004 r. (materiały nie publikowane)*. Warszawa, URE, 2005.

Na strukturę cen i ich poziom ma wpływ struktura produkcji oparta na paliwach stałych. Obserwowany wzrost udziału zużycia jako paliwa w produkcji ciepła gazu i oleju wynikał w ostatnich latach raczej ze spadku produkcji i sprzedaży ciepła produkowanego na paliwach stałych. Strukturę ciepła wytwarzanego według paliw w 2004 r. przedstawia rys. 1. W całym okresie regulacji tj. od 1998 r. udział ciepła z paliw stałych wynosi około 90%. Zmiana tej struktury, pożądana z punktu widzenia ochrony środowiska, jest trudna do wdrożenia, gdyż obok cen wpływ

17) Por. K. Giermek, W. Włodarczyk, *Rozwój odnawialnych źródeł energii w latach 1999-2004 – ocena mechanizmów wspierania*, Biuletyn URE nr 1/2005, s. 32-34.

18) Por. Rozporządzenie MGİP z dnia 30 czerwca 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia do sieci ciepłowniczej oraz eksploatacji tych sieci, Dz. U. z 2004 r. Nr 167, poz. 1751, rozdz. 6.

na tę strukturę ma duża koncentracja wytwarzania ciepła właśnie opartego na węglu i jego pochodnych. Dwa największe przedsiębiorstwa Opolszczyzny wytwarzają 48% ciepła opartego na paliwie węglowym, a w województwie dolnośląskim 7 przedsiębiorstw produkujących ponad 1 tys. TJ każde, co stanowi 71% produkcji ciepła, z paliw węglowych produkuje 64% ciepła. Ponadto decyzje inwestycyjne o zmianie paliwa, z uwagi na koszty, muszą uwzględniać nie tylko skutki wzrostu cen spowodowane tą zmianą, ale także stopień zużycia majątku produkcyjnego, który nie zamortyzowany wpływa na wzrost kosztów przedsiębiorstwa, a w konsekwencji na ceny ciepła.

3. Ochrona środowiska

W procesie regulacji – koncesjonowanie, taryfowanie, nakładanie kar, prowadzenie działalności informacyjno-popularyzatorskiej – uwidacznia się też stwarzanie warunków dla takich zmian w ciepłownictwie, które są pożądane z punktu widzenia realizacji polityki energetycznej państwa w odniesieniu do ochrony środowiska. Ma to także służyć wywiązaniu się Polski z umów międzynarodowych dotyczących osiągnięcia pulapów emisji SO_2 i NO_x oraz dostosowania do standardów emisji zanieczyszczeń określonych w Dyrektywie 2001/80/WE. Spełnienie tych zobowiązań wymaga zmian strukturalnych w ciepłownictwie, w tym szczególnie dotyczących zużywanych paliw.

Sektor energetyczny, w tym ciepło jest głównym źródłem emisji dwutlenku węgla, dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłów do powietrza. Regiony, na których koncentruje się przemysł energetyczny oparty głównie na energii pierwotnej, są szczególnie zagrożone degradacją środowiska. Do tych zagrożonych obszarów należą także województwa: dolnośląskie i opolskie. Skalę emisji zanieczyszczeń podstawowych z zakładów szczególnie uciążliwych na Dolnym Śląsku i w województwie opolskim przedstawia tabela 2.

Źródłem tych zanieczyszczeń są w większości elektrownie ciepłownicze: zawodowe i przemysłowe, a także kotłownie lokalne i paleniska domowe. Na terenie województwa dolnośląskiego największy udział w emisji zanieczyszczeń pyłem, dwutlenkiem siarki i dwutlenkiem azotu wśród zakładów szczególnie uciążliwych mają: Elektrociepłownia Wrocław, Elektrownia Turów, KGHM Polska Miedź – Huta Miedzi Głogów, Energetyka – Rokita w Brzegu Dolnym,

WPEC Legnica oraz Fortum DZT Wałbrzych. Natomiast w województwie opolskim: Zakłady Azotowe Kędzierzyn Koźle, Energetyka Ciepła Opolszczyzny, Elektrownia Opole. Podmioty te mają największy udział w rynku ciepła obu województw. Produkcja ich przekracza 1 tys. TJ rocznie.

Stopień zanieczyszczenia środowiska od 1990 r. systematycznie maleje a dynamika tego zmniejszenia jest wyższa od 1995 r. na obszarze województw dolnośląskiego i opolskiego niż przeciętnie w kraju. Jest to zjawisko pozytywne. Na osiągnięte wyniki wpływ miały celowe działania, takie jak odchodzenie od tradycyjnych źródeł pozyskiwania energii i zastępowanie paliwa stałego paliwem gazowym czy też stosowanie różnego rodzaju urządzeń redukujących emisje pyłów i gazów. Istotny wpływ na ograniczanie emisji wywarła także restrukturyzacja gospodarki i zaprzestanie wielu rodzajów produkcji, w których wykorzystywano ciepło produkowane na bazie węgla w elektrowniach i elektrociepłowniach przemysłowych

W latach 2002-2004 dolnośląskie i opolskie koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze znacznie obniżyły emisje gazów. Emisje w województwie dolnośląskim pochodzące z tych przedsiębiorstw obniżyły się o 23,5% dwutlenku węgla, o 25,2% dwutlenku siarki i o 29% tlenku azotu. Natomiast w województwie opolskim odpowiednio: 18,0%, 52,5% i 32,6%. Ilość wyemitowanych pyłów z tych przedsiębiorstw spadła w 2004 r. w porównaniu do 2003 r. o 17% w województwie dolnośląskim i 30% w województwie opolskim.

Problemem Dolnego Śląska, jeśli chodzi o zanieczyszczenia, jest także niska emisja, mająca swe źródło głównie w paleniskach domowych. Programy likwidacji niskiej emisji były realizowane we wszystkich większych miastach regionu oraz w miastach o szczególnych walorach turystyczno-uzdrowiskowych. Jednak problem nadal pozostaje otwarty, gdyż chociaż emisje z lokalnych kotłowni zostały wyraźnie ograniczone wskutek np. włączenia do centralnych źródeł zaopatrzenia, wciąż duży odsetek budynków wielorodzinnych nie posiada instalacji wewnętrznych i ogrzewane jest piecami. Szczególnie dotkliwie odczuwa się emisje z palenisk piecowych w miejscowościach górskich i aglomeracjach miejskich, gdzie są niekorzystne warunki rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń.

Tabela 2. Emisja zanieczyszczeń w latach 1995 i 2003, w tys. ton

Obszar	Lata					
	1995			2003		
	pyły	gazy	w tym SO_2	pyły	gazy	w tym SO_2
Polska	432,4	2 784,8	1 643,3	134,7	1 946,7	888,3
Dolny Śląsk	54,4	240,9	185,2	12,8	86,6	51,4
% emisji krajowej	12,5	8,6	11,3	9,5	4,4	5,7
Opolszczyzna	19,3	87,3	43,4	5,0	49,7	14,1
% emisji krajowej	4,5	3,1	2,6	3,7	2,6	1,6

Źródło: Ochrona Środowiska 2003, GUS, Warszawa 2003, s. 52-53, Rocznik statystyczny województw 2004, GUS, Warszawa 2005, s. 351.

Główne zanieczyszczenia powietrza atmosferycznego pochodzą z procesów spalania i przemiany energii, ze spalania w sektorze komunalnym i mieszkaniowym oraz w przemyśle. Stanowią one razem około 95,5% dwutlenku siarki, 62,1% tlenków azotu, 54,7% tlenków węgla i 65,1% pyłów¹⁹⁾.

Chociaż jak pokazano w tabeli 2 miał miejsce znaczący spadek tych emisji w latach 1995-2003, to szczególnie dla energetyki zmniejszenie emisji gazów i pyłów w dalszym ciągu pozostaje ważnym wyzwaniem w dążeniu do poprawy stanu środowiska naturalnego.

Najwięcej zanieczyszczeń jest emitowanych na obszarach lokalizacji przemysłu ciężkiego i związanej z nim energetyki, a także w dużych aglomeracjach miejskich. W województwie dolnośląskim są to powiaty: zgorzelecki, wrocławski, glogowski, lubiński, wołowski i dzierzoniowski oraz Wrocław i Legnica. W województwie opolskim natomiast powiaty: opolski, krapkowicki, kędzierzyńsko-kozielski oraz Opole.

Biorąc pod uwagę fakt, że największy udział w zużyciu węgla kamiennego, w tym na produkcję ciepła, mają elektrownie i elektrociepłownie zawodowe, ciepłownie zawodowe i niezawodowe oraz elektrociepłownie przemysłowe – 63,4% – wpływ na znaczącą poprawę wskaźników emisji zanieczyszczeń mogą mieć technologiczne zmiany spalania, w tym zmiana używanego paliwa lub jego komponentów. W województwach dolnośląskim i opolskim zużycie węgla przez wymienione podmioty wynosi odpowiednio: 50% i 37,2%²⁰⁾.

Natomiast kontynuowanie włączania budynków komunalnych do ogrzewania centralnego z miejskich sieci ciepłowniczych jest możliwe, jeśli przedsiębiorstwa ciepłownicze przedstawia atrakcyjną ofertę możliwości zaopatrzenia i zaproponują atrakcyjną cenę ciepła. Pozostaje jeszcze kwestia wyposażenia w instalacje budynków komunalnych, w finansowanie której powinny włączyć się samorządy gmin²¹⁾.

Zakończenie

Oceniając dotychczasowe zmiany strukturalne w ciepłownictwie, w kontekście realizacji celów określonych w *Założeniach polityki energetycznej* należy stwierdzić, że nie są one zadowalające. Szczególnie jeśli chodzi o poprawę konkurencyjności usług oferowanych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze oraz ochronę środowiska. Zmiany, które dotychczas obserwuje się, zachodzą głównie w ramach istniejących mocy wytwórczych ciepła i, utrwaliły one pozycje dużych przedsiębiorstw energetycznych na rynku ciepła. Niepokojące jest także utrzymywanie się paliw stałych jako podstawowego źródła pozyskania ciepła, a także brak rozszerzania rynku ciepła

poprzez pozyskiwanie nowych odbiorców zwłaszcza z zabudowy komunalnej. Niedostatecznie dynamiczne zmiany strukturalne wynikają z braku zainteresowania zaopatrzeniem w ciepło samorządów lokalnych, które nie wywiązują się z zadań własnych oraz zachowawczej postawy przedsiębiorstw energetycznych, które utrwalają swoją pozycję na rynku ciepła jedynie poprzez przejmowanie słabszych podmiotów lub działalności dotychczas prowadzonej przez przedsiębiorstwa przemysłowe.

W związku z tym konieczne jest dokonanie takich zmian legislacyjnych, które obligowałyby samorządy lokalne do angażowania się w proces zaopatrzenia w ciepło na obszarze gminy zarówno jeśli chodzi o tworzenie warunków dla rozwoju infrastruktury ciepłowniczej, jak i wykorzystania walorów lokalnych w tworzeniu bazy ekologicznej tego ciepłownictwa.

Wpływ Regulatora Prezesa URE na stymulowanie procesów zmian w strukturze zużywanych paliw w energetyce czy na popularyzowanie rozwoju odnawialnych źródeł energii – jak wskazuje praktyka – jest ograniczony z uwagi na wysokie koszty inwestycji proekologicznych, które w konsekwencji powodują wzrost cen ciepła. Dotychczasowe efekty osiągnięte głównie działaniami oszczędnościowymi, do których „zmuszeni” zostali zarówno dostawcy, jak i odbiorcy ciepła mogą być jednak z czasem utracone, jeżeli wraz z rozwojem gospodarczym wzrośnie zapotrzebowanie na ciepło, a nie nastąpią zmiany w strukturze zużywanych do jego produkcji paliw oraz nie stworzy się warunków dla rozwoju popytu na ciepło pochodzące ze źródeł centralnych. Istotnym byłoby również rozważenie zasadności kontynuowania procesów koncentracji produkcji ciepła, co stawia pod znakiem zapytania możliwość poprawy konkurencyjności na lokalnych rynkach ciepła.



Autorka jest zastępcą dyrektora Południowo-Zachodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą we Wrocławiu

19) Por. *Ochrona Środowiska*, GUS 2003, s. 215.

20) Por. *Zużycie paliw i nośników energii w 2003 r.*, GUS, Warszawa 2004, s. 11-17.

21) Por. W. Szulc, *Wpływ samorządu na likwidację niskiej emisji na przykładzie miasta Bełchatowa*, Wokół Energetyki, Warszawa, nr 3/2005, s. 54-57.

REGULACJA SEKTORA CIEPŁOWNICZEGO – NADMIERNA INGERENCJA PAŃSTWA W GOSPODARKĘ, CZY OBIEKTYWNA KONIECZNOŚĆ?

Mirosława Szatybełko-Połom

Chociaż ani konkurencja, ani regulacja nie jest doskonała, należy mieć nadzieję, że każda z nich jest niedoskonała w stopniu możliwym do zniesienia

J.C. Baubright

Wstęp

Trwający proces transformacji rynku energetycznego ma doprowadzić do nadania mu cech rynku konkurencyjnego. Wszystko po to, aby zwiększyć efektywność funkcjonowania sektora energetycznego i obniżenia cen energii. Stąd szczególne znaczenie regulatora (i regulacji) w energetyce, który jest substytutem rynku konkurencyjnego, zwłaszcza w obszarze monopolu naturalnych, do których zaliczane są przedsiębiorstwa ciepłownicze.

Istnieje obszerna literatura w zakresie teorii regulacji monopolu naturalnego oraz interwencjonizmu państwowego, zatem autorka postanowiła skupić się na studium rzeczywistości.

Przedstawione rozważania, poparte danymi empirycznymi z regulacji działalności przedsiębiorstw z obszaru działania Północnego Oddziału Terenowego Urzędu Regulacji Energetyki w Gdańsku (OT URE w Gdańsku), tj. z województwa pomorskiego i województwa warmińsko-mazurskiego, obrazują wpływ regulacji na funkcjonowanie sektora ciepłowniczego w aspekcie zmniejszenia jego nieefektywności oraz równoważenia interesów odbiorców i przedsiębiorstw. Na tej podstawie autorka pragnie sformułować odpowiedź na pytanie, czy regulacja sektora ciepłowniczego jest nadmierną ingerencją państwa w gospodarkę, czy obiektywną koniecznością.

Ciepło, interwencja państwa, regulacja

Ciepło jest specyficznym dobrem publicznym. Przez lata traktowane było przez społeczeństwo jako coś, co się każdemu należy. Nikt, ani konsument, ani przedsiębiorstwo nie uważało ciepła za towar. Dopiero w procesie transformacji dobro to zaczęto postrzegać również jako towar, który będąc przedmiotem handlu, powinien posiadać określoną cenę. Przypomnieć należy, że przed rozpoczęciem procesu liberalizacji rynku, cena ciepła nie wynikała z kosztów jego wytwarzania i dystrybucji. Oddziaływanie państwa na przedsiębiorstwa ciepłownicze polegało m.in. na stanowieniu „urzędowych” cen ciepła oraz wprowadzaniu maksymalnych wskaźników

wzrostu cen „umownych”. Rada Ministrów była nawet upoważniona do wprowadzania okresowego zakazu podwyższania cen „umownych” (w dalszej części więcej na ten temat). Wszystko to wpływało bardzo negatywnie zarówno na przedsiębiorstwa (brak dbałości o racjonalizację ponoszonych kosztów), jak i odbiorców (świadomość, że „ciepło się należy” powodowało brak zainteresowania oszczędnym jego zużyciem). Trudno zatem było mówić o racjonalnej cenie ciepła, trudno też było mówić o sprzedaży tego dobra na rynku ciepła. Specyfika zaopatrzenia w ciepło powoduje bowiem, że w odróżnieniu od innych rynków energetycznych (np. rynku energii elektrycznej, czy rynku gazu), w skali kraju nie występuje wewnętrzny rynek ciepła, a poszczególne systemy zaopatrzenia w ciepło, rozumiane jako źródła ciepła i sieci ciepłownicze wyprodukowane z tych źródeł, mają jedynie lokalny charakter. Ze względu na uwarunkowania techniczno-ekonomiczne, lokalne rynki ciepła w zakresie jego przesyłania siecią ciepłowniczą pozbawione są symptomów konkurencji, natomiast przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła należą do kategorii monopolu naturalnego²⁾, uważanego przez lata za rozwiązanie optymalne i naturalne dla całej gospodarki.

Cechą charakterystyczną monopolu naturalnych jest ich *nieefektywność alokacyjna* (społeczna), gdyż monopol nie doprowadza do zrównania kosztu krańcowego produkcji (sprzedaży usług) z użytecznością krańcową tej produkcji dla konsumenta (odbiorcy)³⁾. W efekcie ceny monopolowe są wyższe od tych, które ustalone

- 1) Niniejszy tekst został także opublikowany w: *Transformacja polskiej gospodarki. Ocena kierunków i dynamiki zmian strukturalnych*, pod redakcją Henryka Ćwiklińskiego, Fundacja Rozwoju Uniwersytetu Gdańskiego, Gdańsk 2005.
- 2) Temat monopolu naturalnego został szczegółowo omówiony w: A.T. Szablewski, *Zarys teorii i praktyki reform regulacyjnych na przykładzie energetyki*, Wyd. DiG, Łódź – Warszawa 2003, s. 40 i nast.; por. F. Misiąg, *Demonopolizacja rynku*, Instytut Rynku Wewnętrznego i Konsumpcji, Warszawa 1990, s. 8 i nast.
- 3) T. Kątownski, *Podstawowy wykład z mikroekonomii*, Wydawnictwo Uniwersytetu Gdańskiego, Gdańsk 2005, s. 86 i nast.; por. T. Kamińska, *Społeczne koszty monopolu w warunkach polskich*, Wybrane problemy współczesnej gospodarki rynkowej, Fundacja Rozwoju Uniwersytetu Gdańskiego, Gdańsk 2002.

byłyby przez przedsiębiorstwa działające na rynku konkurencyjnym. Inną istotną cechą monopolu jest *nieefektywność wewnętrzna* (produkcyjna), która sprowadza się do braku dbałości o minimalizację jednostkowych kosztów produktu, a polega m.in. na utrzymywaniu nadmiernej możliwości produkcyjnych, przy nieracjonalnych inwestycjach.

Już z tej syntetycznej charakterystyki wynika, że w sytuacji monopolu na dostawę ciepła, konieczne stało się wprowadzenie mechanizmów rynkowych, które wpływałyby na wzrost efektywności sektora ciepłowniczego i respektowanie interesów konsumentów. Nieodzowna stała się zatem interwencja państwa⁴⁾, bowiem to państwo posiada uprawnienia władcze, dające mu prawo nadzoru i kontrolowania przedsiębiorstw. Współczesny interwencjonizm państwa ma na celu m.in. zapewnienie przedsiębiorcom prawnych warunków działania, związanych z: przestrzeganiem zasad konkurencyjności, ograniczeniem działalności szkodliwej dla środowiska i zdrowia, ochroną posiadanych zasobów pracy i zasobów surowcowych⁵⁾. Dążenie do rynku konkurencyjnego uzyskało formalnoprawne podstawy wraz z wejściem w życie z dniem 4 grudnia 1997 r. ustawy – Prawo energetyczne⁶⁾. Został równocześnie powołany wyspecjalizowany centralny organ administracji rządowej – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (Prezes URE), którego kwintesencją działania jest regulacja działalności przedsiębiorstw energetycznych, zmierzająca do równoważenia immanentnie sprzecznych interesów przedsiębiorstw i odbiorców paliw i energii. Prezes URE (regulator) staje się substytutem rynku konkurencyjnego w zmonopolizowanym sektorze energetycznym. Warto zatem przyrzeć się praktycznej regulacji przedsiębiorstw ciepłowniczych i wnioskom z niej płynącym.

Regulacja sektora ciepłowniczego – aspekt lokalny

Regulacja administracyjna i pożytki z niej płynące

Jednym z pierwszych narzędzi, które Prezes URE wykorzystał rozpoczynając proces regulacji sektora energetycznego było koncesjonowanie. W związku z tym, że ustawa nie przewiduje żadnego automatyzmu w procesie przyznawania koncesji, w 1998 r. przeprowadzono „z urzędu”⁷⁾ postępowania administracyjne w sprawie udzielenia koncesji konkretnemu przedsiębiorcy, na konkretną działalność. Regulator podczas postępowania

administracyjnego sprawdza, czy wnioskodawca spełnia ustawowo określone przesłanki uzyskania koncesji, tj. sprawdza czy dysponuje on środkami finansowymi, w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności, bądź czy jest w stanie udokumentować możliwości ich uzyskania, czy ma możliwości techniczne gwarantujące prawidłowe wykonywanie działalności, czy uzyskał wymagane decyzje o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu oraz czy zapewni zatrudnienie osób zajmujących się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji wymaganych odrębnymi przepisami. Po indywidualnej wnikliwej analizie przedłożonych dokumentów, Prezes URE wydaje decyzje administracyjne udzielające przedsiębiorstwom koncesji na prowadzenie konkretnej działalności, formułując jednocześnie warunki każdej koncesji, do realizacji których koncesjonariusz zostaje zobowiązany.

W 1998 r., tj. w roku rozpoczęcia procesu udzielania koncesji, nie wszystkie przedsiębiorstwa dostosowały się do wymogów ustawy – Prawo energetyczne. W związku z tym, podczas przydzielania koncesji Prezes URE musiał na te przedsiębiorstwa nałożyć „szczególne” warunki, które w wyznaczonym przez regulatora terminie miały być przez nie zrealizowane. Do najistotniejszych należały następujące warunki:

- dostosowanie do 31 grudnia 1999 r. treści zawartych umów sprzedaży do przepisów ustawy – Prawo energetyczne i wydanych na jej podstawie przepisów wykonawczych,
- spowodowanie, aby w terminie do 30 września 1999 r. wszystkie węzły ciepłone w eksploatowanych sieciach zostały wyposażone w układy pomiarowo-rozliczeniowe,
- spowodowanie, aby w okresie 2 lat od dnia udzielenia koncesji (najczęściej do końca 2000 r.), wszystkie węzły w eksploatowanych sieciach zostały wyposażone w układy automatycznej regulacji,
- opracowanie programu racjonalnego i oszczędnego zużycia paliw,
- zmniejszenie ubytków wody sieciowej,
- opracowanie programów zmierzających do ograniczenia obciążeń środowiska,
- uzyskanie zezwolenia na emisję zanieczyszczeń.

Kontrola, której poddane zostały przedsiębiorstwa z woj. pomorskiego i woj. warmińsko-mazurskiego wykazała, że na koniec 2001 r. jedynie warunek dot. wyposażenia węzłów ciepłowniczych w układy automatycznej regulacji nie był w pełni zrealizowany w wyznaczonym terminie (został wykonany w terminie późniejszym).

Oznacza to, że regulacja administracyjna stworzyła podstawy do minimalizacji kosztów prowadzonej działalności oraz optymalizacji wykorzystania infrastruktury energetycznej, co jest pozytywnym efektem udzielonych koncesji. Ponadto, poprzez koncesjonowanie, regulator przekazuje przedsiębiorstwom podstawową wiedzę w zakresie polityki energetycznej państwa i kontynuuje proces praktycznego promowania konkurencji, który w konsekwencji wpływa na ograniczenie negatywnych skutków monopolu naturalnych.

4) J. Sloman, *Podstawy ekonomii*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2001, s. 245 i nast.

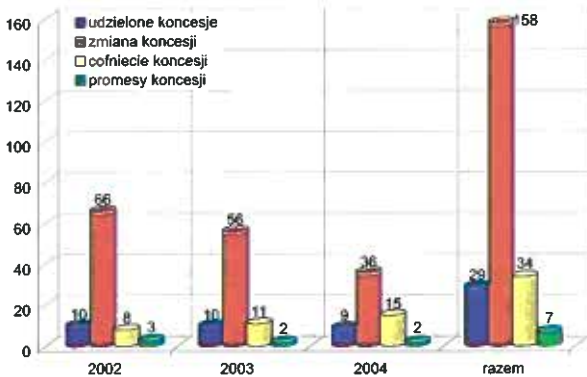
5) A. Dobroczyńska, L. Juchniewicz, B. Zaleski, *Regulacja energetyki w Polsce*, Wydawnictwo Adam Marszałek, Warszawa – Toruń 2000, s. 12 i nast.

6) Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 i Nr 203, poz. 1966, z 2004 r. Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875, Nr 96, poz. 959 i Nr 173, poz. 1808 oraz z 2005 r. Nr 62, poz. 552).

7) *Ibidem*, art. 67.

W świetle zmieniających się przepisów prawnych, zmieniają się również warunki prowadzenia działalności związanej z zaopatrzeniem w ciepło. Powoduje to, że proces koncesjonowania ciągle trwa, czego potwierdzeniem może być liczba koncesji, promes koncesji (przrzeczenie udzielenia koncesji), zmian oraz cofnięć koncesji, wydanych w latach 2002-2004, których graficzny obraz zawiera rysunek 1. Dla porządku należy również podać, że w 2004 r. ważne koncesje (w liczbie 210) posiadało 100 przedsiębiorstw ciepłowniczych z terenu obu branych pod uwagę województw⁸⁾.

Rysunek 1. Zestawienie udzielonych koncesji, promes, zmian i cofnięć koncesji w woj. pomorskim i warmińsko-mazurskim w latach 2002-2004



Źródło: Wyliczenia własne na podstawie prowadzonych postępowań administracyjnych w OT URE w Gdańsku.

Konsekwencją koncesjonowania jest również permanentny monitoring koncesjonariuszy m.in. standardów jakościowych obsługi odbiorców w zakresie dostarczania ciepła, energii elektrycznej i gazu, kwalifikacji osób zatrudnionych przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci energetycznych, czy też prawidłowości stosowania taryf. W 2004 r. przeprowadzono 136 kontroli w ww. obszarze, w wyniku których do 28 przedsiębiorstw skierowano zalecenia pokontrolne (nieprawidłowości usunięto), w 1 przypadku powiadomiono organy ścigania, w 1 przypadku nałożono karę pieniężną. Szczegóły kontroli przedstawiono poniżej:

- *standardy jakościowe obsługi odbiorców w zakresie dostarczania ciepła, energii elektrycznej i gazu* – przeprowadzono 43 kontrole. Ujawniono nieprawidłowości w działalności 3 jednostek kontrolowanych. Nieprawidłowości te polegały na niedotrzymywaniu przez przedsiębiorstwa terminów udzielenia odpowiedzi na interwencje odbiorców. Do 2 przedsiębiorstw skiero-

8) Nie należy utożsamiać liczby przedsiębiorstw z ilością udzielonych koncesji, ponieważ jedno przedsiębiorstwo może posiadać kilka koncesji na różne rodzaje działalności (np. w zakresie wytwarzania ciepła, przesyłania i dystrybucji ciepła, czy obrotu ciepłem). Dla porównania można podać, iż na koniec 2004 r. w skali kraju ważne koncesje, w łącznej ilości 2 498, posiadało 971 przedsiębiorstw ciepłowniczych – zobacz *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE za 2004 r.*, zawarte w Biuletynie URE Nr 3/2005, s. 50 i 51.

wano wystąpienia pokontrolne. W jednym przypadku uznano, iż stwierdzone opóźnienia w udzieleniu odpowiedzi nie miało wpływu na istotę załatwienia sprawy i nie podjęto działań pokontrolnych. W pozostałych przypadkach przedsiębiorstwa energetyczne same usunęły nieprawidłowości;

- *kwalifikacje osób zatrudnionych przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci energetycznych* – przeprowadzono 53 kontrole. W 24 przypadkach stwierdzono nieprawidłowości. Do przedsiębiorstw, w których powstały uchybienia skierowano wystąpienia pokontrolne (zalecenia zostały zrealizowane). W 1 przypadku powiadomiono organy ścigania (stwierdzono sfałszowane zaświadczenie kwalifikacyjne);
- *prawidłowość stosowania taryf* – przeprowadzono 37 kontroli. Stwierdzone w 2 przypadkach nieprawidłowości zostały usunięte, na 1 przedsiębiorstwo nałożono karę pieniężną za dokonanie zmiany cen, po uzyskaniu koncesji, bez przedstawienia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia;
- *prowadzenie działalności gospodarczej objętej obowiązkiem posiadania koncesji* – przeprowadzono 3 kontrole; nieprawidłowości nie stwierdzono.

Przedstawione wyniki kontroli wykazują, że monitoring jest potrzebny. Występują bowiem uchybienia w prowadzonej działalności koncesjonowanej, do usunięcia których przedsiębiorstwa są wzywane. Stwierdzić należy, że zalecenia pokontrolne są przez przedsiębiorstwa realizowane. Jako pozytywny efekt regulacji należy również odnotować malejącą skalę korzystania przez Prezesa URE z innego narzędzia regulacyjnego, jakim jest nakładanie kar pieniężnych. Na przedsiębiorstwa z woj. pomorskiego i woj. warmińsko-mazurskiego zostały nałożone kary w łącznej wysokości: 24 000 zł w 2001 r., 63 000 zł w 2002 r., 24 000 zł w 2003 r. i 2 200 zł w 2004 r.

Dokonując konstatacji regulacji administracyjnej można sformułować wniosek, iż Prezes URE, poprzez proces koncesjonowania, a w szczególności poprzez nakładanie na przedsiębiorstwa energetyczne szczególnych warunków koncesyjnych, a następnie kontrolę ich realizacji, dyscyplinuje te przedsiębiorstwa do efektywnego działania. Natomiast fakt, że udzielenie koncesji opiera się na merytorycznych przesłankach i równoprawnym traktowaniu ubiegających się o nią podmiotów, bez względu na ich formę własności, pozwalają na ograniczenie barier wejścia na rynek konkurencyjny i co najważniejsze, koncesje są stabilnym instrumentem regulacji, z określonym okresem ich ważności oraz zasadami zmian warunków koncesji lub jej cofnięcia. Wszystko to wpływa na proces zmniejszenia nieefektywności przedsiębiorstw ciepłowniczych.

Istotnym pożytkiem z regulacji administracyjnej jest również zdyscyplinowanie przedsiębiorstw do prawidłowej ewidencji kosztów i przychodów dotyczących działalności koncesjonowanej (odpowiednio do zakresu prowadzonej działalności, z podziałem na koszty stałe i koszty zmienne, w podziale na wyodrębnione grupy odbiorców), a także prawidłowego ustalania taryfy, na podstawie planowanych uzasadnionych kosztów, w sposób chroniący odbiorców

przed nadmiernym wzrostem cen i stawek opłat. Koncesje pozwalają regulatorowi na stosowanie innego narzędzia, o wyraźnie ekonomicznym charakterze, jakim jest zatwierdzenie taryf, rozumianych jako zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania.

Regulacja ekonomiczna

Podczas postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryfy Prezes URE dokonuje regulacji ekonomicznej. Sprowadza się ona do regulacji kosztowej i bodźcowej. *Regulacja kosztowa* jest swoistym audytem kosztów działalności koncesjonowanej. Podczas postępowania taryfowego następuje weryfikacja kosztów do poziomu niezbędnego (uzasadnionego), następnie badanie zasadności alokacji ustalonych kosztów dla wyodrębnionych grup odbiorców, a w konsekwencji doprowadzenie do ustalenia ceny regulowanej, skalkulowanej na ich podstawie. W efekcie tworzona jest taryfa, która powinna z jednej strony zapewnić przedsiębiorstwu pokrycie kosztów uzasadnionych, związanych z prowadzoną działalnością koncesjonowaną, z drugiej natomiast powinna chronić odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem cen.

Ustalona podczas taryfowania cena regulowana jest ceną pośrednią między ceną monopolową, a tą, jaka wystąpiłaby na rynku doskonale konkurencyjnym. Cena regulowana musi być ceną równowagi, czyli taką, która nie tylko ogranicza monopol naturalny przez związaną cenę z kosztami uzasadnionymi, ale również uwzględnia możliwości płatnicze odbiorców. To skorelowanie ceny z kosztami jest bardzo istotne, ponieważ w okresie sprzed regulacji, ceny ciepła zupełnie nie odzwierciedlały ponoszonych kosztów, przez co nie pobudzały przedsiębiorców do zwiększenia efektywności, a odbiorców do racjonalnego zużycia ciepła⁹⁾.

9) Do końca 1998 r. stosowane były ceny urzędowe (dla gospodarstw domowych) i tzw. ceny umowne (dla zarządców budynków i innych odbiorców), określone w umowach przez dostawców ciepła. Ceny urzędowe miały charakter „cen socjalnych”, a ich celem była ochrona ludności przed nadmiernym poziomem opłat za ciepło. Powszechnie stosowano w tym czasie opłaty ryczałtowe (za m² ogrzewanej powierzchni lub ilość osób korzystających z ciepłej wody), gdyż brak było układów pomiarowo-rozliczeniowych. Z kolei ceny umowne, chociaż powinny, nie wynikały z kalkulacji kosztów. Wzrost cen umownych ciepła ograniczany był przez jednolity dla całego kraju tzw. wskaźnik maksymalnego wzrostu cen, który ustalany był przez Ministra Finansów lub Radę Ministrów. Ceny umowne ustalane były jako średnie dla wszystkich odbiorców na terenie działania przedsiębiorstwa i w żaden sposób nie były adekwatne do kosztów wytwarzania i przesyłania ciepła do odbiorców. Jednocześnie stosowany był system dotacji, wyrównujący różnice pomiędzy cenami urzędowymi (ustalonymi dla użytkowników mieszkań) i cenami umownymi (ustalonymi w umowach z zarządcami budynków). Spółdzielnie mieszkaniowe otrzymywały dotacje z budżetu centralnego, a dotacje dla zarządców budynków komunalnych wypłacano z budżetów lokalnych. Wszystko to wpływało bardzo negatywnie zarówno na przedsiębiorstwa jak i odbiorców – zobacz: W. Cherubin, *Pięć lat działalności regulacyjnej w zakresie zaopatrzenia w ciepło*, Biuletyn URE Nr 6/2004, s. 47-61.

Podstawowa trudność w dokonywaniu przez regulatora analizy zaprezentowanych przez przedsiębiorstwo kosztów i brak zrozumienia dla jego działalności przez przedsiębiorstwo wynika z faktu, iż regulator posługuje się kategorią kosztów uzasadnionych, rozumianych jako koszty niezbędne do wykonywania zobowiązań powstałych w związku z prowadzoną przez przedsiębiorstwo energetyczne działalnością, które nie są kosztami w rozumieniu przepisów podatkowych. Dla przedsiębiorstwa natomiast każdy koszt poniesiony i zaewidencjonowany jest kosztem uzasadnionym. Biorąc jeszcze pod uwagę asymetrię informacji pomiędzy przedsiębiorstwem a regulatorem, słuszne wydaje się być stwierdzenie, że „regulacja jest sztuką”¹⁰⁾.

Mniejsze dylematy występują, kiedy realizowana jest *regulacja bodźcowa (regulacja pułapu cenowego)*¹¹⁾. Ma ona miejsce wówczas, kiedy regulator, po dokonanej analizie kosztów dla pierwszego roku stosowania wnioskowanej taryfy, określa tzw. okres regulacji, co najmniej kilkuletni i rezygnuje z corocznej kontroli kosztów przedsiębiorstwa. Ustala tempo wzrostu cen, korzystając z formuły regulacyjnej „RPI – X”, zwanej też „pułapem cenowym”, gdzie RPI to stopa inflacji, a X to normatyw poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa. Wartość X jest zwykle dodatnią, co oznacza realny spadek cen i stawek opłat stosowanych przez przedsiębiorstwo w okresie regulacji.

W świetle obowiązujących przepisów, przedsiębiorstwo ciepłownicze posiadające taryfę „wieloletnią” może dostosowywać ceny i stawki opłat do zmieniających się warunków prowadzenia działalności gospodarczej (w oparciu o wyznaczony przez regulatora normatyw poprawy efektywności X oraz wskaźnik inflacji RPI), bez potrzeby zatwierdzenia tych zmian przez Prezesa URE, tym samym przedsiębiorstwo dokonuje „*samoregulacji*”. W ramach regulacji bodźcowej Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwa z obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia jeżeli uzna, że przedsiębiorstwo działa na rynku konkurencyjnym. Do chwili obecnej uczynił to dwukrotnie¹²⁾.

10) A. Dobroczyńska, L. Juchniewicz, B. Zaleski, op. cit., s. 19.

11) Obie metody regulacji, tj. kosztowa i bodźcowa posiadają wady i zalety. Przy regulacji kosztowej występuje większy nacisk na interes odbiorcy, natomiast oddziaływanie bodźcowe na przedsiębiorstwo preferuje raczej interesy przedsiębiorstw w większym stopniu, niż interesy odbiorców. Oznacza to, że dążenie do stanu równowagi interesów przedsiębiorstwa i odbiorców jest i pewnie pozostanie procesem dynamicznym, z ciągłym odchyleniem od stanu równowagi – zobacz A. Dobroczyńska, L. Juchniewicz, B. Zaleski, op. cit.; por. A.T. Szablewski, op. cit., s. 166-172.

12) Prezes URE zwolnił z dniem 1 lipca 2001 r. koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej, uznając, że przedsiębiorstwa te działają na rynku konkurencyjnym (Biuletyn URE Nr 4/2001). Ponadto Prezes URE z dniem 1 stycznia 2005 r. zwolnił przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła z przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej – Komunikat Prezesa URE z dnia 23.09.2004 r., zamieszczony na stronie internetowej URE: www.ure.gov.pl.

Przyjrzyjmy się zatem praktycznej regulacji bodźcowej i kosztowej, której podlegają przedsiębiorstwa ciepłownice z woj. pomorskiego i woj. warmińsko-mazurskiego.

Regulacja bodźcowa w praktyce

Na przestrzeni lat 2001-2004 zatwierdzonych zostało 249 taryf, opracowanych przez przedsiębiorstwa z obu wyżej wymienionych województw, w tym 16 taryf wieloletnich, które stanowiły 6,4% wszystkich zatwierdzonych taryf. W 2002 r. trzy przedsiębiorstwa mogły dokonać „samoregulacji”. Dwa skorzystały z tego uprawnienia, trzecie przedsiębiorstwo zaprzestało w 2002 r. prowadzenia działalności koncesjonowanej. Analiza poprawy efektywności działania dwóch przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła, które dokonały zmiany cen w ramach „samoregulacji” wykazała poprawę ich rentowności. W przypadku jednego przedsiębiorstwa rentowność sprzedaży w 2002 r. uległa poprawie, w stosunku do 2001 r. o 7 punktów procentowych. Poprawa wskaźnika rentowności była związana przede wszystkim z faktem zastąpienia miału węgla kamiennego, zakupywanego dotychczas w polskich kopalniach, tańszym miałem pochodzącym z importu. Z kolei w przypadku drugiego przedsiębiorstwa rentowność sprzedaży za 2002 r. wyniosła ogółem 14,4%. Znaczna poprawa efektywności działania tego przedsiębiorstwa związana była m.in. z redukcją nadmiernej rezerwy zainstalowanej mocy cieplnej w źródłach ciepła, restrukturyzacją zatrudnienia oraz dokapitalizowaniem przedsiębiorstwa przez głównego udziałowca, co pozwoliło na konwersję źródeł finansowania z obcych na własne, a w efekcie na obniżenie kosztów finansowych. Z porównania dynamiki kosztów 2002/2001 ze wzrostem cen wynikających z „samoregulacji” tychże przedsiębiorstw wynika, iż w obu przedsiębiorstwach dynamika kosztów wytwarzania ciepła była niższa od dynamiki zmian cen. Z kolei dynamika kosztów prowadzenia działalności, polegającej na przesyłaniu i dystrybucji ciepła była w przypadku jednego przedsiębiorstwa wyższa, a w przypadku drugiego przedsiębiorstwa niższa od wzrostu stawek opłat za przesyłanie.

W 2003 r. trzy przedsiębiorstwa, które mogły w ramach „samoregulacji” dokonać zmiany cen i stawek opłat nie skorzystały z tej możliwości, tłumacząc to przede wszystkim występowaniem wysokiego bezrobocia na terenie prowadzenia przez nich działalności koncesjonowanej, zatem i ograniczonymi możliwościami finansowymi odbiorców ciepła. Z kolei w 2004 r. 4 przedsiębiorstwa skorzystały z możliwości zmiany cen i stawek opłat, w oparciu o wyznaczony normatyw X i wskaźnik RPI. Analiza rentowności sprzedaży ciepła przez te przedsiębiorstwa wykazała, iż w 2004 r., w odniesieniu do 2003 r., jedno przedsiębiorstwo nadal utrzymało rentowność sprzedaży, natomiast w przypadku pozostałych 3 przedsiębiorstw nastąpiło obniżenie wskaźnika rentowności. Roczna sprzedaż ciepła w omawianych przedsiębiorstwach nie należała do bardzo wysokich i wahała się w przedziale od 110 tys. GJ do 440 tys. GJ (w dalszej

części więcej o rentowności sektora). Wypada dodać, iż taryfy tych przedsiębiorstw wykazywały w większości ponadinflacyjny wzrost. Poza tym 2 przedsiębiorstwa, w ramach „samoregulacji”, mogły wprowadzić wskaźnik poprawy efektywności X już w 2003 r., jednakże tego nie uczyniły, decydując się na późniejsze, roczne odroczenie wprowadzenia zmian cen i stawek opłat.

Należy odnotować, iż w 2003 i w 2004 r. nastąpił znaczący wzrost cen węgla (nadal główne paliwo stosowane w produkcji ciepła). W zasadzie, w każdym analizowanym przedsiębiorstwie fakt ten miał wpływ na dynamikę kosztów związanych z wytwarzaniem ciepła, która była wyższa od dynamiki wzrostu cen ciepła, po zastosowaniu wyznaczonego przez regulatora normatywu X. Tendencja ta była całkowicie odmienna od tej, która zarysowała się w latach 2001-2002. Z kolei w zakresie kosztów prowadzenia działalności, polegającej na przesyłaniu i dystrybucji ciepła, nie widać tak jednoznacznej tendencji tempa zmian. W dwóch przypadkach dynamika tych kosztów była wyższa, w pozostałych natomiast niższa od tempa wzrostu stawek opłat za przesyłanie.

Wyniki analizy przedsiębiorstw, które na przestrzeni lat 2001-2004 skorzystały z danej im możliwości samoregulacji nie są zbyt optymistyczne. Po pierwsze, „samoregulacja” nie dotyczyła znaczącej ilości przedsiębiorstw, co było spowodowane m.in. brakiem woli do składania wniosków o zatwierdzenie taryfy z terminem jej obowiązywania powyżej 24 miesięcy przez same przedsiębiorstwa¹³⁾. Po drugie, niejednoznaczność przepisów w zakresie ustalania poziomu normatywu współczynnika poprawy efektywności działania X stwarzała wątpliwości, czy uwzględnione przez regulatora efekty przeprowadzonych przez przedsiębiorstwo działań oszczędnościowych (restrukturyzacja zatrudnienia, obniżka kosztów wynagrodzeń, zmniejszenie zużycia i kosztów paliwa, w związku ze zwiększeniem sprawności wytwarzania ciepła) nie zostaną zniwelowane przez znaczący wzrost innych kosztów (cen paliw, podatków) – jak to miało miejsce w 2004 r., w związku ze znaczącą podwyżką cen węgla.

Regulacja kosztowa w praktyce

Podczas regulacji kosztowej regulator dostrzeżga i uświadamia przedsiębiorstwom, iż istnieją duże możliwości redukcji kosztów prowadzonej przez nich działalności, nawet pomimo występowania asymetrii informacji pomiędzy przedsiębiorstwem a regulatorem. Wystarczy podać, iż w 2003 i w 2004 r. przedsiębiorstwa z woj. pomorskiego i woj. warmińsko-mazurskiego oczekiwały nawet kilkudziesięcioprocentowego wzrostu przedkładanych do zatwierdzenia cen i stawek opłat. W 2003 r. najwyższy proponowany wzrost wyniósł 57,4% – ostatecznie zatwierdzono 25,3%. Rok później maksymalny proponowany wzrost wynosił 85% – ostatecznie zatwierdzo-

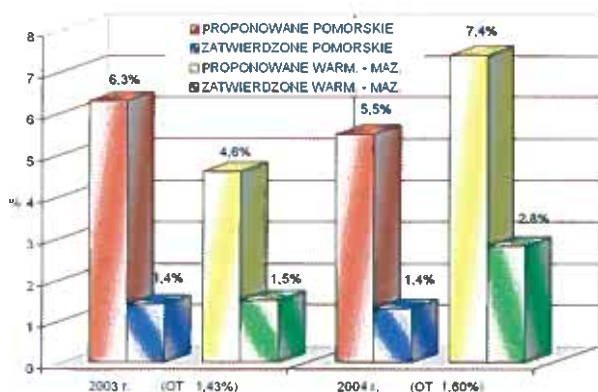
13) W latach 2001-2004 w skali kraju zatwierdzono 2 072 taryfy, z czego taryfy wieloletnie stanowiły 13,6%; zobacz: *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE za 2004 r.*, zawarte w Biuletynie URE Nr 3/2005, s. 52 i 53.

ny 9%. Szczegółowa analiza przedstawianych przez przedsiębiorstwa kosztów, stanowiących podstawę do opracowania taryfy, doprowadziła do ich znacznej redukcji. W 2003 r. skala tej korekty zmaterializowała się w kwocie 32 540 tys. zł, z czego 24 793 tys. zł dotyczyło przedsiębiorstw z woj. pomorskiego, a 7 747 tys. zł z woj. warmińsko-mazurskiego. Dla zobrazowania uzyskanego efektu regulacyjnego wystarczy podać, iż był on prawie 3-krotnie wyższy od rocznych kosztów zakupu ciepła, dokonywanego przez mieszkańców miasta Łęborka (ok. 37 tys. mieszkańców). W 2004 r. kwota kosztów uznanych przez regulatora za nieuzasadnione była na bardzo zbliżonym poziomie i wyniosła 32 256 tys. zł. W konsekwencji ceny i stawki opłat ukształtowane zostały na niższym od wnioskowanego przez przedsiębiorstwo poziomie, co w efekcie wpłynęło na obniżenie opłat za ciepło (rys. 2).

W 2003 r., zgodnie z pierwotnymi oczekiwaniami przedsiębiorstw, odbiorcy z woj. pomorskiego mieli zapłacić za ciepło o 6,3% więcej, w porównaniu do opłat dotychczas wnoszonych. W efekcie regulacji opłaty uległy obniżeniu o około 5 punktów procentowych. Natomiast odbiorcy z woj. warmińsko-mazurskiego, w wyniku działań regulacyjnych, ponieśli opłaty za ciepło niższe o 3 punkty procentowe, w odniesieniu do opłat jakie ponosiliby w cenach i stawkach pierwotnie proponowanych do zatwierdzenia.

Z kolei w 2004 r. średni wzrost opłat za ciepło dla odbiorców z woj. pomorskiego miał wynieść, zgodnie z oczekiwaniami przedsiębiorstw 5,5%, po zatwierdzeniu taryfy ukształtował się na poziomie niższym, tj. 1,3%, a dla odbiorców z woj. warmińsko-mazurskiego zamiast 7,4% ostatecznie wzrost wyniósł 2,8%.

Rysunek 2. Proponowane i zatwierdzone wzrosty opłat za ciepło w latach 2003-2004 (%)

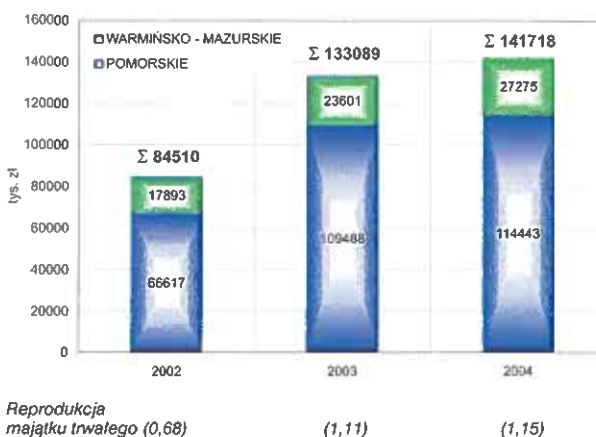


Źródło: Wyciążenia własne na podstawie prowadzonych postępowań administracyjnych w OT URE w Gdańsku.

Dokonana zatem regulacja wpłynęła na obniżenie nieefektywności przedsiębiorstw ciepłowniczych z ww. województw, przy jednoczesnym obniżeniu strat społecznej. Inne efekty regulacji, wpływającej na zmniejszenie nieefektywności techniczno-ekonomicznej przedsiębiorstw ciepłowniczych, dostrzec można na wybranych i przedstawionych poniżej płaszczyznach prowadzonej działalności koncesjonowanej.

Nakłady na inwestycje związane z modernizacją, rozwojem i ochroną środowiska ponoszone przez przedsiębiorstwa ciepłownicze z woj. pomorskiego i warmińsko-mazurskiego na przestrzeni lat 2002-2004 wykazywały tendencję wzrostową. W 2004 r. nakłady te wyniosły łącznie 141 718 tys. zł i były o 6,5% wyższe od nakładów poniesionych rok wcześniej i aż o 67,7% wyższe od nakładów poniesionych w 2002 r. (patrz rys. 3).

Rysunek 3. Nakłady inwestycyjne poniesione przez przedsiębiorstwa ciepłownicze w latach 2002-2004



Reprodukcja majątku trwałego (0,68)

(1,11)

(1,15)

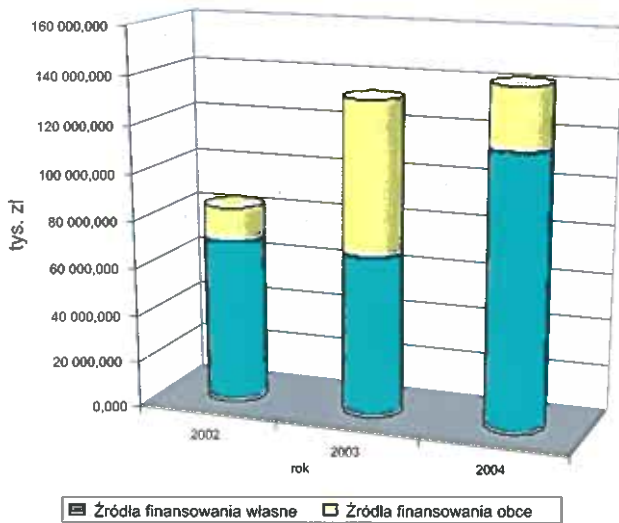
Źródło: Wyciążenia własne na podstawie prowadzonych postępowań administracyjnych w OT URE w Gdańsku.

We wszystkich latach przeprowadzona modernizacja dotyczyła w większości sfery wytwarzania ciepła. Udział nakładów w zakresie wytwarzania ciepła w całkowitych nakładach na inwestycje w latach 2002-2004 wynosił odpowiednio: 54,5%, 58,5% i 58,2%. Inwestycje te związane były przede wszystkim z modernizacją źródeł ciepła, likwidacją rezerwowych kotłów lub z modernizacją, polegającą na konwersji paliwa. W woj. warmińsko-mazurskim miała miejsce budowa źródeł na biomasę lub dostosowywanie kotłów na współpalanie węgla z biomasą (zrębki drewna, słoma). Skutkowało to w 2004 r. wzrostem o 68% zainstalowanej mocy cieplnej w niekonwencjonalnych źródłach ciepła, tj. z 35,39 MW w 2003 r. do 59,56 MW w 2004 r.

Inwestycje przeprowadzone w omawianym okresie finansowane były głównie ze środków własnych przedsiębiorstw (rys. 4).

Ich udział w całkowitym finansowaniu inwestycji w 2004 i 2002 r. wynosił ponad 81%. Jedynie w 2003 r. udział ten był zdecydowanie niższy i wynosił 51,7%. Miało to związek z modernizacją proekologicznego źródła ciepła w Gdańsku oraz budową nowej elektrociepłowni we Władysławowie. Modernizacja źródła w Gdańsku polegała na zastąpieniu źródła ciepła na paliwo stałe (miał węgla kamiennego) nową elektrociepłownią na gaz ziemny. Finansowanie tej inwestycji wspierały środki pomocowe z UE oraz preferencyjny kredyt z Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Rysunek 4. Struktura źródeł finansowania w latach 2002-2004



Źródło: Wyliczenia własne w oparciu o informacje nadesłane przez koncesjonariuszy.

Z kolei inwestycja we Władysławowie została w 67% sfinansowana ze środków Ekofunduszu, Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej oraz Banku Ochrony Środowiska. Przedsięwzięcie to pozwoliło na likwidację 120 źródeł ciepła na paliwo stałe (rocznie zużycie węgla wynosiło średnio 7 tys. t.) i zastąpienie ich proekologiczną elektrociepłownią, zasilaną gazem odpadowym z morskiej kopalni ropy. Powyższe inwestycje oprócz korzyści wynikających z likwidacji nieefektywnych źródeł ciepła na paliwo stałe, powinny w najbliższym czasie przynieść odczuwalny efekt, w postaci znacznego obniżenia emisji zanieczyszczeń atmosfery.

W 2002 r. należy odnotować niekorzystne zjawisko, polegające na tym, iż środki trwale zostały odtworzone jedynie w 68%. Oznacza to, że środki finansowe, które powinny zostać w całości przeznaczone na reprodukcję majątku trwałego, wykorzystane zostały na inne, bieżące potrzeby przedsiębiorstwa. Ta niekorzystna sytuacja uległa radykalnej zmianie w kolejnych dwóch latach. Wskaźnik reprodukcji majątku trwałego wyniósł bowiem w 2003 r. 1,11 a w 2004 r. zwiększył się do poziomu 1,15, co oznacza nie tylko pełne odtworzenie posiadanych środków trwałych w tych latach, ale również i rozszerzoną reprodukcję majątku.

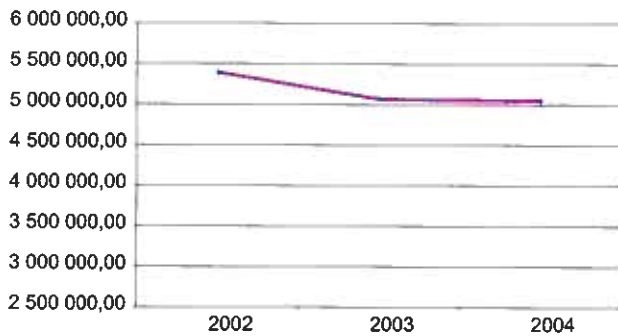
O poprawie efektywności gospodarowania przedsiębiorstw świadczyć może średnia sprawność wytwarzania ciepła (powyżej 81%), jak również poziom strat ciepła przesyłanego sieciami ciepłowniczymi. Analiza wykazała, że w 2004 r. bezwzględna wielkość strat ciepła zmniejszyła się o 64 366 GJ, tj. o 1,7% w stosunku do strat wykazanych w 2003 r. oraz o 6% w porównaniu do 2002 r. Ponadto zmniejszeniu uległa nieuzasadniona rezerwa mocy zainstalowanej w źródłach, które generowały koszty, nie uznawane przez regulatora w procesie taryfikacji za

uzasadnione. W 2004 r. przedsiębiorstwa ciepłownicze z obu omawianych województw zmniejszyły zainstalowaną moc cieplną o 89,5 MW, tj. o 1,7%, w porównaniu do 2003 r. Natomiast analiza przedsięwzięć inwestycyjnych w zakresie zmniejszenia zainstalowanej mocy cieplnej, dokonana na próbie 56 przedsiębiorstw funkcjonujących przez wszystkie lata regulacji, tj. od 1998 r. potwierdziła tę tendencję, bowiem wykazała, że moc ta w latach 1998-2004 uległa zmniejszeniu o 13,4%. Zapewne jest to związane z ograniczaniem przez odbiorców zamówionej mocy cieplnej i zużycia ciepła, ale niewątpliwie same przedsiębiorstwa dostrzegły, że utrzymywanie nadmiernej mocy cieplnej jest nieefektywne i generuje nieuzasadnione koszty prowadzonej działalności ciepłowniczej, które Prezes URE nie uznaje w procesie taryfikacji za uzasadnione. Można zatem powiedzieć, że regulator poprzez regulację administracyjną i ekonomiczną wpłynął na ograniczenie zarówno nieefektywności wewnętrznej, jak i alokacyjnej przedsiębiorstw ciepłowniczych.

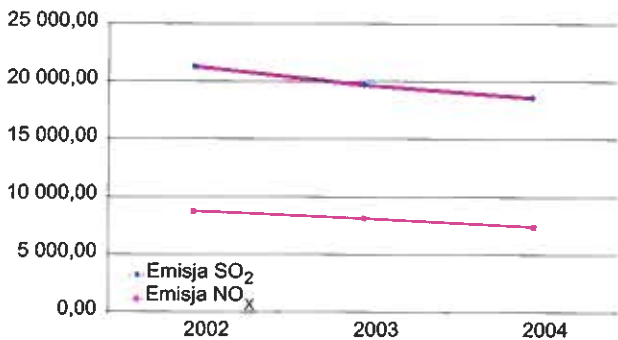
Kolejną płaszczyzną wyzwalającą zwiększenie efektywności działania przedsiębiorstw są koszty związane z korzystaniem ze środowiska. W 2004 r. koszty te były niższe o 6,5% w stosunku do 2003 r., co jest konsekwencją obniżenia emisji zanieczyszczeń atmosfery. W zakresie NO_x emisja uległa zmniejszeniu o 5,8%, a w zakresie emisji SO_2 o 3,7%, co wiąże się z zużywaniem do produkcji ciepła węgla o niższej zawartości siarki. Nieznacznej poprawie uległa również emisja CO_2 (zmniejszenie emisji o 0,3%).

Należy jednocześnie podkreślić, iż w tym samym okresie nastąpiła zmiana struktury paliwa używanego przez przedsiębiorstwa ciepłownicze, która wpłynęła m.in. na emisję. Nadal głównym paliwem w produkcji ciepła jest węgiel, ale jego zużycie zmniejszyło się w 2004 r. o 4,4%, w porównaniu do zużycia w 2003 r. Ponadto odnotowano znaczące „przejście” z oleju opałowego lekkiego na olej opałowy ciężki. W 2004 r. przedsiębiorstwa zużyły o 46% oleju opałowego lekkiego mniej niż w 2003 r. Powodem tej zmiany był m.in. znaczący wzrost cen oleju opałowego lekkiego. Radykalną zmianę należy odnotować w strukturze zużycia gazu. W 2004 r. przedsiębiorstwa zużyły gazu ziemnego o 24% więcej niż w 2003 r., przy równoczesnym ograniczeniu zużycia gazu azotanowego do poziomu 289 tys. m^3 , co jest ekwiwalentem 17% łącznego zużycia tego gazu w 2003 r.

Działania przedsiębiorstw zmierzające do bardziej efektywnego wykorzystania paliw, dążenie do poprawy sprawności wytwarzania, a zatem i zmniejszenia ilości zużytego paliwa na jednostkę wygenerowanego ciepła, a w konsekwencji na zmniejszenie ilości i kosztów emisji, może być przykładem pozytywnej zmiany w podejściu przedsiębiorstw do zagadnień ochrony środowiska, która nabrała szczególnego znaczenia po akcesji Polski do UE. Sektor energetyczny i polski system regulacji energetycznych monopolii naturalnych wszedł w skład sektora europejskiego. Przedsiębiorstwa energetyczne muszą być zatem przygotowane m.in. na znaczne obostrzenia w dziedzinie ochrony środowiska. Graficzne ujęcie kształtowania się emisji w latach 2002-2004 zawierają rys. 5 i 6.

Rysunek 5. Emisja CO₂ (2002-2004)

Źródło: Wyliczenia własne w oparciu o informacje nadane przez koncesjonariuszy.

Rysunek 6. Emisja SO₂ i NO_x (2002-2004)

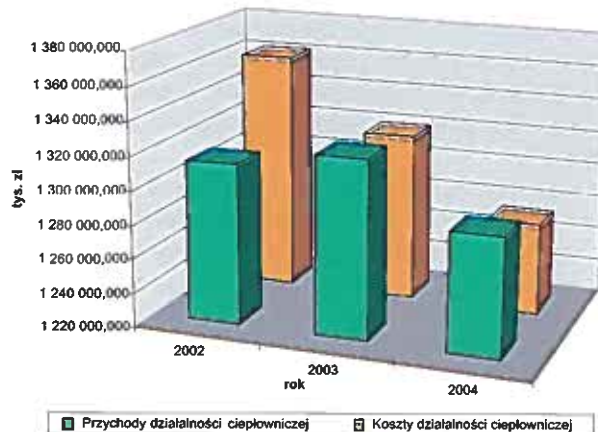
Źródło: Wyliczenia własne w oparciu o informacje nadane przez koncesjonariuszy.

W świetle powyższych rozważań warto przyrzeć się sytuacji finansowej przedsiębiorstw ciepłowniczych. W 2004 r. przychody w analizowanej części sektora ciepłowniczego zmniejszyły się, w porównaniu do 2002 r. o 1,9% i osiągnęły poziom 1 289 852 tys. zł. Było to związane m.in. z malejącym poborem ciepła przez odbiorców. Sprzedano 40,5 mln jednostek ciepła (w woj. pomorskim 28,9 mln GJ, a w woj. warmińsko-mazurskim 11,6 mln GJ), tj. mniej o 4,2% niż w 2003 r. i o 6,6% w porównaniu do 2002 r. Systematyczne zmniejszanie zużycia ciepła przez odbiorców w dużym stopniu związane jest z „cieplejszymi” zimami, termomodernizacją obiektów mieszkalnych i poczuciem wzrastającej świadomości odbiorców, że zakup ciepła jest poważnym obciążeniem finansowym w budżecie domowym¹⁴⁾. Ma to szczególny wydźwięk przy postępującej pauperyzacji społeczeństwa.

Równolegle następowało obniżenie kosztów prowadzonej działalności koncesjonowanej. W 2004 r. koszty ukształtowały się na poziomie 1 274 072 tys. zł i były niższe o 6,4% od kosztów poniesionych w 2002 r. Dynamika

kosztów w latach 2002-2004 była niższa od dynamiki przychodów. Kształtowanie się w tym okresie przychodów i kosztów związanych z zaopatrzeniem w ciepło w woj. pomorskim i warmińsko-mazurskim ilustruje rys. 7.

Rysunek 7. Kształtowanie się przychodów i kosztów związanych z działalnością ciepłowniczą w latach 2002-2004



Źródło: Wyliczenia własne w oparciu o informacje nadane przez koncesjonariuszy.

W efekcie tej korzystnej dynamiki ulegała poprawie rentowność działalności ciepłowniczej. Wskaźnik rentowności wyniósł (-)3,53% w 2002 r., 0,43% w 2003 r. i 1,23% w 2004 r. Najbardziej rentowne były przedsiębiorstwa, których wskaźnik zaangażowania w działalność energetyczną (WZDE) wahał się od 20% do 69%. W 2004 r. wskaźnik rentowności w tej grupie ukształtował się na poziomie 9,8% (3,4% w 2002 i 8,4% w 2003 r.) i związany był z wysoką rentownością działalności ciepłowniczej prowadzonej przez jedną elektrociepłownię z woj. pomorskiego. Najmniej rentowna była działalność prowadzona przez przedsiębiorstwa zaliczone do grupy przedsiębiorstw o najniższym zaangażowaniu w działalność ciepłowniczą (WZDE 0-19%) i dotyczy ona przedsiębiorstw z woj. warmińsko-mazurskiego, które posiadają stosunkowo dużą ilość „olejowych” lokalnych źródeł o niskim poborze ciepła przez odbiorców.

Analiza rentowności prowadzonej przez przedsiębiorstwa ciepłownicze działalności koncesjonowanej na terenie woj. pomorskiego i woj. warmińsko-mazurskiego pozwala na konstatację, iż ogólna rentowność działalności ciepłowniczej ulega systematycznej poprawie, co należy oceniać jako bardzo pożądaną tendencję w sektorze ciepłowniczym.

Zakończenie

Przedsiębiorstwa ciepłownicze należą do kategorii monopolu naturalnego. Ponieważ są pozbawione symptomów konkurencji, stąd w dobie transformacji sektora energetycznego, konieczna stała się interwencja państwa, bowiem to państwo posiada uprawnienia władcze, dające mu prawo nadzorowania i kontrolowania przedsiębiorstw.

14) Zobacz J. Nitecka, *Czy energia jest droga?*, Biuletyn URE Nr 4/2004.

Dążenie do rynku konkurencyjnego uzyskało formalnoprawne podstawy wraz z wejściem w życie ustawy – Prawo energetyczne, na mocy której powołany został regulator – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Został on wyposażony w narzędzia, za pomocą których wpływa na zwiększenie szeroko rozumianej efektywności działalności sektora ciepłowniczego, a w efekcie wpływa na zaistnienie rynku konkurencyjnego. Określenie w sposób jednoznaczny i władczy obiektywnej konieczności regulacji jest bardzo trudne, jednakże na podstawie pożytków z konkretnej regulacji przedsiębiorstw ciepłowniczych, działających na obszarze woj. pomorskiego i woj. warmińsko-mazurskiego można sformułować następujące wnioski:

- Prezes URE, poprzez proces koncesjonowania, a w szczególności poprzez nakładanie na przedsiębiorstwa energetyczne szczególnych warunków koncesyjnych, a następnie kontrolę ich realizacji, dyscyplinuje te przedsiębiorstwa do efektywnego działania. Stworzył ponadto podstawy do minimalizacji kosztów prowadzonej działalności oraz optymalizacji wykorzystania infrastruktury ciepłowniczej.
- Przedsiębiorstwa zostały zdyscyplinowane do prawidłowej ewidencji kosztów i przychodów dotyczących działalności koncesjonowanej, a także do prawidłowego ustalania taryfy na podstawie planowanych uzasadnionych kosztów, w sposób chroniący odbiorców przed nadmiernym wzrostem cen i stawek opłat.
- Regulacja bodźcowa pozwoliła przedsiębiorstwom na dokonywanie „samoregulacji” w okresie regulowanym. Stosunkowo niewielka skala przedsiębiorstw „samoregulujących się” oraz fakt, iż nie wszystkie przedsiębiorstwa skorzystały z danej im możliwości samodzielnej zmiany cen ciepła, poprzez zastosowanie normatywu poprawy efektywności każe przypuszczać, iż regulacja dokonywana przez Prezesa URE jest koniecznością.
- Regulacja kosztowa hamuje bardzo wygórowane i nieuzasadnione oczekiwania przedsiębiorców co do poziomu cen. W konsekwencji regulacji, ceny i stawki opłat kształtowane są na uzasadnionym, niższym od wnioskowanego poziomie, co w efekcie wpływa na obniżenie przez odbiorców opłat za ciepło. Następuje zatem obniżenie nieefektywności alokacyjnej monopolu naturalnych, przy jednoczesnym obniżeniu strat społecznej. Jednocześnie następuje równoważenie interesów odbiorców i przedsiębiorstw. Trzeba oczywiście mieć świadomość, że racjonalizacja kosztów przez przedsiębiorstwa ciągle jeszcze jest niewielka, jednakże każde działanie zmierzające do jej zwiększenia powinno napawać optymizmem.
- Następuje poprawa efektywności gospodarowania przedsiębiorstw, poprzez racjonalne inwestycje, w efekcie których następuje sukcesywna poprawa średniej sprawności wytwarzania ciepła, zmniejszanie poziomu strat ciepła przesyłanego sieciami ciepłowniczymi oraz zmniejszanie nadmiernej rezerwy mocy zainstalowanej w źródłach ciepła, które generowały

koszty, nie uznawane przez regulatora w procesie taryfikacji za uzasadnione.

- Następuje sukcesywnie obniżanie emisji zanieczyszczeń atmosfery w zakresie emisji NO_x , SO_2 (co wiąże się z zużyciem do produkcji ciepła węgla o niższej zawartości siarki), jak i emisji CO_2 . W konsekwencji wpływa to na zmniejszenie kosztów emisji. Jest to pozytywna zmiana w podejściu przedsiębiorstw do zagadnień ochrony środowiska, która nabrała szczególnego znaczenia po akcesji Polski do UE.
- Następuje nie tylko odtworzenie posiadanych środków trwałych, ale również i rozszerzona reprodukcja infrastruktury ciepłowniczej.

Regulator realizując swoje ustawowe zadania dyscyplinuje zatem zachowania uczestników rynku, stymuluje efektywność działania przedsiębiorstw energetycznych, ich rynkową użyteczność, przy równoczesnej sukcesywnej poprawie rentowności prowadzonej przez koncesjonariuszy działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło.

Wydaje się, iż można sformułować ogólny wniosek, że regulacja sektora ciepłowniczego jest co prawda ingerencją państwa, ale wynikającą z obiektywnej konieczności, spowodowanej specyfiką sektora ciepłowniczego.



Autorka jest dyrektorem Północnego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Gdańsku

Literatura:

1. Cherubin W.: *Pięć lat działalności regulacyjnej w zakresie zaopatrzenia w ciepło*, Biuletyn URE Nr 6/2004.
2. Dobroczyńska A., Juchniewicz L., Zaleski B.: *Regulacja energetyki w Polsce*, Wydawnictwo Adam Marszałek, Warszawa – Toruń 2000.
3. Klamut M. (red.): *Proces globalizacji gospodarki – udział krajów w jej korzyściach i kosztach*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej, Wrocław 2004, s. 141-153.
4. Kamińska T.: *Spoleczne koszty monopolu w warunkach polskich*, Wybrane problemy współczesnej gospodarki rynkowej, Fundacja Rozwoju Uniwersytetu Gdańskiego, Gdańsk 2002.

5. Kątownski T.: *Podstawowy wykład z mikroekonomii*, Wydawnictwo Uniwersytetu Gdańskiego, Gdańsk 2005.
6. Leibenstein H.: *Poza schematem homo oeconomicus*, Nowe podstawy mikroekonomii, PWN, Warszawa 1988.
7. Misiąg F.: *Demonopolizacja rynku*, Instytut Rynku Wewnętrznego i Konsumpcji, Warszawa 1990.
8. Nitecka J.: *Czy energia jest droga?*, Biuletyn URE Nr 4/2004.
9. Okólski M. (red.): *Jaki model rynku energii?*, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – Biblioteka Regulatora, Warszawa 2001.
10. Sloman J.: *Podstawy ekonomii*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2001.
11. Szablewski A.T.: *Zarys teorii i praktyki reform regulacyjnych na przykładzie energetyki*, Wyd. DiG, Łódź – Warszawa 2003.
12. *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE za 2004 r.*, Biuletyn URE Nr 3/2005.
13. Tomidajewicz J.J. (red.): *Polityka gospodarcza w procesie akcesji Polski do Unii Europejskiej*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej, Poznań 2003, s. 363-378.
14. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 z późn. zm.).



Elektrownia Kozienice - IOS

CZY „TARYFA PRACOWNICZA” JEST UZASADNIONA SPOŁECZNIE?

Elżbieta Bytniewska, Małgorzata Szczepańska

Tzw. „taryfa pracownicza” to nic innego jak prawo do ulgowej odpłatności za energię elektryczną, przysługujące pracownikom, emerytom, rencistom, wdowom i sierotom przedsiębiorstw energetycznych oraz przedsiębiorstw tzw. zaplecza energetyki. Przywilej ten, mający charakter pozapłacowego świadczenia socjalnego funkcjonuje w świadomości społecznej od wielu lat, a wywodzi się z minionego okresu, w którym obowiązywały inne zasady społeczno-gospodarcze. Przez wiele lat koszty tej taryfy były uwzględniane w taryfach dla energii elektrycznej ustalanych przez Ministra Finansów.

Uwzględnienie kosztów taryfy pracowniczej w cenie energii elektrycznej oznacza, że każdy z nas – odbiorców tej energii, bez względu na jego status materialny, płacąc rachunki za energię elektryczną „składa się” na finansowanie tego przywileju. Rodzi się więc pytanie, czy jego koszty powinny obciążać wszystkich odbiorców energii elektrycznej, czy też bardziej sprawiedliwym społecznie rozwiązaniem byłoby finansowanie go z zysku przedsiębiorstw energetycznych?

1. Zasady korzystania z taryfy pracowniczej zostały określone w Załączniku Nr 6 do Ponadzakładowego Układu Zbiorowego Pracy dla Pracowników Przemysłu Energetycznego z dnia 13 maja 1993 r. Stronami tego układu są związki pracodawców i pracobiorców przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego. Postanowienia zawarte w tym układzie zbiorowym, określają obowiązki pracodawców, m.in. w zakresie udzielania pracownikom bonifikat na ceny energii elektrycznej. Układy zbiorowe pracy zawierane były na podstawie przepisów Kodeksu pracy (Dział 11 Kodeksu). Od 2001 r. ponadzakładowe układy zbiorowe pracy mogą być także przedmiotem negocjacji na forum Trójstronnej Komisji do Spraw Społeczno-Gospodarczych (art. 2 ust. 4 ustawy o Trójstronnej Komisji do Spraw Społeczno-Gospodarczych i wojewódzkich komisjach dialogu społecznego¹⁾).

2. W 1997 r. zostało uchwalone i weszło w życie Prawo energetyczne²⁾. Przepisy tej ustawy wprowadziły zasadę kalkulowania taryf energii elektrycznej na podstawie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności w zakresie

wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną. Wraz z wprowadzoną kategorią kosztów uzasadnionych nałożony został obowiązek eliminowania subsydiowania skrośnego, czyli m.in. eliminowania sytuacji, w których odbiorcy jednej grupy taryfowej finansują koszty związane z odbiorcami innej grupy taryfowej.

Z powyższych regulacji prawnych wyniknęła m.in. potrzeba podjęcia działań ograniczających rozmiar „taryfy pracowniczej”, finansowanej przez wszystkich odbiorców końcowych energii elektrycznej. Wobec powyższego Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (Prezes URE) nie widząc podstaw do uznania kosztów z tego tytułu jako uzasadnionych, w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne, w kolejnych latach zatwierdzania taryf, uwzględniał coraz niższe kwoty do bonifikowania energii. Rok 2005 był ostatnim rokiem takiego działania, co oznacza, że taryfy spółek dystrybucyjnych na rok 2006 nie będą już obciążone kosztami „taryfy pracowniczej”. Ponadto, podjęte działania uwarunkowane również były przesłankami o charakterze ustrojowym, o których mowa w pkt 3 i 6.

Prezes URE, zatwierdzając przedsiębiorstwom energetycznym taryfy dla energii elektrycznej jest obowiązany kierować się przepisami Prawa energetycznego, a w szczególności przepisami art. 45 ust. 1, art. 23 ust. 1 i ust. 2 pkt 2 tej ustawy. Wynika z nich jednoznacznie, iż koszty przedstawiane przez przedsiębiorstwa do kalkulacji taryf podlegają analizie i weryfikacji i nie należy ich utożsamiać z kosztami uzyskania przychodów w rozumieniu przepisów podatkowych. Oznacza to, że nie wszystkie koszty ponoszone przez przedsiębiorstwa energetyczne muszą i mogą być uznane za uzasadnione. Dotyczy to m.in. kosztów tzw. „taryfy pracowniczej”, czyli kosztów udzielania bonifikat w opłatach za energię elektryczną pracownikom, emerytom i rencistom przedsiębiorstw energetycznych oraz przedsiębiorstw tzw. zaplecza, a także firm już nieistniejących.

Koszty „taryfy pracowniczej”, tj. bonifikata dla części odbiorców z grup G (tzw. komunalno-bytowych) pokrywana była przez innych odbiorców na niskim napięciu (pozostali odbiorcy z grup G oraz odbiorcy z grup C). Tym samym finansowanie „taryfy pracowniczej” było źródłem tzw. subsydiowania skrośnego.

Jak zostało to już wyżej wskazane, w działalności regulacyjnej Prezes URE zobowiązany jest kierować się postanowieniami ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzeń wykonawczych do tej ustawy. Zatem przy zatwierdzaniu taryf nie można pominąć przepisów zobowiązujących zarówno Prezesa URE jak i przedsiębiorstwa energetyczne do zapewnienia eliminowania subsydiowania skrośnego. W szczególności dotyczy to postanowień

1) Ustawa z dnia 6 lipca 2001 r. o Trójstronnej Komisji do Spraw Społeczno-Gospodarczych i wojewódzkich komisjach dialogu społecznego (Dz. U. z 2001 r. Nr 100, poz. 1080 z późn. zm.).

2) Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504, Nr 203, poz. 1966, z 2004 r. Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875, Nr 96, poz. 959 i Nr 173, poz. 1808 oraz z 2005 r. Nr 62, poz. 552, Nr 163, poz. 1362 i Nr 175, poz. 1462).

§ 3 pkt 3 w związku z § 2 pkt 11 rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 23 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. Nr 105, poz. 1114), który stanowi, że taryfa winna być opracowana w sposób zapewniający **eliminowanie subsydiowania skrośnego**, czyli pokrywania kosztów dotyczących jednego rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej lub jednej grupy odbiorców przychodami pochodzącymi z innego rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej lub od innej grupy odbiorców.

Nie bez znaczenia dla działań podejmowanych przez Prezesa URE pozostały regulacje zawarte w Dyrektywie 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej.³⁾ Poprzez implementację przepisów Dyrektywy 2003/54/WE do Prawa energetycznego wprowadzone zostały nakazy stosowania przez operatorów systemów obiektywnych i przejrzystych zasad zapewniających równe traktowanie użytkowników tych systemów, oraz stosowania taryf, które powinny zapewniać równoprawne traktowanie odbiorców. Do realizacji tych zasad niezbędne jest zatwierdzanie taryf z uwzględnieniem jedynie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności energetycznej oraz eliminowanie subsydiowania skrośnego w tych taryfach.

3. Na konieczność generalnego rozwiązania problemu „taryfy pracowniczej” wskazała również Najwyższa Izba Kontroli, która w informacji o wynikach kontroli przeprowadzonej w zakresie realizacji zadań związanych z obsługą odbiorców energii elektrycznej w latach 1999-2002 stwierdziła, że *„Taryfa pracownicza jest branżowym przywilejem pozapłacowym, wynikającym z układów zbiorowych pracy. (...) W ocenie NIK nie ma podstaw prawnych do zaliczania bonifikat w poczet kosztów uzasadnionych, a tym samym pokrywania ich przez ogół odbiorców w cenie energii.”*. Natomiast w Wystąpieniu pokontrolnym z dnia 19 grudnia 2002 r. NIK wnosila o „zaprzestanie zaliczania do kosztów uzasadnionych obciążeń wynikających z udzielanych bonifikat z tytułu stosowania taryfy pracowniczej na energię elektryczną”.

4. Opinię stwierdzającą, że „taryfa pracownicza” jest niesprawiedliwym i nieuzasadnionym przywilejem pewnej grupy odbiorców kosztem innych, podzielił także Trybunał Konstytucyjny w swym orzeczeniu wydanym 12 kwietnia 1994 r. (sygn. akt U. 6/93). Pomimo, że orzeczenie zostało wydane w nieco odmiennych warunkach prawnych (obowiązywały wówczas ceny urzędowe energii elektrycznej, ulgowe taryfy nadawane były decyzjami b. Ministrów Górnictwa i Energetyki oraz Energetyki i Energii Atomowej), nie zmienia to istoty osądu dokonanego przez Trybunał Konstytucyjny, który orzekając w sprawie zgodności z Konstytucją decyzji nr 4 Ministra Przemysłu i Handlu z dnia 9 kwietnia 1992 r. (*niepublikowana*), która

to decyzja uchylała poprzednie decyzje o nadaniu ulg w opłatach za energię elektryczną stwierdził, że ustalanie cen urzędowych na podstawie uzasadnionych kosztów ponoszonych przy produkcji i sprzedaży towarów oraz świadczeniu usług, ma na celu ochronę nabywców towarów i usług przed nieuzasadnionym wzrostem cen, przy respektowaniu realiów rynku, w tym przyjętej zasady samofinansowania zakładów energetycznych. Zdaniem Trybunału Konstytucyjnego decyzja o uchyleniu ulg *„przywraca do życia te zasady, gdyż uchylając niezasadne przywileje w zakresie dostarczania praktycznie bezpłatnej energii elektrycznej określonym grupom ludności, uniemożliwia przeliczenie kosztów wytworzenia energii na pozostałych.”* W zakończeniu uzasadnienia orzeczenia Trybunał Konstytucyjny stwierdził m.in., że uprzywilejowanie pewnej grupy zawodowej jest niesprawiedliwe *„poprzez z gruntu nieuzasadnione przeliczenie finansowania darmowych dostaw energii na ogół społeczeństwa”*.

5. Prezes URE ze swej strony podejmował i podejmuje wielorakie działania w celu minimalizowania skutków tego przywileju. W kolejnych – od 2001 r. – procedurach taryfowych kontynuowany jest proces stopniowego ograniczania rozmiarów „taryfy pracowniczej” finansowanej przez odbiorców końcowych energii elektrycznej. Redukcja tej taryfy rozpoczęta została nie od emerytów i rencistów, lecz od pracowników branży energetycznej. Prezes URE, informując wcześniej przedsiębiorstwa energetyczne, z dniem 1 lipca 2003 r. nie zaliczył do ich kosztów uzasadnionych kosztów poniesionych na „taryfę pracowniczą” w odniesieniu do pracowników tych przedsiębiorstw, co znalazło również odzwierciedlenie w ustaleniach Federacji Pracodawców Energetyki Polskiej zawartych w piśmie z dnia 3 marca 2003 r. L.dz. 131/03, zgodnie z którymi *„pracodawcy przedsiębiorstw energetycznych, posiadających koncesje na wytwarzanie, przesył, dystrybucję i obrót energią elektryczną finansować będą skutki taryfy pracowniczej wynikające ze zużycia energii elektrycznej przez własnych pracowników zawodowo czynnych, czyli będą finansować 80% energii elektrycznej właściwej dla miejsca korzystania przez upoważnionego pracownika.”*

Oznacza to, że skutki taryfy pracowniczej dla **własnych** pracowników mogą być finansowane tylko przez pracodawców (np. z zysku) nie zaś przez odbiorców.

Jak wspomniano wyżej kwoty bonifikat z tytułu taryfy pracowniczej ulegały corocznemu obniżaniu. W obecnie obowiązującej VI taryfie, która weszła w życie 1 stycznia 2005 r. i obowiązuje do 31 grudnia 2005 r., kwota bonifikat została zredukowana o ok. 20 mln zł, i osiągnęła poziom nieco poniżej 44 mln zł. Natomiast w planie dotyczącym VII taryfy została ona wyeliminowana całkowicie.

6. Ze względu na społeczny wydzźwięk kwestia taryfy pracowniczej stała się przedmiotem uzgodnień na forum Komisji Trójstronnej.

Zgodnie z art. 1 ust. 3 ustawy o Trójstronnej Komisji do Spraw Społeczno-Gospodarczych i wojewódzkich komisjach dialogu społecznego, do kompetencji Komisji należy prowadzenie dialogu społecznego w sprawach

3) Dyrektywa 2003/54/WE dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca Dyrektywę 96/92/WE (Dz. Urz. WEL 176 z 15.07.2003).

wynagrodzeń i świadczeń społecznych oraz w innych sprawach społecznych lub gospodarczych, a także realizacja zadań określonych w odrębnych ustawach. Stosownie zaś do art. 11 ust. 1 tej ustawy – Komisja może, w drodze uchwały, powoływać stałe i doraźne zespoły problemowe.

W ramach Komisji Trójstronnej powołany został Zespół ds. Branży Energetycznej. Zespół ten ustalił na posiedzeniu w dniu 2 kwietnia 2004 r., iż „z dniem 1 lipca 2004 roku zaprzestaje się finansowania „taryfy pracowniczej” dla emerytów i rencistów firm nie istniejących, tzn. nie ujętych aktualnie w załącznikach do PUZP dla PPE – karty rejestrowe U I i U IV [Ponadzakładowego Układu Zbiorowego Pracy dla Pracowników Przemysłu Energetycznego]”. Jednocześnie zaproponowano, aby w ramach przyjętej kwoty refundacji tej taryfy (tj. 40 mln zł z marginesem tolerancji ok. +/- 10%) przedstawiciele ze strony związkowej i pracodawców przedstawili w terminie do dnia 5 kwietnia 2004 r. zasady wyliczenia kwoty potrzebnej do sfinansowania tego świadczenia.

Następnie w dniu 6 kwietnia 2004 r. zapadło ustalenie Zespołu Trójstronnego ds. Branży Energetycznej w sprawie rozliczenia ulgowej energii w roku taryfowym 2004/2005, dotyczące źródeł finansowania ulgowej energii. Zgodnie z tym ustaleniem:

„1. Od dnia 1 lipca 2004 r. spółki dystrybucyjne zaprzestają finansowania ulgowej energii dla emerytów – rencistów – byłych pracowników firm nieistniejących. Poszczególne spółki dystrybucyjne proszone są o pisemne poinformowanie w kwietniu br. tej grupy odbiorców energii elektrycznej o zaistniałych zmianach w rozliczeniach.

2. W związku z dalszą redukcją przez Prezesa URE wysokości finansowania ulgowej energii elektrycznej dla emerytów – rencistów i pracowników zaplecza, w VI taryfie spółek dystrybucyjnych od 1 lipca 2004 r. do 30 czerwca 2005 r. rozliczana będzie:

- taryfa pracownicza dla emerytów i rencistów zakładów energetycznych, elektrowni, elektrociepłowni w dotychczasowej wysokości 3000 kWh rocznie,
- taryfa pracownicza dla emerytów i rencistów oraz pracowników zaplecza w zmniejszonej wysokości 1500 kWh rocznie – po zawarciu przed 1 lipca 2004 r. nowego Układu w miejsce dotychczasowego U-IV”.

Tak więc, wszystkie ustalenia dotyczące możliwości finansowania tzw. taryfy pracowniczej z przychodów osiągniętych z opłat za energię elektryczną ustalone zostały w ramach prac Zespołów Komisji Trójstronnej.

Odbiorcy, którzy utracili bądź utracą bonifikaty ponoszą lub będą ponosić – tak jak ogół odbiorców energii elektrycznej – opłaty za dostawę tej energii stosownie do taryfy zakładu energetycznego, do którego sieci są przyłączeni, wg cen i stawek opłat z grupy, do której są zakwalifikowani (czyli tzw. grup G dla odbiorców komunalno-bytowych).

Wg posiadanych przez URE informacji, ogólną liczbę osób korzystających w latach poprzednich z taryfy pracowniczej szacuje się na ok. 194 tys.

Jednakże uwzględnienia wymaga fakt, że liczba ta obejmuje pracowników przedsiębiorstw elektroenergetycznych, którzy jak powyżej wyjaśniono, nie są finansowani z ogólnej puli środków zawartej w taryfach spółek dystrybucyjnych. W roku 2005 r. ilość uprawnionych, z ogólnej puli, tj. emerytów i rencistów przedsiębiorstw energetycznych oraz przedsiębiorstw tzw. zaplecza szacuje się na poziomie ok. 76 700 osób, co stanowi 0,55% ogólnej liczby odbiorców komunalno-bytowych.

7. Niewątpliwie podjęte działania zaowocują licznymi protestami. O skali tych protestów mogą świadczyć przesyłane dotychczas do URE interwencje zarówno bezpośrednio zainteresowanych jak i posłów oraz senatorów.

Należy jednak obiektywnie ocenić, czy funkcjonujący dotychczas sposób finansowania kosztów taryfy pracowniczej był sprawiedliwy społecznie. Czy też sposób zbierania funduszy na pokrycie tych kosztów nie był pewną formą podatku płaconego przez nieuprawnionych do bonifikat odbiorców energii na rzecz odbiorców korzystających z „bonusów”. Jest to o tyle charakterystyczne, że opłata taka jest ponoszona przez wszystkich, także niezamożnych odbiorców (licznych przecież w kraju emerytów, rencistów, wdów i sierot) na rzecz niewielkiej grupy branżowo uprzywilejowanej (w której nie wszyscy są niezamożni).

Oczywiście konieczne wsparcie dla osób o niskim statusie materialnym, bez względu na ich branżową przynależność, powinno być realizowane w inny sposób, w tym poprzez system ubezpieczeń społecznych i system pomocy społecznej.

Należy bowiem wyraźnie rozdzielić problematykę finansowania, działających na własny rachunek, przedsiębiorstw energetycznych, a wraz z nią problematykę ustalania taryf od problematyki świadczeń społecznych, w tym świadczeń o charakterze emerytalno-rentowym oraz od problematyki pomocy społecznej (adresowanej do osób o szczególnie trudnym położeniu materialnym), które regulowane są przez inne przepisy i finansowane na innych zasadach i z innych środków.



Elżbieta Bytniewska
pełni obowiązki zastępcy
dyrektora, Departament Taryf URE



Małgorzata Szczepańska
główny specjalista
Biuro Prawne URE

PROBLEMY I PUŁAPKI ADMINISTRACYJNO-PRAWNEGO ZATWIERDZANIA TARYF PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH

Ryszard Taradejna, Alicja Tutak

1. Administracyjno-prawna ingerencja w cywilnoprawny obrót gospodarczy, oparty – co do zasady – na wolności działalności gospodarczej, rodzi wiele wątpliwości natury prawnej, a na tym tle – trudności, a nawet poważne problemy. Ingerencja ta dokonywana jest bowiem w drodze ustaw szczególnych, wprowadzających odstępstwa od regulacji zawartej w Kodeksie cywilnym¹⁾ (Kc), liberalnej i dającej dużą, a nawet – bardzo dużą, swobodę uczestnikom tego obrotu²⁾.

Autorzy takich, szczególnych regulacji często nie zdają sobie nawet sprawy z tego problemu. A rodzi się on z dosyć prostego faktu, że ingerencja taka, nawet jeżeli dokonywana jest jedną, stosunkowo krótką ustawą – angażuje szereg kolejnych ustaw (i aktów wykonawczych), często z zupełnie różnych dziedzin prawa, tworząc coś w rodzaju wielostopniowej kaskady. A ponieważ każda z tych ustaw ma własne, często odmienne „oprzyrządowanie” (np. definicje), często zdarza się, że ustalenie – jaka była „wola” ustawodawcy jest bardzo trudne, bowiem możliwe są różnorodne interpretacje, stosownie do interesów zainteresowanych stron, tym bardziej, że wiele ustaw jest – delikatnie mówiąc – niedopracowanych. W konsekwencji – każda decyzja organu administracji publicznej może być kwestionowana pod zarzutem niezgodności z prawem, przy zaangażowaniu – przez wiele lat – wszystkich możliwych sądów, z Sądem Najwyższym włącznie. A to z kolei rodzi zarzuty, że administracja działa przewlekłe i biurokratycznie.

2. Przykładem stwarzającej problemy administracyjno-prawnej ingerencji w cywilnoprawny obrót gospodarczy może być regulacja dotycząca ustalania i zatwierdzania taryf przedsiębiorstw energetycznych, zawarta w art. 44-47 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne³⁾. Regulacja ta „nakłada się” na regulację zawartą w Kodeksie cywilnym oraz w ustawie z dnia 5 lipca 2001 r. o cenach⁴⁾. Już sam ten fakt powoduje namiętne spory

między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami (szczególnie – „wielkimi”), bowiem Kodeksowi cywilnemu znane jest pojęcie „ceny sztywnej” (art. 537 § 1) i „ceny maksymalnej” (art. 538), co zachęca tych ostatnich do żądania negocjowania cen⁵⁾, chociaż są one wcześniej weryfikowane i zatwierdzone (na podstawie art. 47 Prawa energetycznego) przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezesa URE).

Problem jest jednak skomplikowany, gdyż Prawo energetyczne w żaden sposób nie nawiązuje do tych pojęć. Natomiast ustawa o cenach, deklarując swobodę kształtowania cen (art. 2 ust. 1), zawiera również regulację dotyczącą „cen urzędowych” (art. 4, 5 i 8), które są – co do zasady – cenami maksymalnymi (art. 9). Tu rodzi się jednak kolejny problem, gdyż definicja „ceny urzędowej” zawarta w ustawie o cenach nie w pełni odpowiada procedurze kształtowania cen określonej w Prawie energetycznym. Zagadnienie to było (wskutek odwołań od decyzji Prezesa URE) przedmiotem kilku orzeczeń (rozbieżnych) Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów⁶⁾ oraz Sądu Najwyższego⁷⁾. Zostały one przedstawione, wraz z dodatkową analizą, na łamach Biuletynu URE przez D. Nowak – *Ceny sztywne czy maksymalne (Nr 5/1999)* oraz R. Taradejna – *Charakter prawny cen i stawek opłat zawartych w taryfie przedsiębiorstw energetycznych (Nr 1/2003)*. Artykuły te są dostępne na stronie internetowej www.ure.gov.pl. W drugim z nich autor stwierdził, że: „(...) **uprawniony wydaje się pogląd, iż mają one charakter cen maksymalnych lub charakter bardzo zbliżony – taki też pogląd prezentuje Prezes URE**”, jednocześnie jednak przedstawił cały szereg uwarunkowań prawnych ograniczających możliwość ich negocjowania.

3. Ponieważ taryfy ustalone przez przedsiębiorstwa energetyczne zatwierdzone są następnie przez Prezesa URE, będącego organem administracji publicznej, w art. 30 ust. 1 Prawa energetycznego zapisano, że „do postępowania przed Prezesem URE stosuje się (...) przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego”,

1) Ustawa z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny (Dz. U. z 1964 r. Nr 16, poz. 93, z późniejszymi, licznymi zmianami).
2) Istotą znacznej części przepisów Kodeksu cywilnego jest ich uzupełniający charakter – stosuje się je tylko wtedy, gdy sami zainteresowani nie uregulowali jakiegoś problemu.
3) Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504, Nr 203, poz. 1966, z 2004 r. Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875, Nr 96, poz. 959 i Nr 173, poz. 1808 oraz z 2005 r. Nr 62, poz. 552, Nr 163, poz. 1362 i Nr 175, poz. 1462.
4) Dz. U. z 2001 r. Nr 97, poz. 1050, z 2002 r. Nr 144, poz. 1204, z 2003 r. Nr 137, poz. 1302 oraz z 2004 r. Nr 96, poz. 959 i Nr 210, poz. 2135.

5) Przykładem mogą tu służyć choćby żądania (którym trudno się dziwić, nawet jeśli ich nie aprobuje się), zgłaszane przez huty, np. przez Hutę „Łaziska”.
6) Por. wyroki z dnia 9 maja 2001 r., sygn. akt XVII Ame 29/00, z dnia 4 czerwca 2001 r., sygn. akt XVII Ame 34/00 oraz z dnia 16 października 2000 r., sygn. akt XVII Ame 24/00.
7) Postanowienie z dnia 8 marca 2000 r., sygn. akt I CKN 1217/99.

co oznacza, że w proces ustalania cen włączono – i słusznie – również tę ustawę (czwartą z kolei). Twórcy pierwotnego tekstu Prawa energetycznego, zakładając zapewne, że zatwierdzanie taryf będzie „szybkie, łatwe i przyjemne” (zauważmy – przewidziano tylko jednoinstancyjną kontrolę sądową⁸⁾) zapisali w art. 47 ust. 2, że Prezes URE, zatwierdza taryfę bądź odmawia jej zatwierdzenia „w terminie 30 dni”.

To, na pozór proste, postanowienie wywołało wiele kontrowersji i sporów natury prawnej w zestawieniu z regulującymi ten problem przepisami art. 35-38 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego⁹⁾ (Kpa). Spór ten (wywołany przez przedsiębiorstwa energetyczne niezadowolone z decyzji Prezesa URE) sprowadzał się do rozstrzygnięcia przez sądy, czy 30-dniowy termin ma charakter „instrukcyjny” dla organu administracji publicznej załatwiającego sprawę, podobnie jak analogiczne terminy określone w art. 35 Kpa (tak twierdził Prezes URE), czy charakter „materialny”. Przyjęcie drugiego z tych poglądów oznaczałoby, że po upływie 30 dni (nie wiadomo, jak liczonych – kalendarzowych czy roboczych) Prezes URE nie mógłby wydać żadnej decyzji – ani o odmowie zatwierdzenia taryfy ani o jej zatwierdzeniu, co powodowałoby swoistego pata i prowadziło do absurdu.

Problem ten był kilkakrotnie przedmiotem rozważań ówczesnego Sądu Antymonopolowego (obecnie: Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów). W pierwszym orzeczeniu Sąd ten przychylił się do drugiego, „patowego” poglądu (wyrok z dnia 29 września 1999 r., sygn. akt XVII Ame 34/99), jednak później zmienił zdanie (por. wyrok z dnia 29 grudnia 1999 r., sygn. akt XVII Ame 38/99). Dopiero po kilku latach problem ten (przypomnijmy – pozornie wręcz błahy) rozstrzygnął Sąd Najwyższy, który w wyroku z dnia 12 kwietnia 2002 r. (sygn. akt I CKN 1465/99 – OSNC 2003/4/53), jednoznacznie stwierdził, że 30-dniowy termin jest terminem procesowym o charakterze instrukcyjnym¹⁰⁾.

8) Regulacja ta była niezgodna z art. 78 w związku z art. 176 Konstytucji, na co Prezes URE zwracał uwagę Ministrowi Sprawiedliwości (pismem z dnia 29 maja 2002 r., znak: GP/590/2002/LJ) i co potwierdził Trybunał Konstytucyjny (w wyroku z dnia 12 czerwca 2002 r., sygn. akt P. 13/01 – Dz. U. z 2002 r. Nr 84, poz. 764). Szerzej na ten temat:

- 1) *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2002 r.* – Część III – „Regulator a inne organy państwa”, rozdz. 3 – „Sądowa kontrola działalności Prezesa URE” (Biuletyn URE Nr 3/2003).
- 2) G. Dylewska, R. Taradejna, *Sądowa kontrola decyzji Prezesa URE – dylematy prawno-ustrojowe* (Biuletyn URE Nr 4/2003).
- 9) Dz. U. z 2000 r. Nr 98, poz. 1071, z 2001 r. Nr 49, poz. 509, z 2002 r. Nr 113, poz. 984, Nr 153, poz. 1271 i Nr 169, poz. 1387, z 2003 r. Nr 130, poz. 1188 i Nr 170, poz. 1660, z 2004 r. Nr 162, poz. 1692 oraz z 2005 r. Nr 64, poz. 565 i Nr 78, poz. 682.
- 10) Analizie tego problemu poświęcony jest również artykuł R. Taradejna, *Charakter prawny terminu określonego w art. 47 ust. 2 Prawa energetycznego* (Biuletyn URE Nr 6/99).

Po kolejnych kilku latach sporów na tle charakteru prawnego owego „30-dniowego terminu”, ustawodawca postanowił w końcu – w 2005 r. – wyeliminować go z art. 47 ust. 2 Prawa energetycznego¹¹⁾ i w pełni poddać postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy procedurze określonej w Kpa¹²⁾.

4. Kolejną, godną uwagi kwestią, jest **charakter prawny taryf przedsiębiorstw energetycznych**. Zgodnie z art. 3 pkt 17 Prawa energetycznego, taryfa to „zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą”. Z kolei art. 47 tej ustawy stanowi w ust. 1 (w zdaniu pierwszym), że „przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE”, a w ust. 2 – że „Prezes URE (...) zatwierdza taryfę bądź odmawia jej zatwierdzenia w przypadku stwierdzenia niezgodności taryfy z zasadami i przepisami, o których mowa w art. 44-46” [czyli w art. 44, 45, 45a, 46 – przyp. aut.]. Ust. 3 ustanawia wymóg prawnego ogłoszenia zatwierdzonej taryfy, a ust. 4 przesądza, że „przedsiębiorstwo energetyczne wprowadza taryfę do stosowania nie wcześniej niż po upływie 14 dni i nie później niż do 45 dnia od dnia jej opublikowania”.

Opisana wyżej procedura zatwierdzania i wprowadzania do stosowania taryf upodabnia je do quasi-przepisów obowiązujących odbiorców poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych. Dla ich skutecznego obowiązywania niezbędne jest bowiem władcze rozstrzygnięcie organu administracji publicznej oraz dochowanie szczególnego trybu wprowadzenia do stosowania, podobnego do wprowadzania w życie aktów normatywnych.

Równocześnie, zawarta w powołanym wyżej art. 3 pkt 17 definicja taryfy pozwala na przyjęcie poglądu, że taryfę uznać można za rodzaj **wzorca umownego** w rozumieniu art. 384 § 1 Kc, co dało asumpt do kolejnych sporów między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami. Zgodnie z tym przepisem „ustalony przez jedną ze stron wzorzec umowy, w szczególności ogólne warunki umów, wzory umów, regulaminy wiążą drugą stronę, jeżeli zostały jej doręczone przy zawarciu umowy”. Zgodnie natomiast z art. 384¹ Kc, „wzorzec wydany w czasie trwania stosunku umownego o charakterze ciągłym wiąże drugą stronę, jeżeli zostały zachowane wymagania określone w art. 384, a strona nie wypowiedziała umowy w najbliższym terminie wypowiedzenia.”

Pogląd uznający taryfę za rodzaj wzorca umownego znalazł oparcie w orzecznictwie, m.in. w wyroku Sądu An-

11) Dokonano tego (z dniem 3 maja 2005 r.) ustawą z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552).

12) Stan prawny w tym zakresie przedstawiają T. Dec i G. Słowiński w artykule pt. *Ile potrzeba czasu na zatwierdzenie taryfy?*, zamieszczonym w niniejszym numerze Biuletynu URE.

tymonopolowego z dnia 17 kwietnia 2002 r. (sygn. akt XVII Ama 81/01). W uzasadnieniu tego wyroku Sąd stwierdził m.in., że w przedmiotowej sprawie zakład energetyczny miał obowiązek „doręczyć **wszystkie postanowienia** [podkr. aut.] wzorca umowy przy jej zawieraniu. Obowiązku tego nie dopełnił, skoro w odniesieniu do części klauzuli umownych jedynie powołał się na treść swojej taryfy zawierającej (...) postanowienia wzorca umownego. Taryfy tej nie doręczał drugiej stronie umowy (konsumentowi) uznając, że mogła z łatwością dowiedzieć się o jej treści. Takie postępowanie w obrocie z konsumentami stanowi naruszenie treści (...) art. 384 § 1 i 2 k.c. i uznane musi być za nielegalne.”. Sąd stwierdził ponadto, że „przesłanie do podpisu odbiorcom energii wzorca umowy sprzedaży (...) odsyłającego do postanowień taryfy bez jednoczesnego poinformowania kontrahentów o treści tych postanowień nie spełnia warunku jasności i jednoznaczności postanowień umowy zawieranej z konsumentami, który to warunek wynika wprost z art. 385 § 2 k.c.”.

Podobne stanowisko wyraził także Sąd Najwyższy w wyroku z dnia 18 grudnia 2002 r. (sygn. akt IV CKN 1616/00). Sąd ten, rozważając, czy do związania stron wzorcem umowy konieczne jest jego doręczenie, stwierdził m.in., że „*Niezależnie (...) od tego czy przyjmie się, że strony związane są wzorcem na zasadzie konsensusu, czy też tylko wobec doręczenia tych wzorców (...) praktyczny skutek jest taki sam. Postanowienia wzorca kształtują treść umowy i zastępują te istniejące przed jego doręczeniem, jeżeli nie dojdzie do wypowiedzenia umowy.*”.

5. Przedstawiony wyżej (w punkcie czwartym), jednoznaczny pogląd Sądu Najwyższego, dotyczący skutku, jaki zmiany taryf wywierają na wysokość cen i stawek opłat określonych w umowach między odbiorcą a przedsiębiorstwem energetycznym, nie rozwiązał jednakże kolejnej, zasadniczej wątpliwości: **czy każdorazowa zmiana taryfy przedsiębiorstwa oznacza konieczność zmian wszystkich umów zawartych z odbiorcami, z obowiązkiem równoczesnego doręczenia wszystkim odbiorcom treści „nowej” taryfy.** Niewątpliwym jest, że z punktu widzenia przedsiębiorstw energetycznych byłoby to działanie tyleż kosztowne co uciążliwe. Może się również zdarzyć, że brak możliwości skutecznego doręczenia odbiorcy projektu zmian umowy opóźni (jeśli nie uniemożliwi) dokonanie jej zmiany.

W takich sytuacjach zastosowanie może znaleźć instytucja doręczenia zastępczego uregulowana w art. 61 Kc. Zgodnie z tym przepisem, oświadczenie woli, które ma być złożone innej osobie, jest złożone z chwilą, gdy doszło do niej w taki sposób, że mogła zapoznać się z jego treścią. W orzecznictwie Sądu Najwyższego funkcjonuje pogląd, że dla skuteczności doręczenia oświadczenia woli nie jest wymagane rzeczywiste zapoznanie się z tym oświadczeniem i że wystarczy, by adresat miał możliwość zapoznania się z nim. Zgodnie ze stanowiskiem Sądu Najwyższego, wyrażonym w wyroku z dnia 18 listopada 1999 r., sygn. akt I PKN 375/99 (OSNP 2001/7/227) „*o złożeniu oświadczenia woli należy mówić także w sytuacji, gdy co prawda strona nie zna treści oświadczenia*

woli, ale miała realną możliwość zapoznania się z nią, bo dotarło (doszło) ono do niej w taki sposób, że <mogła się z nią zapoznać>. Z drugiej jednakże strony, <realna możliwość> zapoznania się z oświadczeniem woli nie może być pojmowana w sposób abstrakcyjny (a więc rozumiana <nierealistycznie>), powinna być analizowana w sposób konkretny z uwzględnieniem okoliczności danego przypadku.”.

Natomiast w przepisach ustawy – Prawo energetyczne brak było do niedawna jednoznacznego zapisu dotyczącego sposobu i formy dokonywania zmian umów między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami. W szczególności kwestia ta budziła wątpliwości w odniesieniu do dokonywania zmian umów sprzedaży wskutek zmian **cen i stawek opłat** zawartych w taryfach. W obowiązującym wówczas art. 5 ust. 2 pkt 1 i 2 tej ustawy przewidziany był jedynie obowiązek zamieszczenia – wśród istotnych postanowień umowy (sprzedaży lub przesyłowej) – postanowień dotyczących m.in. sposobu ustalania cen i warunków wprowadzania ich zmian.

Pomocą w rozwiązaniu tego problemu służy treść art. 5 Prawa energetycznego po zmianie dokonanej z dniem 3 maja 2005 r.¹³⁾ W artykule tym dodano nowy **ust. 5**, zgodnie z którym „*projekty umów (...) lub projekty wprowadzenia zmian w zawartych umowach, z wyjątkiem zmian cen lub stawek opłat określonych w zatwierdzonych taryfach* [podkr. aut.] *powinny być niezwłocznie przesłane odbiorcy; jeżeli w zawartych umowach mają być wprowadzone zmiany, wraz z projektem zmienianej umowy należy przesłać pisemną informację o prawie do wypowiedzenia umowy.*”.

Zgodnie natomiast z treścią kolejnego, również nowego, przepisu tej ustawy – art. 5 **ust. 6**: „*sprzedawca (...) powinien powiadomić odbiorców o podwyżce cen lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe lub energię określonych w zatwierdzonych taryfach, w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia tej podwyżki*”.

Z treści tych przepisów wyraźnie wynika, iż zamiarem ustawodawcy było ich dostosowanie do regulacji zawartej w powołanych wyżej przepisach Kodeksu cywilnego, dotyczących **wzorca umownego**, warunków jego obowiązywania i wprowadzania do niego zmian. Równocześnie ustawodawca wyraźnie oddzielił zasady zmian cen i stawek opłat od zmian pozostałych postanowień umowy. Co do zasady, zmiany postanowień umów (m.in. umów sprzedaży i świadczenia usług przesyłowych) mają być dokonywane poprzez **doręczenie** odbiorcy projektu zmienianych postanowień i mogą wchodzić w życie pod warunkiem ich zaakceptowania w określonym terminie.

Z procedury tej ustawodawca wszakże wyłączył wprowadzanie zmian **cen i stawek opłat określonych w zatwierdzonych taryfach**, co wynika jednoznacznie z treści art. 5 ust. 5 i 6 Prawa energetycznego.

13) Zmiany tej również dokonała ustawa z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552).

Zgodnie z art. 5 ust. 6, o zmianie cen i stawek opłat odbiorcy powinni zostać powiadomieni w ciągu jednego okresu rozliczeniowego; przepis ten nie zawiera natomiast żadnych wymogów co do **formy i sposobu** owego powiadomienia. Jeżeli zatem weźmie się pod uwagę także treść cytowanych wyżej postanowień art. 3 pkt 17 (definicja taryfy) i art. 47 ust. 3 i 4 Prawa energetycznego (publikowanie taryfy), należy dojść do wniosku, że **zmiany cen i stawek opłat** wynikających z zatwierdzonej taryfy i wprowadzanie ich do stosowania dokonywać się powinno **zgodnie z postanowieniami art. 47 tej ustawy**.

W tym miejscu należy zauważyć, że postanowienia dotyczące wprowadzania zmian do umowy, w tym zmian cen i stawek opłat wynikających z taryfy przedsiębiorstwa energetycznego mogą, a nawet **powinny** zostać zamieszczone bezpośrednio w treści tych umów (por. art. 5 ust. 2 Prawa energetycznego). Pozwoliłoby to na skuteczne wyeliminowanie wątpliwości co do związania kontrahenta cenami i stawkami opłat wynikającymi z wejścia w życie nowej taryfy. Dotychczasowa praktyka zdaje się świadczyć o tym, iż nie jest to rozwiązanie właściwie wy-

korzystywane w umowach pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami, a stosowne zapisy umów mają treść bardzo ogólną.



Ryszard Taradejna
dyrektor



Alicja Tutak
główny specjalista

Biuro Prawne URE

ILE POTRZEBA CZASU NA ZATWIERDZENIE TARYFY?

Tomasz Dec, Grzegorz Słowiński

Jednym z podstawowych narzędzi regulacji działalności przedsiębiorstw energetycznych jest zatwierdzenie przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (zwanego dalej „Prezesem URE”) taryf dla paliw gazowych i energii. Zgodnie z art. 47 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne¹⁾ (zwanej dalej „Prawem energetycznym”), przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla paliw gazowych i energii, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, oraz proponują okres ich obowiązywania.

1. W wyniku nowelizacji Prawa energetycznego, dokonanej z dniem 3 maja 2005 r.²⁾, w art. 47 ust. 2 wykreślono postanowienie zastrzegające, że Prezes URE zobowiązany był zatwierdzić taryfę bądź odmówić jej zatwierdzenia „w terminie 30 dni”. Postanowienie to, na pozór bardzo proste i jednoznaczne, wywołało wiele

kontrowersji i sporów natury prawnej, które mogły nawet – w skrajnym przypadku – uniemożliwić zatwierdzenie taryfy. Było ono regulacją szczególną w stosunku do norm zawartych w ustawie z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego³⁾ (zwanej dalej „Kpa”), która kompleksowo określa terminy załatwiania spraw przez organy administracji publicznej oraz procedury z tym związane (art. 35).

Ocena charakteru prawnego tego 30-dniowego terminu była przedmiotem orzekania (wskutek odwołania wniesionego od decyzji Prezesa URE) przez Sąd Antymonopolowy (obecnie: Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów). Wśród orzeczeń tego Sądu znajdują się takie, w których wyrażono pogląd, że jest on terminem „materialnym” i niezatwierdzenie taryfy w ciągu 30 dni od dnia jej przedłożenia do zatwierdzenia stanowi rażące naruszenie prawa, a w konsekwencji – brak możliwości wydania jakiegokolwiek decyzji – zarówno o zatwierdzeniu taryfy jak i o odmowie jej zatwierdzenia (por. wyrok

1) Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 i Nr 203, poz. 1966, z 2004 r. Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875, Nr 96, poz. 959, i Nr 173, poz. 1808 oraz z 2005 r. Nr 62, poz. 552, Nr 163, poz. 1362 i Nr 175, poz. 1462.

2) Dokonała tego ustawa z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552).

3) Dz. U. z 2000 r. Nr 98, poz. 1071, z 2001 r. Nr 49, poz. 509, z 2002 r. Nr 113, poz. 984, Nr 153, poz. 1271 i Nr 169, poz. 1387, z 2003 r. Nr 130, poz. 1188 i Nr 170, poz. 1660, z 2004 r. Nr 162, poz. 1692 oraz z 2005 r. Nr 64, poz. 565 i Nr 78, poz. 682.

z dnia 29 września 1999 r. – sygn. akt XVII Ame 34/99). Natomiast w wyroku z dnia 29 grudnia 1999 r. (sygn. akt XVII Ame 38/99), wyrażony został pogląd, że termin ten ma charakter instrukcyjny (a więc taki jak w Kpa), a jego naruszenie nie wywołuje wspomnianych wyżej skutków prawnych w zakresie ważności decyzji administracyjnej. Przedstawiony problem został ostatecznie rozstrzygnięty w wyroku Sądu Najwyższego z dnia 12 kwietnia 2002 r., sygn. akt I CKN 1465/99 (OSNC 2003/4/53), w którego uzasadnieniu jednoznacznie stwierdzono, że wspomniany 30-dniowy termin jest terminem procesowym o charakterze instrukcyjnym⁴⁾.

2. Obecnie, po usunięciu z art. 47 Prawa energetycznego zapisu o 30-dniowym terminie, w którym Prezes URE zobowiązany był do wydania decyzji w sprawie zatwierdzenia taryfy, pojawiają się głosy, że może to doprowadzić do przewlekłości postępowań administracyjnych w tych sprawach, a w szczególności – dotyczących zatwierdzenia taryfy dla ciepła⁵⁾. Obawy te są płonne i wynikają z niezajomości prawa. Otóż w obecnym stanie prawnym postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy zostało w pełni poddane ogólnym zasadom określonym w Kpa, co oznacza, że postępowanie w tych sprawach powinno zakończyć się w terminach przewidzianych dla załatwiania spraw przez przepisy tej ustawy. Jednoznacznie wskazuje na to art. 30 ust. 1 Prawa energetycznego, który do postępowań toczących się przed Prezesem URE nakazuje stosować przepisy Kpa.

Zgodnie z postanowieniem art. 35 § 1 Kpa, organy administracji publicznej obowiązane są załatwiać sprawy **bez zbędnej zwłoki**. Niezwłocznie powinny być załatwiane sprawy, które mogą być rozpatrzone w oparciu o dowody przedstawione przez stronę łącznie z żądaniem wszczęcia postępowania lub w oparciu o fakty i dowody powszechnie znane albo znane z urzędu organowi, przed którym toczy się postępowanie, bądź możliwe do ustalenia na podstawie danych, którymi rozporządza ten organ (art. 35 § 2).

Natomiast załatwienie sprawy **wymagającej postępowania wyjaśniającego** powinno nastąpić nie później niż **w ciągu miesiąca**, a sprawy szczególnie skomplikowanej – nie później niż w ciągu **dwóch miesięcy** od dnia wszczęcia postępowania (art. 35 § 3). Zgodnie z poglądem wyrażanym w doktrynie, „*cecha szczególnego skomplikowania sprawy może wynikać z zawitości w ustaleniu stanu faktycznego lub stanu prawnego, konieczności dokonywania licznych czynności postępowania dowodowego, gromadzenia rozproszonych danych*” (B. Adamiak, J. Borkowski, *Kodeks postępowania administracyjnego. Komentarz*, Wydawnictwo C.H. Beck, Warszawa 2005, str. 278).

Należy więc uwzględnić fakt, że uzasadnienie wniosku o zatwierdzenie taryfy zawiera cały szereg danych

techniczno-ekonomicznych, których analiza i weryfikacja wymaga dokonania licznych, a przede wszystkim czasochłonnych czynności. Dokonując formalnoprawnej i merytorycznej oceny takiego wniosku trzeba przebyć analogiczną ścieżkę myślową do tej, jaką wykonuje w trakcie opracowywania taryfy przedsiębiorstwo energetyczne. Z tych też względów uznanie postępowania administracyjnego o zatwierdzenie taryfy, jako sprawy szczególnie skomplikowanej w rozumieniu art. 35 § 3 Kpa jest – co do zasady – słuszne, co nie oznacza, że nie może ono zostać zakończone wcześniej niż w okresie dwóch miesięcy od dnia wszczęcia.

Rozważając ten problem w świetle obowiązujących regulacji prawnych, należy jednoznacznie stwierdzić, że nie ma żadnego niebezpieczeństwa nadmiernego wydłużania postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf. Stosownie do art. 12 Kpa, organy administracji publicznej powinny działać w sprawie wnikliwie i szybko, posługując się możliwie najprostszymi środkami prowadzącymi do jej załatwienia. Realizację tej ogólnej zasady postępowania administracyjnego zapewniają, będące jej dookreśleniem, przedstawione wyżej przepisy art. 35 Kpa.

3. Trzeba również podkreślić, że niebagatelną rolę w procesie zatwierdzenia taryf odgrywa samo przedsiębiorstwo energetyczne. Szybkość postępowania o zatwierdzenie taryfy zależy w znacznej mierze od sposobu przygotowania wniosku o jej zatwierdzenie. Przedstawiane wnioski niejednokrotnie już na samym wstępie obciążone są brakami formalnymi (np. brak dokumentów potwierdzających prawidłową reprezentację strony, brak potwierdzenia za zgodność z oryginałem przedkładanych kopii dokumentów, nieuiszczenie stosownej opłaty skarbowej). Wezwanie do usunięcia tych braków nakazują przepisy Kpa (art. 64 § 2, art. 262), więc podejmowanie przez organ czynności w tym zakresie nie może być poczytane jako zwłoka w załatwieniu sprawy. Przesądza o tym wprost art. 35 § 5 Kpa, stanowiąc – że do wymienionych wcześniej terminów nie wlicza się m.in. okresów opóźnień spowodowanych z winy strony albo z przyczyn niezależnych od organu i okresów zawieszenia postępowania oraz terminów przewidzianych w przepisach prawa dla dokonania określonych czynności.

4. Działalność regulacyjna Prezesa URE w trakcie postępowania administracyjnego o zatwierdzenie taryfy dotyczy ustalenia, czy przedsiębiorstwo energetyczne opracowało taryfę w sposób przewidziany prawem. Dążenie do ustalenia w tym przedmiocie prawdy obiektywnej jest prawnym obowiązkiem Prezesa URE. Art. 7 Kpa stanowi, iż w toku postępowania administracyjnego organy administracji publicznej stoją na straży praworządności i podejmują wszelkie kroki niezbędne do dokładnego wyjaśnienia stanu faktycznego oraz do załatwienia sprawy, mając na względzie **interes społeczny i słuszny interes obywateli**. Realizację tej zasady zapewniają przepisy Kpa, które regulują sposób prowadzenia postępowania dowodowego. Przed wydaniem decyzji w sprawie zatwierdzenia lub odmowy zatwierdzenia taryfy Prezes URE zobowiązany jest w sposób wyczerpujący zebrać

4) Analizie tego problemu poświęcony jest również artykuł R. Taradejna, *Charakter prawny terminu określonego w art. 47 ust. 2 Prawa energetycznego*, Biuletyn URE Nr 6/99.

5) Tak np. H. Palarz, w artykule *Trzeba będzie dłużej czekać*, „Gazeta Prawna” Nr 29 z 12 maja 2005 r.

i rozpatrzeć cały materiał dowodowy (por. art. 77 § 1). Z tych też względów w trakcie postępowania o zatwierdzenie taryfy, zgodnie z art. 50 § 1, przedsiębiorstwo energetyczne wzywane jest – w razie potrzeby – do składania wyjaśnień niezbędnych do rozstrzygnięcia sprawy. Wykonywanie przez organ administracji publicznej nałożonych prawem obowiązków, w tym także w zakresie przeprowadzania postępowania dowodowego, nie może być traktowane jako nadmierna ingerencja Prezesa URE w opracowaną przez przedsiębiorstwo energetyczne taryfę ani jako nieusprawiedliwione, nadmierne wydłużanie postępowania w sprawie jej zatwierdzenia.

5. Zgodnie z art. 47 ust. 1 Prawa energetycznego, to przedsiębiorstwa energetyczne **ustalają taryfy** (które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE) oraz proponują okres ich obowiązywania. Wynika z tego, że to przedsiębiorstwo energetyczne, przedkładając Prezesowi URE opracowaną przez siebie taryfę do zatwierdzenia, jest jej konstruktorem, a organ ten w toku wspomnianego postępowania dokonuje oceny, czy przedstawiona taryfa ustalona została zgodnie z przepisami prawa. Granice ingerencji organu w tym zakresie określają przepisy art. 23 ust. 2 pkt 2 i 3 w związku z art. 47 i 49 Prawa energetycznego oraz wykonawcze do tej ustawy rozporządzenia w sprawie zatwierdzania taryf⁶⁾. Natomiast tryb postępowania Prezesa URE – stosownie do art. 30 ust. 1 Prawa energetycznego – wyznaczają przepisy Kpa.

6. Zaniechanie przez Prezesa URE czynności postępowania dowodowego, w tym zmierzających do ustalenia, czy wszystkie przedstawione we wniosku taryfowym koszty prowadzonej przez przedsiębiorstwo koncesjonowanej działalności gospodarczej są kosztami uzasadnionymi oraz poprzestanie na ocenie pierwotnie złożonego wniosku, musiałoby w wielu przypadkach prowadzić do wydania decyzji odmawiającej zatwierdzenia taryfy. W takim stanie rzeczy postępowanie administracyjne wprawdzie zakończyłoby się szybko wydaniem decyzji, ale skutek, zarówno dla przedsiębiorstwa energetycznego jak i jego odbiorców, byłby niezadowolający (przedsiębiorstwo zmuszone byłoby do złożenia nowego wniosku o zatwierdzenie taryfy bądź dochodzenia swoich racji przed Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów⁷⁾).

6) Por. rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 23 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2004 r. Nr 105, poz. 1114); rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 30 lipca 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. z 2004 r. Nr 184, poz. 1902); rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 15 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2004 r. Nr 277, poz. 2750).

7) Warto zauważyć, że wiele przedsiębiorstw stosuje dosyć specyficzną praktykę: składa odwołanie do sądu, byleby tylko nie uchybić 14-dniowemu terminowi na jego wniesienie, a następnie, po głębszej analizie uzasadnienia decyzji – cofa odwołanie.

7. Rozważając zagadnienie szybkości postępowania o zatwierdzenie taryfy należy zwrócić uwagę na obowiązki Prezesa URE, które powstają w przypadku, gdy postępowanie administracyjne nie może być zakończone w jednym z terminów określonych w art. 35 Kpa. Zgodnie z art. 36 § 1, o każdym przypadku niezalatwienia sprawy w terminie określonym w art. 35, organ zobowiązany jest zawiadomić strony, podając przyczyny zwłoki i wskazując nowy termin zalatwienia sprawy. W doktrynie wyrażane są poglądy, iż zawiadomienie o niezalatwieniu sprawy w terminie powinno mieć formę postanowienia (np. B. Adamiak, J. Borkowski, *Kodeks postępowania administracyjnego. Komentarz*, Wydawnictwo C.H. Beck, Warszawa 2005, str. 282). Niezalatwienie sprawy w jednym z terminów, o których mowa w art. 35 Kpa oraz brak skierowanego do strony zawiadomienia stosownie do art. 36 § 1, może rodzić skutek w postaci sięgnięcia przez stronę po środki prawne służące do zwalczania bezczynności organu, w tym skargę na bezczynność do wojewódzkiego sądu administracyjnego (art. 3 § 1 pkt 8 ustawy z dnia 30 sierpnia 2002 r. – Prawo o postępowaniu przed sądami administracyjnymi⁸⁾).

8. Dodatkowo należałoby rozważyć, czy sytuacja, w której taryfa z różnych przyczyn nie zostanie zatwierdzona w terminie przewidzianym w art. 35 Kpa, może rodzić po stronie Prezesa URE odpowiedzialność odszkodowawczą. Art. 77 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej⁹⁾ stanowi, że każdy ma prawo do wynagrodzenia szkody, jaka została mu wyrządzona przez niezgodne z prawem działanie organu władzy publicznej. Konkretyzację tej konstytucyjnej zasady stanowią przepisy art. 417-417² ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny¹⁰⁾. Zgodnie z brzmieniem art. 417¹ § 3, jeżeli szkoda została wyrządzona przez niewydanie orzeczenia lub decyzji, gdy obowiązek ich wydania przewiduje przepis prawa, jej naprawienia można żądać po stwierdzeniu we właściwym postępowaniu niezgodności z prawem niewydania orzeczenia lub decyzji, chyba że przepisy odrębne stanowią inaczej. W szczególności szkoda taka mogłaby powstać w sytuacji, gdyby nowa taryfa przewidywała wzrost cen i stawek opłat a Prezes URE zatwierdziłby ją z opóźnieniem.

Sięgnięcie przez stronę postępowania administracyjnego po przepisy kształtujące odpowiedzialność Skarbu Państwa za działania organów administracji publicznej, które zdaniem strony spowodowały powstanie szkody, wymaga zatem, oprócz określenia samej szkody, także wykazania, że działania te były niezgodne z prawem oraz związku przyczynowo-skutkowego pomiędzy konkretnym działaniem lub zaniechaniem organu administracji a powstałą wskutek tego szkodą.

9. W swoistym, złożonym postępowaniu administracyjnym jakim jest postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy, szybkie podjęcie jakiegokolwiek rozstrzygnięcia nie może stać się celem samym w sobie, często bowiem,

8) Dz. U. z 2002 r. Nr 153, poz. 1270, z późn. zm.

9) Dz. U. z 1997 r. Nr 78, poz. 483 oraz z 2001 r. Nr 28, poz. 319.

10) Dz. U. z 1964 r. Nr 16, poz. 93, z późn. zm.

jak już wcześniej wskazano, skutkowałoby to wydaniem decyzji o odmowie zatwierdzenia taryfy. Wielokrotnie przedsiębiorstwo energetyczne dopiero w toku postępowania nadaje opracowywanej taryfie kształt odpowiadający wymaganiom bezwzględnie obowiązujących w tym zakresie przepisów prawa. Zaniechanie Prezesa URE w dążeniu do dokładnego wyjaśnienia stanu faktycznego i załatwienia sprawy z poszanowaniem interesu społecznego i słusznego interesu strony może mieć o wiele większe konsekwencje niż ewentualne przekroczenie terminów określonych w art. 35 Kpa (mając na względzie fakt, iż stan pozostawiania organu w zwłoce może być konwalidowany przez podjęcie czynności określonych w art. 36).

W procesie zatwierdzenia taryfy nie można przecież zapominać o odbiorcach paliw i energii, a przede wszystkim o fakcie, iż Prezes URE prowadząc działalność regulacyjną zobowiązany jest do równoważenia interesów odbiorców paliw i energii i przedsiębiorstw energetycznych (por. art. 23 ust. 1 Prawa energetycznego).

10. Podsumowując powyższy wywód, wyrażamy pogląd, iż ogólne zasady określone w Kpa, w tym terminy załatwiania spraw wyznaczone przez art. 35, w sposób dostateczny zabezpieczają przed ewentualną

przewlekłością (ze strony organu) postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf. Natomiast wspomniana na wstępie nowelizacja Prawa energetycznego nie wpływa w żaden sposób na szybkość tych postępowań, usuwa natomiast niepotrzebne wątpliwości prawne.



Tomasz Dec



Grzegorz Słowiński

Autorzy są pracownikami Wschodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Lublinie

OPŁATA Z TYTUŁU NIELEGALNEGO POBORU NIE JEST NALEŻNOŚCIĄ ZA POBRANE PALIWO LUB ENERGIĘ, O KTÓREJ MOWA W ART. 6 UST. 3A USTAWY – PRAWO ENERGETYCZNE

Renata Trypens

Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów – podzielając stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezesa URE) prezentowane w zaskarżonej decyzji – wyraził pogląd, zgodnie z którym opłaty z tytułu nielegalnego poboru nie należy utożsamiać z należnością za pobraną energię elektryczną, a tym samym zażalenie z jej uiszczeniem nie może stanowić podstawy do wstrzymania dostaw tej energii. W związku z powyższym, Sąd oddalił odwołanie przedsiębiorstwa energetycznego od decyzji Prezesa URE stwierdzającej, iż wstrzymanie dostaw energii elektrycznej do nieruchomości odbiorcy było nieuzasadnione (wyrok z dnia 9 maja 2005 r., sygn. akt XVII AmE 46/04).

Prezentowany wyrok zasługuje na uwagę ze względu na okoliczność, że niektóre przedsiębiorstwa – powołując się na uprawnienia, które przyznaje im ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne¹⁾, podejmują próby wyegzekwowania opłat z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej poprzez wstrzymanie jej dostaw. Istotna, zarówno w omawianej sprawie, jak i w innych

1) Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 i Nr 203, poz. 1966, z 2004 r. Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875, Nr 96, poz. 959 i Nr 173, poz. 1808 oraz z 2005 r. Nr 62, poz. 552, Nr 163, poz. 1362 i Nr 175, poz. 1462).

podobnych przypadkach poddanych pod rozstrzygnięcie Prezesa URE, jest okoliczność, że wstrzymanie dostaw nie nastąpiło w dniu przeprowadzenia kontroli, w wyniku której stwierdzono zaistnienie nielegalnego poboru energii elektrycznej (co mogłoby być zrozumiałe w świetle art. 6 ust. 3 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne²⁾), lecz w okresie późniejszym, kiedy przyczyny umożliwiające jego dokonanie zostały usunięte (np. poprzez wymianę układu pomiarowo-rozliczeniowego lub wykonanie przez odbiorcę zaleceń pokontrolnych).

Pozbawiony dostaw energii elektrycznej odbiorca zwrócił się do Prezesa URE – w trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu zaistniałego w przedstawionym poniżej stanie faktycznym.

W maju 2002 r. przedsiębiorstwo energetyczne prowadziło prace eksploatacyjno-modernizacyjne w miejscowości L., gdzie położona jest nieruchomość stanowiąca własność Pani W. (zwanej dalej „Odbiorcą”). Kontrola dokonana przez pracowników tego przedsiębiorstwa w jej zabudowaniach ujawniła zaistnienie nielegalnego poboru energii elektrycznej. Na tę okoliczność sporządzony został protokół, z którego wynikało m.in., że w trakcie kontroli ujawniono na liczniku 1 fazowym, zasilającym budynek mieszkalny otwór w obudowie metalowej na wysokości tarczy obrotowej licznika. W związku ze stwierdzonymi nieprawidłowościami, dokonano zdemontowania i zabezpieczenia układu pomiarowo-rozliczeniowego w celu jego przekazania do badań laboratoryjnych. Jednak tego samego dnia zamontowano sprawny układ pomiarowo-rozliczeniowy i podjęto dostawy energii elektrycznej do nieruchomości Odbiorcy – wstrzymane jedynie na czas jego wymiany.

Zdemontowany układ pomiarowo-rozliczeniowy poddano badaniu, którego wyniki zostały zawarte w ekspertyzie kryminalistycznej. Potwierdziła ona możliwość ingerencji w pracę licznika poprzez otwór wywiercony w jego podstawie. W trakcie badań laboratoryjnych ujawniono również ślady mechanoskopijne w podstawie i na tarczy wirnika świadczące o ingerencji osób trzecich w zabezpieczenie i prawidłową pracę licznika, poprzez blokowanie obrotów tarczy wirnika.

Ustalenia dokonane w trakcie ekspertyzy stanowiły podstawę do stwierdzenia przez przedsiębiorstwo nielegalnego pobierania energii elektrycznej oraz wystosowania do Odbiorcy w październiku 2002 r. wezwania, wraz z dołączonym rachunkiem, do wniesienia opłaty z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej,

naliczonej zgodnie z postanowieniami obowiązującej taryfy.

W okresie poprzedzającym wstrzymanie dostaw strony prowadziły korespondencję. Odbiorca kwestionował okoliczność dokonania przez niego nielegalnego poboru i wnosił o umorzenie opłaty z tego tytułu. Przedsiębiorstwo natomiast – powołując się na wyniki ekspertyzy kryminalistycznej – nie odstępowało od swojego roszczenia. W sprawie interweniował również Powiatowy Rzecznik Konsumentów, co przyczyniło się do zmniejszenia wysokości żądanej opłaty. W lutym 2003 r. przedsiębiorstwo skierowało do Odbiorcy ponaglenie do zapłaty wyznaczając 14-dniowy termin na uiszczenie – w jego ocenie – zaległej należności. Jednocześnie poinformowało o możliwości wstrzymania dostaw energii elektrycznej oraz wypowiedzeniu umowy sprzedaży. Odbiorca nie uiszczył jednak spornej opłaty kwestionując jej zasadność.

W dniu 14 listopada 2003 r. przedsiębiorstwo wstrzymało dostarczanie energii elektrycznej do nieruchomości Odbiorcy wskazując jako podstawę swego działania art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne³⁾.

Istota sporu sprowadzała się zatem do rozstrzygnięcia kwestii, czy opłata z tytułu nielegalnego poboru stanowi *należność za pobraną energię elektryczną*, o której mowa w art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne, a w konsekwencji, czy jej nieuiszczenie stanowi przesłankę uprawniającą przedsiębiorstwo energetyczne do wstrzymania dostaw na podstawie tego przepisu.

Należy bowiem zauważyć, że wstrzymanie dostaw nie nastąpiło w dniu przeprowadzenia kontroli i ujawnienia nielegalnego poboru energii elektrycznej ale dopiero po półtorarocznym okresie. W ocenie Prezesa URE, dawało to podstawę do stwierdzenia, że przedsiębiorstwo powstrzymało się ze spełnieniem swojego świadczenia w celu wywarcia niedozwolonej presji na Odbiorcę wykorzystując swoją dominującą pozycję.

Przypadki, w których przedsiębiorstwo energetyczne jest upoważnione do wstrzymania dostaw paliw lub energii, zostały uregulowane w art. 6 ust. 3 i 3a ustawy – Prawo energetyczne. Przy czym przepisy te nie przewidują możliwości wstrzymania dostaw wskutek nieuiszczenia przez odbiorcę należności z tytułu nielegalnego poboru paliw lub energii. Oznacza to, że wolą ustawodawcy jest aby w przypadku, gdy odbiorca kwestionuje opłatę

2) Zgodnie z art. 6 ust. 3 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne – w brzmieniu obowiązującym zarówno w dniu wstrzymania dostaw energii elektrycznej, jak i w dniu wydania zaskarżonej decyzji – przedsiębiorstwo energetyczne, zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, może wstrzymać dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, jeśli w wyniku przeprowadzonej przez upoważnionych przedstawicieli tego przedsiębiorstwa kontroli stwierdzono, że nastąpił nielegalny pobór paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła.

3) Zgodnie z art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne – w brzmieniu obowiązującym zarówno w dniu wstrzymania dostaw energii elektrycznej, jak i w dniu wydania zaskarżonej decyzji – przedsiębiorstwa energetyczne, zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, mogą wstrzymać dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za pobrane paliwo gazowe, energię elektryczną lub ciepło albo świadczone usługi co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności, pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie o zamiarze wypowiedzenia umowy i wyznaczenia dodatkowego, dwutygodniowego terminu do zapłaty zaległych i bieżących należności.

z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej, dostawca dochodził swoich praw w drodze powództwa cywilnego, a nie poprzez wstrzymanie dostaw tej energii (por. art. 57 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne⁴⁾).

Przedsiębiorstwa energetyczne dokonując wstrzymania dostaw energii elektrycznej są obowiązane do przestrzegania powołanych wyżej przepisów, które regulują omawianą kwestię w sposób wyczerpujący. Należy również mieć na uwadze, iż katalog przesłanek uprawniających do wstrzymania dostaw jest zamknięty i nie może podlegać wykładni rozszerzającej (por. wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 2 lipca 2003 r., sygn. akt XVII Ame 78/02). Zatem, w ocenie Prezesa URE przypadki, gdy przedsiębiorstwo energetyczne po stwierdzeniu nielegalnego poboru energii elektrycznej, a następnie usunięciu jego przyczyn jest uprawnione do wstrzymania dostaw ze względu na zaleganie z płatnością opłaty z tego tytułu, nie mieszczą się w dyspozycji art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne. Opłata z tytułu nielegalnego poboru ma bowiem charakter sankcyjny, a sposób jej obliczenia nie jest – co do zasady – uzależniony od ilości rzeczywiście pobranej (z pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego) energii elektrycznej, gdyż z reguły nie można jej ustalić.

Oceniając zasadność wstrzymania przez przedsiębiorstwo dostaw energii elektrycznej Prezes URE uwzględnił również utrwaloną linię orzecznictwa. Sądy już niejednokrotnie prezentowały pogląd, zgodnie z którym okoliczność, że dostarczanie energii odbywa się na podstawie umowy, przemawia za uznaniem, iż roszczenia z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej mają charakter cywilnoprawny a nie administracyjny i w stosunku do konkretnej osoby obowiązek wniesienia tych opłat powinien wynikać z orzeczenia sądu (por. wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z dnia 23 lipca 2002 r., sygn. akt III SA 1034/02). Zatem – podzielając stanowisko Sądu w tej materii – należy stwierdzić, że przedsiębiorstwo energetyczne dochodząc, na podstawie art. 57 ustawy – Prawo energetyczne, należności z tytułu nielegalnego pobierania paliw lub energii winno uzyskać, na drodze postępowania cywilnego stosowny tytuł wykonawczy opatrzony klauzulą wykonalności.

Zauważyć należy, że w zaskarżonej decyzji nie kwestionowano uprawnień przedsiębiorstwa energetycznego do wstrzymania dostaw energii elektrycznej w trybie art. 6 ust. 3 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne. Nielegalny pobór energii elektrycznej stanowi bowiem samoistną przesłankę wstrzymania dostaw. Należy jednak mieć na względzie fakt, że w świetle obowiązujących przepisów powstrzymanie się przedsiębiorstwa ze swoim świadczeniem jest uzasadnione jedynie w momencie ujawnienia nielegalnego poboru. Nie może natomiast

mieć miejsca w późniejszym czasie, kiedy to instalacja została doprowadzona do stanu zgodnego z prawem (np. poprzez wymianę uszkodzonego układu pomiarowo-rozliczeniowego na sprawny).

W omawianym sporze przedsiębiorstwo nie wstrzymało, będąc do tego uprawnionym na podstawie powołanego wyżej przepisu, dostarczania energii elektrycznej w dacie stwierdzenia nielegalnego poboru. Dokonanie przez jego pracowników wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego na inny, sprawnie działający, spowodowało, że w myśl art. 6 ust. 3b ustawy – Prawo energetyczne⁵⁾ ustały przyczyny uzasadniające wstrzymanie dostarczania na podstawie art. 6 ust. 3 pkt 2 ustawy. W ocenie Prezesa URE brzmienie art. 6 ust. 3b ustawy jest jednoznaczne. Ustanie przyczyn uzasadniających wstrzymanie dostaw – co może dotyczyć zarówno przypadku zlikwidowania nielegalnego poboru, poprzez wymianę układu pomiarowo-rozliczeniowego, jak również dokonanie przez odbiorcę zapłaty za pobraną energię elektryczną – powinno skutkować bezzwłocznym wznowieniem dostaw. W omawianym przypadku brak było bezpośredniego związku przyczynowego między kontrolą przeprowadzoną w maju 2002 r., w trakcie której stwierdzono nielegalny pobór energii elektrycznej, a wstrzymaniem dostaw energii elektrycznej dokonany w listopadzie 2003 r., które nie było bezpośrednim jej wynikiem.

Wydając zaskarżoną decyzję Prezes URE dokonał odmienną niż przedsiębiorstwo energetyczne interpretacji art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne i w konsekwencji orzekł, że wstrzymanie dostaw nie było zasadne.

Od powyższej decyzji przedsiębiorstwo wniosło odwołanie do Sądu.

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

„Odwołanie jest nieuzasadnione. Spór w niniejszej sprawie sprowadza się do tego, czy uzasadnione było wstrzymanie dostaw energii elektrycznej dla zainteresowanej [odbiorcy – przyp. autorki] przez powoda [przedsiębiorstwo energetyczne – przyp. autorki] na podstawie art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne, jeżeli zwleka ona z zapłatą za nielegalny pobór energii elektrycznej.

Sąd podziela w tym względzie stanowisko pozwanego Prezesa URE.

Zgodnie z art. 6 ust. 3a ustawy (...) Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za pobraną energię elektryczną co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności, pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie o zamiarze wypowiedzenia umowy i wyznaczenia dodatkowego dwutygodniowego terminu do zapłaty zaległych i bieżących należności. Z treści w/w przepisu wynika, że dotyczy on zaległości w zapłacie przez odbiorcę za pobraną energię wynikających z umowy łączącej go z przedsiębiorstwem energetycznym.

Odbiorcą jest bowiem każdy kto otrzymuje lub pobiera paliwa lub energię na podstawie umowy z przedsiębior-

4) Stosownie do art. 57 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w razie nielegalnego pobierania paliw lub energii z sieci przedsiębiorstwo energetyczne pobiera opłaty za nielegalnie pobrane paliwo lub energię w wysokości określonej w taryfach lub dochodzi odszkodowania na zasadach ogólnych.

stwem energetycznym (art. 3 pkt 13 prawa energetycznego).”.

W dalszej części uzasadnienia wyroku Sąd – powołując się na definicję nielegalnego poboru, zawartą w art. 3 pkt 18 ustawy – Prawa energetycznego – wywodzi, że pobieranie opłat z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej następuje również w sytuacji, kiedy osobę, która dopuściła się tego czynu, nie łączy z przedsiębiorstwem energetycznym żadna umowa. Powyższe – w ocenie Sądu – przesądza, że „nie można uznać, iż pobieranie opłaty za nielegalny pobór energii elektrycznej jest tożsame z terminem użytym w art. 6 ust. 3a prawa energetycznego „zapłata za pobieraną energię elektryczną”. Powyższy przepis dotyczy bezspornie sytuacji zalegania przez odbiorcę w zapłacie należności za pobraną energię elektryczną zgodnie z umową łączącą go z przedsiębiorstwem energetycznym.

Gdyby ustawodawca miał zamiar objąć dyspozycją art. 6 ust. 3a prawa energetycznego sytuacje związane z zaleganiem w opłatach za nielegalny pobór energii elektrycznej, to zapewne inne byłoby brzmienie tego przepisu. Dodatkowo za powyższym przemawia fakt uregulowania kwestii opłaty za nielegalny pobór energii lub paliw (art. 57 prawa energetycznego) w rozdziale poświęconym karom pieniężnym.

Z tych powodów opłata za nielegalny pobór energii elektrycznej (...) ma charakter sankcyjny i nie można jej traktować jak opłaty za sprzedaż energii elektrycznej. W związku z tym zaskarżona decyzja trafnie stwierdziła, że powód bezzasadnie dokonał wstrzymania dostaw energii elektrycznej do obiektów zainteresowanej na podstawie art. 6 ust. 3a prawa energetycznego (...).”.

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

Podobne stanowisko Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów zaprezen-

tował w wyroku z dnia 25 maja 2005 r., sygn. akt XVII Ame 11/04 stwierdzając m.in., że „Pozwany prawidłowo ocenił, że w dniu wyłączenia dostawy energii elektrycznej nie występował już nielegalny pobór energii elektrycznej. Nie zachodziła również okoliczność wskazana w art. 6 ust. 3a ustawy. Kwota, z zapłatą której zwlekała zainteresowana nie była należnością za pobraną energię lecz opłatą karną za naruszenie zasad poboru energii. W tej sytuacji powód nie miał prawa do wyłączenia dopływu energii elektrycznej, bowiem zaistniały okoliczności wskazane w art. 6 ust. 3b Prawa energetycznego zobowiązujące go do natychmiastowego wznowienia dostarczania energii.”.

Również w tej sprawie Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów oddalił odwołanie.

Z powołanych w artykule dwóch orzeczeń Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów prawomocny stał się wyrok z dnia 25 maja 2005 r., sygn. akt XVII Ame 11/04.



Autorka jest pracownikiem Biura Prawnego URE

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

PRAWA I OBOWIĄZKI SPÓŁDZIELNI MIESZKANIOWYCH W KONTEKŚCIE USTAWY PRAWO ENERGETYCZNE I JEJ NOWELIZACJI

Małgorzata Nowaczek-Zaremba

Uchwalona w dniu 10 kwietnia 1997 r. ustawa – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 i Nr 203, poz. 1966, z 2004 r. Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875, Nr 96, poz. 959 i Nr 173, poz. 1808 oraz z 2005 r. Nr 62, poz. 552, Nr 175, poz. 1462) w nowy sposób ukształtowała zasady działania podmiotów funkcjonujących w sferze energetyki, tworząc jednocześnie mechanizmy oddziaływania państwa na ten sektor. Ustawa ta była już kilkakrotnie zmieniana, a ostatnia jej nowelizacja dokonana została ustawą z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552) i **weszła w życie z dniem 3 maja 2005 r.** Ma ona o tyle istotne znaczenie, że nastąpiła po uzyskaniu przez RP członkowska w Unii Europejskiej. Z tego też względu głównym jej elementem było dostosowanie przepisów Prawa energetycznego do dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej:

- 2003/54/EC w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej uchylającej Dyrektywę 96/92WE (OJ L 176/37, 15/07/2003),
- 2003/55/EC w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku gazu ziemnego uchylającej Dyrektywę 98/30/WE (OJ L 176/57, 15/07/2003)

oraz rozporządzenia 1228/2003 EWG w sprawie warunków dostępu do sieci elektroenergetycznych przy transgranicznym obrocie energią elektryczną (OJ L 176, 15/07/2003 P.0001-0010). W powyższych dyrektywach uwzględniono dotychczasowe doświadczenia z działania rynku energii elektrycznej w krajach członkowskich Unii Europejskiej, które dowodzą korzyści płynących z wprowadzenia rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego, a mianowicie wzrostu wydajności, obniżenia cen i stawek opłat paliw i energii, wyższej jakości usług i wzrostu konkurencyjności w sektorze energetycznym. Przepisy dyrektyw mają głównie na celu przyspieszenie procesu liberalizacji krajowych rynków gazu ziemnego i energii elektrycznej, służącemu poprawie konkurencyjności gospodarki krajów Unii Europejskiej. Jednym z zasadniczych priorytetów powyższych dyrektyw jest poprawa warunków dla rozwoju konkurencji w wyniku łatwiejszego dostępu do sieci gazowych i elektroenergetycznych, zarówno przesyłowych jak i dystrybucyjnych, dla podmiotów działających na rynkach konkurencyjnych gazu ziemnego i energii elektrycznej w poszczególnych

krajach członkowskich UE oraz w skali europejskiej.

Stąd też w nowelizacji znalazły się m.in. nowe zapisy dotyczące¹⁾:

- rozdziału działalności polegającej na dystrybucji paliw i energii od ich przesyłu²⁾,
- określenia i poszerzenia zadań operatora systemu przesyłowego³⁾ (funkcją tą – w zakresie energii elektrycznej – pełnią Polskie Sieci Elektroenergetyczne – Operator SA) oraz operatorów systemu dystrybucyjnego⁴⁾ (spółki dystrybucyjne),
- możliwości przeprowadzenia przetargu na budowę nowych mocy wytwórczych (przetarg ten organizuje Prezes URE),
- wyłaniania sprzedawcy z urzędu⁵⁾,
- wprowadzenia usługi kompleksowej⁶⁾,

1) Szerzej o zasadach wynikających z dyrektyw i europejskim rynku energii elektrycznej w: A. Dobroczyńska (red.), *Energetyka w Unii Europejskiej – Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu*, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – Biblioteka Regulatora, Warszawa 2003 r.

2) Są to teraz dwa niezależne rodzaje działalności gospodarczej.

3) Jest to przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi (art. 3 pkt 24 ustawy – Prawo energetyczne).

4) Jest nim przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi (art. 3 pkt 25 ustawy – Prawo energetyczne).

5) Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesje na obrót paliwami gazowymi lub energią elektryczną, świadczące usługi kompleksowe odbiorcom paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy (art. 3 pkt 29 ustawy).

6) Usługa świadczona na podstawie umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii albo umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usługi przesyłania ▶

- zasad i terminów sprawozdań przesyłanych do instytucji europejskich (Komisja Europejska).

Ponadto, oprócz przepisów mających na celu implementację zasad określonych w cytowanych wyżej dyrektywach, nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne wprowadziła niezbędne zmiany wynikające z dotychczasowych doświadczeń stosowania prawa energetycznego w warunkach rozwijającego się rynku konkurencyjnego gazu ziemnego, energii elektrycznej i ciepła w Polsce. Uwzględniając je dokonano m.in. następujących modyfikacji:

- wprowadzono nową definicję nielegalnego poboru paliw lub energii (art. 3 pkt 18) – poprzez który rozumie się pobieranie paliw lub energii bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafalszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy,
- zamieszczono zapisy dotyczące czasu obowiązywania starych taryf – art. 47 ust. 2c-2d (o czym mowa później),
- skreślono art. 45b mówiący o tym, że „zmiany cen i stawek opłat za ciepło stosowanych w rozliczeniach z odbiorcami nie mogą następować częściej niż raz na 12 miesięcy”,
- określono wymóg sprawdzenia spełniania wymagań kwalifikacyjnych co pięć lat (art. 54 ust. 1a),
- poszerzono katalog przewinień określonych w art. 56 ust. 1 ustawy, o możliwość m.in. nałożenia przez Prezesa URE kary pieniężnej na tego, kto „świadomie lub w wyniku niedbalstwa wprowadza w błąd Prezesa URE w zakresie przedstawianych na jego żądanie informacji, o których mowa w art. 28” (art. 56 ust. 1 pkt 7a) i „z nieuzasadnionych powodów zwleka z powiadomieniem Prezesa URE lub zainteresowanego podmiotu o odmowie zawarcia umów, o których mowa w art. 4g ust. 1 lub art. 7 ust. 1” (art. 56 ust. 1 pkt 15).

Zgodnie z podjętym w niniejszym opracowaniu tematem, poniżej wskazano, w jakim stopniu przepisy Prawa energetycznego mają wpływ na funkcjonowanie spółdzielni mieszkaniowych, skoro zadania ich – określone ustawą z dnia 15 grudnia 2000 r. o spółdzielniach mieszkaniowych (Dz. U. z 2003 r. Nr 119, poz. 1116 z późn. zm.) – dotyczą głównie „zaspokajania potrzeb mieszkaniowych i innych potrzeb członków oraz ich rodzin, przez dostarczanie członkom samodzielnych lokali mieszkalnych lub domów jednorodzinnych, a także lokali o innym przeznaczeniu”. Pomimo, że działalność energetyczna nie jest zasadniczym celem działania spółdzielni mieszkaniowych, często występują sytuacje, w których spółdzielnie posiadając własne źródła ciepła lub sieci ciepłownicze, zaopatrują w ciepło odbiorców zewnętrz-

nych a tym samym nie ograniczają się tylko do zasobów własnych. W takiej sytuacji zachodzi konieczność stosowania przepisów wynikających z Prawa energetycznego. Zakres problematyki określony tymi przepisami jest dosyć szeroki, niemniej jednak na potrzeby niniejszego artykułu uwzględniono przepisy i ich zmiany, które mają bezpośredni wpływ na działanie spółdzielni mieszkaniowych i dotyczą problemów z którymi najczęściej się one borykają. Dlatego też całość tekstu podzielono na trzy grupy zagadnień, które określają – wynikające ze stosowania Prawa energetycznego – prawa i obowiązki spółdzielni mieszkaniowych występujących w roli przedsiębiorstwa energetycznego, odbiorcy paliw i energii oraz w relacji z członkami spółdzielni.

1. Spółdzielnie mieszkaniowe jako przedsiębiorstwa energetyczne

Kluczowe znaczenie w tym zakresie ma definicja **przedsiębiorstwa energetycznego**. Pod pojęciem tym rozumie się „*podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi*” (art. 3 pkt 12 ustawy). Nowością jest rozdział działalności polegającej na przesyłaniu od działalności polegającej na dystrybucji paliw i energii. Jest to wyrazem tendencji ugruntowanej w cytowanych dyrektywach zakładającej rozdział między towarem⁷⁾ – jaki stanowią paliwa lub energia – a usługą jego przesyłu lub dystrybucji. W zakresie ciepła, **przesyłanie** oznacza „*transport ciepła siecią ciepłowniczą do odbiorców przyłączonych do tej sieci – z wyłączeniem sprzedaży ciepła*” (art. 3 pkt 4c), natomiast **dystrybucja** to „*rozdzielanie ciepła do odbiorców przyłączonych do sieci ciepłowniczej – z wyłączeniem sprzedaży ciepła*” (art. 3 pkt 5c). Niemniej jednak, nie każde działanie kwalifikuje dany podmiot do miana przedsiębiorstwa energetycznego, gdyż aby go uzyskać musi ono prowadzić działalność gospodarczą. Z kolei definicję takiej działalności określa ustawa z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. z 2004 r. Nr 173, poz. 1807). Zgodnie z art. 2 tejsze regulacji „*działalnością gospodarczą jest zarobkowa działalność wytwórcza (...), a także działalność zawodowa, wykonywana w sposób zorganizowany i ciągły*”. Jeżeli podmiot spełnia kryteria tak zdefiniowanej działalności gospodarczej i prowadzi je w zakresie wytwarzania, magazynowania, przetwarzania, przesyłania lub dystrybucji paliw i energii, to jest on w świetle prawa przedsiębiorstwem energetycznym. „Nie jest więc przedsiębiorstwem energetycznym przedsiębiorca wytwarzający energię elektryczną lub ciepłą na własne potrzeby (nie prowadzi działalności w celu zarobkowym). Odnosi się to w równym stopniu do zakładów przemysłowych wytwarzających ciepło lub energię elektryczną na potrzeby technologiczne, jak

► lub dystrybucji paliw gazowych i umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych (art. 3 pkt 30 ustawy – Prawo energetyczne).

7) W myśl orzecznictwa Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości, energia elektryczna po raz pierwszy została uznana za towar już w sprawie z 1964 r. *Costa v. Enel* nr 6/64/ERC 585.

i spółdzielni mieszkaniowych i wspólnot mieszkaniowych produkujących ciepło na potrzeby ich członków. Jeżeli jednak, wytwarzając energię lub paliwo głównie na własne potrzeby, spółdzielnie sprzedają ich nadwyżki innym przedsiębiorcom lub finalnym użytkownikom, uzyskując w ten sposób zarobek, podmioty te stają się przedsiębiorstwami energetycznymi⁸⁾. Fakt ten potwierdzają zawarte umowy sprzedaży oraz wystawiane faktury. „Szczególnym rodzajem przedsiębiorstw energetycznych są te z nich, które wprawdzie nie sprzedają nadwyżek wytworzonych przez siebie energii, ale dysponując siecią dystrybucyjną, którą dostarczają energię własnym użytkownikom, udostępniają tę sieć innym wytwórcom i odbiorcom – tj. świadczą odpłatne usługi przesyłowe⁹⁾. A zatem, spółdzielnie mieszkaniowe mogą stać się przedsiębiorstwami energetycznymi prowadząc działalność gospodarczą polegającą np. na wytwarzaniu albo przesyłaniu lub dystrybucji ciepła.

Przedsiębiorstwa energetyczne można podzielić na dwie grupy, tj.: **przedsiębiorstwa niekoncesjonowane i koncesjonowane**¹⁰⁾. W każdej z tych ról mogą znaleźć się spółdzielnie mieszkaniowe, niemniej jednak zaznaczyć należy, że głównie działalność taka ogranicza się do działalności ciepłowniczej i nie dotyczy energii elektrycznej lub gazu. Potwierdzeniem tego stanowiska jest wyrok Sądu Okręgowego – Sądu Antymonopolowego (obecnie Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów), sygn. akt Ame XVII 39/99, w myśl którego „spółdzielnia, wytwarzająca energię ciepłą i następnie ją sprzedając innym podmiotom, jest przedsiębiorstwem energetycznym w rozumieniu art. 3 pkt 13 ustawy – Prawo energetyczne”. Ponadto stosownie do kolejnego wyroku powyższego sądu z dnia 19 czerwca 2002 r., sygn. akt XVII Ame 86/01 i 87/01, „spółdzielnia nie będąc przedsiębiorcą i nie prowadząc działalności gospodarczej w stosunkach wewnętrznych z własnymi członkami, powinna zostać uznana za przedsiębiorcę prowadzącego działalność gospodarczą w rozumieniu art. 2 ust. 1 Prawa działalności gospodarczej (ówcześnie obowiązującego), jeżeli faktycznie prowadzi taką działalność w stosunkach zewnętrznych z podmiotami nie będącymi jej członkami. (...) Udzielenie spółdzielni koncesji umożliwiłoby Prezesowi URE kontrolę cen stosowanych przez Spółdzielnię w rozliczeniach z odbiorcami, co ma szczególne znaczenie dla odbiorców zewnętrznych ciepła, którzy uzyskują w ten sposób gwarancję zapobieżenia możliwości subsydiowania opłat za ciepło członków Spółdzielni opłatami z takiego samego tytułu pobieranymi od tych odbiorców.”.

Prezes URE posiada określone w ustawie – Prawo energetyczne kompetencje w stosunku do przedsię-

biorstw energetycznych. Na tym tle należy wskazać na szczególnie istotne kwestie z punktu widzenia spółdzielni mieszkaniowych będących przedsiębiorstwem energetycznym niekoncesjonowanym, a tym bardziej koncesjonowanym. A mianowicie:

- Niekoncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne mogą być stroną postępowania spornego prowadzonego przed Prezesem URE w trybie art. 8 ust. 1. Nowelizacja tego artykułu rozszerzyła kategorie rozpatrywanych sporów. Obecnie artykuł ten obejmuje spory dotyczące: odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, odmowy zawarcia umowy sprzedaży, odmowy zawarcia umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, odmowy zawarcia umowy o świadczenie usługi transportu gazu ziemnego, odmowy zawarcia umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, odmowy zawarcia umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego, odmowy zawarcia umowy kompleksowej i nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii.

Jeżeli w danym sporze nastąpi wstrzymanie dostaw, wnioskodawca działając w oparciu o art. 8 ust. 2 może wnieść wnioski o wydanie przez Prezesa URE postanowienia określającego warunki podjęcia bądź kontynuacji dostaw do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu. Przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane realizować warunki wydanego postanowienia, tym bardziej, że może je zaskarżyć dopiero w odwołaniu od decyzji administracyjnej kończącej spór.

Istotnym jest, że nie należą do kompetencji Prezesa URE sprawy związane z rozstrzygnięciem sporów wynikłych z realizacji warunków już zawartych umów. Sprawy takie – jako sprawy cywilne – podlegają właściwości sądu powszechnego, stosownie do art. 1 i art. 2 § 1 Kodeksu postępowania cywilnego. Powyższe stanowisko znajduje swoje uzasadnienie w wyroku z dnia 18 września 2002 r., sygn. akt XVII Ame 127/01, w którym wskazano, że w przypadku „niewykonywania zobowiązań wynikających z obowiązującej umowy cywilno-prawnej, w tym także umowy, której stroną jest przedsiębiorstwo energetyczne – właściwym do rozstrzygnięcia takiego sporu będzie sąd powszechny”. Prezes URE nie orzeka obecnie zmiany umów, co wynika z nowookreślonej linii orzeczniczej Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów zaprezentowanej w wyroku z dnia 24 marca 2005 r., sygn. akt XVII Ame 14/04, z którego wynika, że „art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego umożliwiłoby ukształtowanie w drodze decyzji administracyjnej warunków umowy jeszcze nie zawartej, wobec nie dojścia stron tej umowy do porozumienia. Oznacza to, że Prezes URE nie może orzekać w sprawach dotyczących już zawartych umów”.

- Jeżeli spółdzielnie mieszkaniowe prowadzą działalność w stosunkach zewnętrznych – a z uwagi na brak

8) J. Baehr, E. Stawicki, J. Antczak, *Prawo energetyczne – Komentarz*, Kraków 2003 r., str. 39

9) Ibidem.

10) Na terenie działania Południowo-Wschodniego Oddziału Terenowego URE w Krakowie funkcjonują cztery spółdzielnie mieszkaniowe posiadające koncesje.

koncesji – gdyż nie spełniają kryteriów określonych w art. 32 ust. 1 ustawy – są zwolnione z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia Prezesowi URE taryfy dla np. ciepła, to mimo to powinny opracować taryfę dla ciepła zgodnie z zasadami określonymi w ustawie – Prawo energetyczne oraz rozporządzeniu Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 30 lipca 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. z 2004 r. Nr 184, poz. 1902). W § 4 ust. 2 tego rozporządzenia określono wprost, że „przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą, która nie wymaga uzyskania koncesji lub zwolnione przez Prezesa URE z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, opracowuje taryfę zgodnie z zasadami określonymi w ustawie i rozporządzeniu oraz wprowadza ją do stosowania przy zawieraniu umów z odbiorcami”. A zatem przedsiębiorstwa takie winny kierować się przepisami Prawa energetycznego, co oznacza, że nie pozostawiono im w tym zakresie dowolności i swobody działania.

- Spory na tle rozliczeń finansowych i stosowania taryfy niezatwierdzonej przez Prezesa URE, tj. powstałe pomiędzy przedsiębiorstwami niekoncesjonowanymi a odbiorcami, rozstrzygane są przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W przypadku sporu z indywidualnym odbiorcą (os. fizyczna), skargę do UOKiK może on złożyć za pośrednictwem np. Rzecznika Praw Konsumentów. Natomiast, spółdzielnia mieszkaniowa z wnioskiem takim mogłaby wystąpić bezpośrednio do Prezesa UOKiK, gdyż posiada ona charakter przedsiębiorcy zdefiniowanego w ustawie z dnia 15 grudnia 2000 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. z 2003 r. Nr 86, poz. 804 z późn. zm.). Brak jest właściwości Prezesa URE w tym zakresie – niemożność kontrolowania taryf przedsiębiorstw niekoncesjonowanych – co potwierdził wyrok Sądu Antymonopolowego z dnia 22 grudnia 1999 r. sygn. akt XVII Ama 39/99, gdzie sąd uznał, że spory takie podlegają „właściwości rzeczowej organów działających na podstawie ustawy antymonopolowej”.

Znacznie większej kontroli Prezesa URE podlegają przedsiębiorstwa koncesjonowane. Oprócz w/w zagadnień, dotyczy ona w szczególności następujących aspektów, tj.:

- obowiązku uzyskania koncesji

Zakres tego obowiązku określa art. 32 ust. 1, który nowelizacją uzyskał całkiem nowe brzmienie. Zgodnie z jego treścią, „*uzyskania koncesji wymaga prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie:*

- 1) *wytwarzania paliw i energii, z wyłączeniem: wytwarzania paliw stałych lub gazowych, wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy nieprzekraczającej 50 MW niezaliczanych do odnawialnych źródeł energii, wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu*

z wytwarzaniem ciepła w źródłach o łącznej mocy nieprzekraczającej 5 MW niezaliczanych do odnawialnych źródeł energii, wytwarzania ciepła w źródłach o łącznej mocy przekraczającej 5 MW (art. 32 ust. 1 pkt 1),

- 2) *przesyłania lub dystrybucji paliw i energii, z wyłączeniem: dystrybucji paliw gazowych w sieci o przepustowości poniżej 1 MJ/s oraz przesyłania lub dystrybucji ciepła, jeżeli moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW (art. 32 ust. 1 pkt 3),*
- 3) *obrotu paliwami lub energią, z wyłączeniem: obrotu paliwami stałymi, obrotu energią elektryczną za pomocą instalacji o napięciu poniżej 1 kV będącej własnością odbiorcy, obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 000 euro, obrotu gazem płynym, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza 10 000 euro, oraz obrotu paliwami gazowymi lub energią elektryczną dokonywanego na giełdach towarowych przez towarowe domy maklerskie prowadzące działalność maklerską w zakresie obrotu towarami giełdowymi na podstawie ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, jak również obrotu ciepłem, jeżeli moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW,*

Uzyskania koncesji, o której mowa w art. 32 ust. 1 pkt 1, nie wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania ciepła uzyskiwanego w przemysłowych procesach technologicznych, ale gdy wielkość mocy zamówionej przez odbiorców nie przekracza 5 MW (art. 32 ust. 4).

A zatem, zasadniczą zmianą jest podniesienie progu, od którego powstaje obowiązek uzyskania koncesji z **1 MW do 5 MW**. Powoduje to, że niektóre przedsiębiorstwa energetyczne mogą prowadzić działalność bez konieczności utrzymywania uzyskanych dotychczas koncesji. W takiej sytuacji mogą wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o wygaśnięcie koncesji, gdyż nowelizacja nie dała Prezesowi URE uprawnień do wydawania decyzji orzekających cofnięcie z urzędu koncesji, w których wartość mocy zamówionej jest poniżej progu 5 MW;

- obowiązku przedłożenia taryfy do zatwierdzenia Prezesowi URE

Kwestie te regulują art. 47 do 49 ustawy (ten ostatni dotyczy możliwości zwolnienia z obowiązku przedłożenia taryfy do zatwierdzenia w sytuacji stwierdzenia, że przedsiębiorstwo to działa na rynku konkurencyjnym).

Taryfowanie jest jednym z najważniejszych narzędzi regulacji, a zarazem najbardziej skomplikowanym. Rozumiane jest jako proces ustalania taryfy przez przedsiębiorstwo energetyczne, a następnie zatwierdzenie jej przez organ regulacyjny. Waga tego problemu jest wręcz olbrzymia i to dla obu uczestników procesu. Dla przedsiębiorstwa – jest głównym

czynnikiem, decydującym o bieżącym funkcjonowaniu i rozwoju, bowiem to właśnie poprzez sprzedaż swoich usług po cenach zawartych w taryfie przedsiębiorstwo zapewnia sobie środki na prowadzenie działalności gospodarczej. Z kolei dla regulatora, działającego w procesie zatwierdzania taryfy jako substytutu mechanizmu rynkowego, jest narzędziem równoważenia sprzecznych w swej istocie interesów danego przedsiębiorstwa energetycznego i jego odbiorców¹¹⁾.

Przedsiębiorstwa energetyczne winny przedkładać taryfy do zatwierdzenia z własnej inicjatywy, ale także w oparciu o art. 47 ust. 1¹²⁾ mogą być wezwane przez Prezesa URE do jej złożenia, np. w sytuacji upływu terminu obowiązywania dotychczasowej taryfy. Nieprzedłożenie do zatwierdzenia taryfy, wbrew żądaniu Prezesa URE, o którym mowa w art. 47 ust. 1, skutkuje wszczęciem postępowania o wymierzenie kary pieniężnej, który to rodzaj przewinienia określony jest w art. 56 ust. 1 pkt 5a został wprowadzony nowelizacją. Po złożeniu wniosku o zatwierdzenie taryfy, Prezes URE wszczyna postępowanie administracyjne w trakcie którego weryfikuje zawartość wniosku pod względem zgodności z przepisami Prawa energetycznego. W efekcie, „Prezes URE zatwierdza taryfę bądź odmawia jej zatwierdzenia w przypadku stwierdzenia niezgodności taryfy z zasadami i przepisami, o których mowa w art. 44-46” (art. 47 ust. 2). Dotychczas Prezes URE miał wyznaczony termin 30 dni na podjęcie decyzji co do wniosku taryfowego¹³⁾. Nowela wykreśliła ten termin, z czego wynika, że do terminu załatwienia wniosku taryfowego stosuje się przepisy ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2000 r. Nr 98, poz. 1071 z późn. zm.)¹⁴⁾. Warto dodać, że postępowanie o zatwierdzenie taryfy dla ciepła toczy się z udziałem tylko przedsiębiorstwa energetycznego i inne podmioty nie mają przymiotu strony w tym postępowaniu (tak: m.in. postanowienie Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Antymonopolowego z dnia 26 sierpnia 1999 r., sygn. akt XVII Ame 43/99 – gdzie wskazano, że „odbiorca energii cieplnej nie jest stroną postępowania o zatwierdzenie taryfy, toczącego się w trybie art. 47 ustawy – Prawo energetyczne. Nie ma zatem legitymacji procesowej w świetle art. 479 § 1

i § 2 k.p.c. do złożenia odwołania od decyzji Prezesa URE zatwierdzającej taryfę. Odwołanie odbiorcy, jako niedopuszczalne, podlega odrzuceniu”).

Istotnym novum w przypadku zapisów dotyczących taryf jest **wprowadzenie art. 47 ust. 2 c i 2 d**. Zgodnie z jego treścią: (art. 47 ust. 2c) „W przypadku upływu okresu, na jaki została ustalona taryfa, do dnia wejścia w życie nowej taryfy stosuje się taryfę dotychczasową, jeżeli: 1) decyzja Prezesa URE nie została wydana albo 2) toczy się postępowanie odwoławcze od decyzji Prezesa URE. Taryfy dotychczasowej, o której mowa w ust. 2c, nie stosuje się, jeżeli decyzja Prezesa URE odmawiająca zatwierdzenia taryfy jest uzasadniona koniecznością obniżenia cen i stawek opłat poniżej cen i stawek opłat zawartych w dotychczasowej taryfie i wynika z udokumentowanych i opisanych zmian zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej” (art. 47 ust. 2d). Przepis ten jest wyrazem uwzględnienia doświadczeń praktyki, z której wynikało, że niejednokrotnie po upływie terminu obowiązywania taryfy i braku jej wcześniejszego przedłużenia, przedsiębiorstwa energetyczne pozostawały bez taryfy, pomimo faktu, że przed Prezesem URE toczyło się nowe postępowanie o zatwierdzenie taryfy albo od decyzji taryfowej złożone zostało odwołanie.

Warto też zwrócić uwagę, że Prezes URE otrzymał nowe kompetencje do ustalania wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału – który także został wprowadzony nowelizacją w zmienionym art. 45 ust. 1 pkt 1 – oraz maksymalnego udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji dla poszczególnych grup odbiorców w taryfach dla paliw gazowych i energii, w przypadku gdy wymaga tego ochrona interesów odbiorców (art. 23 ust. 3 lit. c i d);

- przedsiębiorstwa koncesjonowane są stroną postępowań z art. 8 ust. 1 i dotyczą je te same zasady w tym zakresie co przedsiębiorstw niekoncesjonowanych wymienionych wcześniej. Co więcej, mają one – nałożony warunkiem w koncesji – obowiązek niezwłocznego informowania Prezesa URE o wykonywaniu postanowień wydanych w oparciu o art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

2. Spółdzielnie mieszkaniowe jako odbiorcy paliw i energii

Nowelizacja rozróżnia trzy kategorie odbiorców:

- utrzymano dotychczasowe pojęcie odbiorcy (art. 3 pkt 13), czyli każdego kto otrzymuje lub pobiera paliwa lub energię na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym,
- odbiorcę końcowego – tj. odbiorcę dokonującego zakupu paliw lub energii na własny użytek (art. 3 pkt 13a),
- odbiorcę paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym – odbiorca końcowy

11) A. Dobroczyńska, L. Juchniewicz, B. Zaleski, *Regulacja energetyki w Polsce*, Warszawa-Toruń 2001, str. 145.

12) Art. 47 ust. 1: „Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla paliw gazowych i energii, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, oraz proponują okres ich obowiązywania. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje przedkładają Prezesowi URE taryfy z własnej inicjatywy lub na żądanie Prezesa URE”.

13) Do nowelizacji art. 47 ust. 2 brzmiał: „Prezes URE, w terminie 30 dni, zatwierdza bądź odmawia jej zatwierdzenia w przypadku stwierdzenia niezgodności taryfy z zasadami i przepisami, o których mowa w art. 44, 45 i 46”.

14) W szczególności odnosi się to do art. 35-38 zawartych w Rozdziale 7 Działu I KPA – Załatwianie spraw.

dokonujący zakupu paliw gazowych lub energii elektrycznej wyłącznie w celu ich zużycia w gospodarstwie domowym (art. 3 pkt 13b).

Ta ostatnia kategoria łączy się bezpośrednio z liberalizacją rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego. Cytowane na wstępie Dyrektywy nr 2003/54/EC oraz 2003/55/EC, w myśl zawartych w nich odpowiednio art. 21 i 23 ust. 1 ppkt 3, stanowią, że z dniem 1 lipca 2007 r. wszyscy odbiorcy uzyskują prawo wyboru dostawcy (tzw. zasada TPA)¹⁵⁾.

Spółdzielnie mieszkaniowe występują w roli dotychczas zdefiniowanego odbiorcy, aczkolwiek w zakresie ciepła są odbiorcami końcowymi.

Przed omówieniem kwestii umów sprzedaży, należy wskazać, że nowela wprowadziła nowe przepisy dotyczące zagadnień przyłączania do sieci. Sprzedaż energii elektrycznej, gazu lub ciepła odbywa się po uprzednim przyłączeniu obiektu do danej sieci. Podstawę do działania w tym zakresie stanowi **umowa o przyłączenie do sieci**. Spółdzielnie mieszkaniowe mogą spotkać się z tą kwestią w sytuacji przyłączania swoich obiektów do sieci elektroenergetycznych, ciepłych lub gazowych.

W myśl znowelizowanego art. 7 ust. 1, „Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczenia tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie jej zawarcia Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy”. Obowiązek, o którym mowa w ust. 1, nie dotyczy przypadku, gdy ubiegający się o zawarcie umowy o przyłączenie do sieci nie ma tytułu prawnego do korzystania z obiektu, do którego paliwa gazowe

lub energia mają być dostarczane (art. 7 ust. 2 i 3). Jednym z essentialia negotii umowy o przyłączenie jest wskazanie wysokości opłaty za przyłączenie, którą przedsiębiorstwo pobiera na podstawie zasad, które zostały określone przedmiotową nowelizacją w art. 7 ust. 8

Z kolei, w myśl art. 7 ust. 9, „w przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne odmówi przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych, o których mowa w ust. 1, a Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w terminie 2 miesięcy od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w ust. 1, nie zgłosi zastrzeżeń do odmowy, za przyłączenie do sieci przedsiębiorstwo to może pobrać opłatę w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie w umowie o przyłączenie; przepisu ust. 8 nie stosuje się”. Z przepisów art. 7 ust. 1 i ust. 9 wynika, że każda propozycja przyłączenia podmiotu do sieci za opłatę wyższą od wynikającej z taryfy jest także odmową i podlega obowiązkowi powiadomienia Prezesa URE. Należy mieć przy tym na uwadze, że już sama odmowa wydania warunków przyłączenia do sieci jest co do zasady równoznaczna z odmową zawarcia umowy o przyłączenie.

Kolejnym krokiem jest zawarcie umowy sprzedaży.

W kontekście specyfiki funkcjonowania spółdzielni mieszkaniowych należy rozróżnić dwie sytuacje, tj. sprzedaż ciepła oraz energii elektrycznej i gazu. Praktycznie spółdzielnie mieszkaniowe nie są stroną umów sprzedaży energii elektrycznej lub gazu, gdyż umowy takie zawierają bezpośrednio z przedsiębiorstwami energetycznymi indywidualni odbiorcy w lokalach pozostających w zasobach spółdzielni. Wynika to z możliwości technicznych i opomiarowania poszczególnych lokali. Inna sytuacja natomiast kształtuje się w stosunku do ciepła. Generalnie z uwagi na uwarunkowania techniczne oraz określenie grup taryfowych w taryfach dla ciepła umowy takie zawierane są z właścicielami lub zarządcami budynków wielolokalowych a nie indywidualnymi odbiorcami w tychże budynkach. Wynika to również z faktu, że w przeciwieństwie do energii elektrycznej i paliw gazowych, ciepło sprzedawane przez przedsiębiorstwo energetyczne, nie jest dostarczane bezpośrednio do odbiorców w poszczególnych lokalach (pomieszczeniach), lecz do węzłów ciepłych, w których są zainstalowane układy pomiarowo-rozliczeniowe. „Ciepło dostarczane jest do węzłów ciepłych za pośrednictwem ciepłej wody, tzw. „wody sieciowej” (w rurociągu zasilającym), która po oddaniu ciepła wraca z powrotem do tego źródła (rurociąg powrotny). W węzłach ciepłych następuje rozdział ciepła na poszczególne instalacje odbiorcze (przeważnie na instalacje centralnego ogrzewania i instalację ciepłej wody) oraz wymiana ciepła między wodą „sieciową”, a wodą płynącą w tych instalacjach – tzw. wodę „instalacyjną” w instalacji centralnego ogrzewania i wodę wodociągową w instalacji ciepłej wody”¹⁶⁾. Tak więc przedsiębiorstwo

15) Ma ona fundamentalne znaczenie dla umożliwienia rozwoju konkurencji i przełamania monopolu naturalnego przedsiębiorstw sieciowych i określana jest mianem zasady dostępu strony trzeciej do sieci (ang. *Third Party Access*). TPA zrywa z dotychczasowym mechanizmem ekonomicznym, polegającym na tym, że przedsiębiorstwo sieciowe, będące właścicielem sieci i wykonujące operacje przesyłu i dystrybucji, było jednocześnie właścicielem przesyłanej energii elektrycznej. Samo aktywnie uczestniczyło w obrocie energią najpierw kupując ją, aby po doliczeniu swej marży ją odsprzedać. Dysponując jedynymi sieciami, utrzymywało monopol również w obrocie tymi mediami. W ten sposób zarówno wytwórca, jak i jej nabywca byli skazani na monopol przedsiębiorstwa sieciowego. Urynkowanie, jakie następuje w wyniku wprowadzenia TPA, polega właśnie na tym, że nabywca może zaopatrywać się u dostawcy przez siebie wybranego, a więc niekoniecznie tego najbliższego, z którym jest sieć technicznie połączony – A. Walaszek-Pyziol, W. Pyziol, *Prawo energetyczne – Komentarz*, Wydawnictwo Prawnicze, Warszawa 1998 r., str. 27.

16) J. Bodych-Wasilewska, W. Cherubin, *Umowy sprzedaży ciepła i rozliczenia z użytkownikami lokali w budynku wielolokalowym*, Biuletyn URE Nr 1/2004, str. 13-14.

energetyczne powinno zawierać umowy sprzedaży ciepła z właścicielami lub zarządcami budynków (tu: spółdzielnią mieszkaniową). Oprócz aspektu technicznego, który zwłaszcza w nowobudowanych obiektach może być zrealizowany, za takim rozwiązaniem przemawiają zapisy taryf przedsiębiorstw ciepłowniczych w zakresie określenia grup taryfowych, do których nie są zaliczani indywidualni odbiorcy w lokalach budynków wielolokalowych.

Znowelizowany został art. 5 ustawy, który mówi, że „dostarczanie paliw gazowych lub energii odbywa się, po uprzednim przyłączeniu do sieci, o którym mowa w art. 7, na podstawie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych lub umowy o świadczenie usług skraplania”. Ponadto w art. 5 ust. 3 wskazano, że „dostarczanie paliw gazowych lub energii może odbywać się na podstawie umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji tych paliw i energii, zwanej dalej «**umową kompleksową**»; umowa kompleksowa dotycząca dostarczania paliw gazowych może zawierać także postanowienia umowy o świadczenie usług magazynowania tych paliw, a w przypadku ciepła, jeżeli jest ono kupowane od innych przedsiębiorstw energetycznych, powinna także określać warunki stosowania cen i stawek opłat obowiązujących w tych przedsiębiorstwach” (art. 5 ust. 3). Jest to nowy rodzaj umowy, która – ze względu na treść – faktycznie zastępuje dotychczas zawierane przez przedsiębiorstwa energetyczne z odbiorcami umowy zatytułowane: „umowa sprzedaży”, „umowa dostarczania ...”, „umowa sprzedaży i świadczenia usług przesyłowych”. Z umową kompleksową łączy się wprowadzona nowelą nowa instytucja tzw. **sprzedawcy z urzędu**, który jest „obowiązany do zapewnienia świadczenia usługi kompleksowej i do zawarcia umowy kompleksowej, na zasadach równoprawnego traktowania, z odbiorcą paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy i przyłączonym do sieci przedsiębiorstwa energetycznego wskazanego w koncesji sprzedawcy z urzędu” (art. 5a ust. 1). Z dniem 1 lipca 2007 r. wszyscy odbiorcy – jak wcześniej wskazano – staną się odbiorcami uprawnionymi do TPA w gazie i energii elektrycznej. Natomiast, w stosunku do ciepła, obowiązujące obecnie rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 20 stycznia 2003 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz. U. z 2003 r. Nr 17, poz. 158), w § 5 stanowi, że „odbiorcy ciepła są odbiorcami uprawnionymi od dnia 1 stycznia 2003 r.”. Do grupy tej zaliczają się też spółdzielnie mieszkaniowe, które w zakresie ciepła generalnie są odbiorcami końcowymi. W stosunku m.in. do nich, „przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła jest obowiązane do zawarcia umowy kompleksowej z odbiorcą końcowym przyłączonym do sieci ciepłowniczej tego przedsiębiorstwa na wniosek tego odbiorcy” (art. 5a ust. 3). Co istotne, nowelizacja

nie uzależnia zawarcia tej umowy od wykazania przez podmiot ubiegający się o zawarcie umowy tytułu prawnego do obiektu do którego paliwa lub energia mają być dostarczone. Obecnie art. 7 ust. 4 stanowi jedynie, że „przedsiębiorstwo energetyczne o którym mowa w art. 7 ust. 1 jest obowiązane do spełniania technicznych warunków dostarczania paliw gazowych lub energii określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1-4, 7 i 8 oraz w odrębnych przepisach i w koncesji”.

Ponadto, warto zwrócić uwagę na zmienioną **definicję nielegalnego poboru**, przez którą rozumie się „pobieranie paliw lub energii bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafalszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy” (art. 3 pkt 18). Definicja ta doprecyzowała pojęcie nielegalnego poboru, który wiąże się – w sytuacji łączącej strony umowy – z działaniem mającym na celu nieprawidłowe funkcjonowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych, co nie stwarza pola do nadinterpretacji niektórych uprawnień przedsiębiorstw jakie wynikały z dotychczasowego zapisu w tym zakresie¹⁷⁾. Podkreślenia wymaga fakt, że stwierdzenie istnienia bądź nieistnienia nielegalnego poboru nie leży w granicach kompetencji Prezesa URE i ostatecznie spór na tym tle rozstrzyga sąd powszechny. To stanowisko potwierdza orzeczenie Naczelnego Sądu Administracyjnego, który w postanowieniu z dnia 6 grudnia 2000 r. sygn. II SA 174/00, wskazał, że „skierowanie do Prezesa URE żądania skarżącego, dotyczące rozstrzygnięcia w drodze decyzji sporu między nim a przedsiębiorstwem energetycznym, iż nie miał miejsca nielegalny pobór energii elektrycznej, nie mieści się w żadnej z kategorii spraw należących do właściwości Prezesa URE w świetle przepisów ustawy – Prawo energetyczne. Zatem, nie można skutecznie postawić Prezesowi URE zarzutu bezczynności w odmowie rozpoznania takiego sporu, uzasadniającego złożenie skargi do NSA”. Dodatkowo pragnę zwrócić uwagę, że stosownie do orzecznictwa Sądu Antymonopolowego „o nielegalnym poborze energii elektrycznej można mówić jedynie wówczas, gdy odbiorcy energii elektrycznej można **przypisać winę**. W grę wchodzi tutaj wszystkie przejawy winy a więc wina umyślna, niedbalstwo, lekkomyślność”. A zatem zebrany „w sprawie materiał dowodowy, powinien dobitnie świadczyć o tym, że w okolicznościach faktycznych sprawy, uzasadnione jest postawienie odbiorcy zarzutu wina w doprowadzeniu do zaistniałego a niezgodnego z umową stanu rzeczy” (wyrok z dnia 14.06.2000 r. sygn. akt XVII Ame 41/99).

17) Przed nowelą definicja ta brzmiała: nielegalne pobieranie paliw lub energii – pobieranie paliw lub energii bez zawarcia umowy z przedsiębiorstwem lub niezgodnie z umową (art. 3 pkt 18). Zwłaszcza ten drugi człon oznaczał, że faktycznie każde działanie odbiorcy niezgodne z umową stanowiło nielegalny pobór.

3. Spółdzielnie mieszkaniowe a członkowie spółdzielni

Relacje te określają przepisy ustawy z dnia 16 września 1982 r. Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2003 r. Nr 188, poz. 1848 z późn. zm.) oraz ustawy z dnia 15 grudnia 2000 r. o spółdzielniach mieszkaniowych (Dz. U. z 2003 r. Nr 119, poz. 1116 z późn. zm.). Praktyka pokazuje, że członkowie spółdzielni nie rzadko kwestionują sposób rozliczeń za ciepło dokonywany przez władze spółdzielni i składają skargi do Prezesa URE na takie, ich zdaniem, nieprawidłowe działania. Niemniej jednak, w spory te Prezes URE nie ingeruje, gdyż nie posiada stosownych kompetencji w tym zakresie. W pierwszej kolejności wykorzystana winna być w tym przypadku droga postępowania wewnątrzspółdzielczego – a w ostateczności spór ma możliwość rozstrzygnąć sąd powszechny. W tej roli, spółdzielnie mieszkaniowe jako administratorzy i zarządcy budynków wielorodzinnych nie są przedsiębiorstwami energetycznymi. Osoby te jedynie rozliczają energię dostarczoną mieszkańcom, nie pobierają opłat innych niż opłaty fakturowane przez dostawcę, a więc nie uzyskują dochodu z tej działalności¹⁸⁾.

Rozliczenia za ciepło poszczególnych lokali znajdujących się w zasobach spółdzielni¹⁹⁾ mogą być prowadzone bezpośrednio przez spółdzielnię lub zlecone innym podmiotom. Zlecenie tych czynności np. przedsiębiorstwu energetycznemu powinno być przedmiotem **odrębnych umów** zawartych z tym przedsiębiorstwem.

Nowelizacja uchyliła zapis art. 45b, w myśl którego zmiany cen i stawek opłat za ciepło stosowanych w rozliczeniach z odbiorcami nie mogą następować częściej niż raz na 12 miesięcy, a nową treść otrzymał art. 45a. W tym kontekście znaczenia dla omawianej relacji nabierają jego ust. 6-12, w myśl których: „ust. 6. W przypadku gdy wyłącznym odbiorcą paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła dostarczanych do budynku jest właściciel lub zarządca budynku wielolokalowego, jest on odpowiedzialny za rozliczanie na poszczególne lokale całkowitych kosztów zakupu paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła.

7. W przypadku gdy miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego służącego do rozliczeń z przedsiębiorstwem energetycznym za dostarczone ciepło jest wspólne dla dwóch lub więcej budynków wielolokalowych, właściciele lub zarządcy tych budynków wyposażają je w układy pomiarowo-rozliczeniowe, w celu rozliczenia kosztów zakupu ciepła na poszczególne budynki.

8. Koszty zakupu ciepła, o których mowa w ust. 2, rozlicza się w części dotyczącej:

- 1) ogrzewania, stosując metody wykorzystujące:
 - a) dla lokali mieszkalnych i użytkowych:
 - wskazania ciepłomierzy,
 - wskazania urządzeń wskaźnikowych niebędą-

cych przyrządami pomiarowymi w rozumieniu przepisów metrologicznych, wprowadzonych do obrotu na zasadach i w trybie określonych w przepisach o systemie oceny zgodności,

- powierzchnię lub kubaturę tych lokali,
- b) dla wspólnych części budynku wielolokalowego użytkowanych przez osoby, o których mowa w ust. 2, powierzchnię lub kubaturę tych części odpowiednio w proporcji do powierzchni lub kubatury zajmowanych lokali;

2) przygotowania ciepłej wody użytkowej dostarczanej centralnie przez instalację w budynku wielolokalowym, stosując metody wykorzystujące:

- a) wskazania wodomierzy ciepłej wody w lokalach,
- b) liczbę osób zamieszkałych stale w lokalu.

9. Właściciel lub zarządca budynku wielolokalowego dokonuje wyboru metody rozliczania całkowitych kosztów zakupu ciepła na poszczególne lokale mieszkalne i użytkowe w tym budynku, tak aby wybrana metoda, uwzględniając współczynniki wyrównawcze zużycia ciepła na ogrzewanie, wynikające z położenia lokalu w bryle budynku przy jednoczesnym zachowaniu prawidłowych warunków eksploatacji budynku określonych w odrębnych przepisach, stymulowała energooszczędne zachowania oraz zapewniała ustalanie opłat, o których mowa w ust. 4, w sposób odpowiadający zużyciu ciepła na ogrzewanie i przygotowanie ciepłej wody użytkowej.

10. Właściciel lub zarządca budynku wielolokalowego wprowadza wybraną metodę, o której mowa w ust. 9, w formie wewnętrznego regulaminu rozliczeń ciepła przeznaczonych na ogrzewanie tego budynku i przygotowanie ciepłej wody użytkowej dostarczanej centralnie poprzez instalację w budynku, zwanego dalej „regulaminem rozliczeń”; regulamin rozliczeń podaje się do wiadomości osobom, o których mowa w ust. 2, w terminie 14 dni od dnia jego wprowadzenia do stosowania.

11. W przypadku gdy właściciel lub zarządca budynku wielolokalowego wprowadził metodę, o której mowa w ust. 9, wykorzystując ciepłomierze i urządzenia wymienione w ust. 8 pkt 1 lit. a tiret drugie oraz pkt 2 lit. a, osoba, o której mowa w ust. 2, udostępnia swoje pomieszczenia w celu zainstalowania lub wymiany tych ciepłomierzy i urządzeń oraz umożliwia dokonywanie ich kontroli i odczytu wskazań w celu rozliczania kosztów zużytego ciepła w tym budynku.

12. W przypadku stosowania w budynku wielolokalowym metody, o której mowa w ust. 9, wykorzystującej wskazania urządzeń wymienionych w ust. 8 pkt 1 lit. a tiret drugie, regulamin rozliczeń powinien dopuszczać możliwość zamiennego rozliczania opłat za ciepło dla lokali mieszkalnych lub użytkowych na podstawie ich powierzchni lub kubatury oraz określać warunki stosowania zamiennego rozliczania.”.

W ustawie – Prawo energetyczne nie zawarto więcej regulacji odnoszących się do przedmiotowych relacji. W porównaniu z poprzednim brzmieniem art. 45 a poszerzono zapisy o metodzie rozliczeń nie wskazując

18) J. Baehr, E. Stawicki, J. Antczak, op. cit., str. 39.

19) Szerzej na ten temat patrz: K. Cichowski, *Rozliczenia kosztów dostawy ciepła dla użytkowników lokali*, Biuletyn URE Nr 2/2000, str. 26-29.

jednak na konkretne jej rodzaje, co sugeruje, że wybór w tym zakresie pozostawiono zarządom lub właścicielom budynków wielolokalowych – a więc spółdzielni. Oczywistym jest także, że każda ze spółdzielni mieszkaniowych stosuje wypracowaną przez siebie od lat metodę, która jest adekwatna do jej sytuacji i specyfiki zasobów. Niewątpliwym novum jest ustanowienie regulaminów rozliczeń wprowadzających wybraną metodę rozliczeń i konieczność podania ich do wiadomości członkom spółdzielni. Stwarza to bardziej przejrzyste ramy rozliczeń, co może przyczynić się do spadku ilości skarg i wątpliwości członków spółdzielni co do prawidłowości dokonywanych przez ich władze rozliczeń.

Podsumowanie

Jak wskazano w powyższym artykule, z pozoru obojętne dla działalności spółdzielni mieszkaniowych Prawo energetyczne, w różnych aspektach ingeruje w prawa i obowiązki tychże podmiotów. Największy punkt styczności z tą dziedziną prawa, spółdzielnie mieszkaniowe posiadają występując w roli przedsiębiorstw energetycznych. W tym kontekście spada na nie najwięcej obowiązków. Znamienne rolę w stosunku do przedsiębiorstw energetycznych odgrywa Prezes URE, który zwłaszcza co do przedsiębiorstw koncesjonowanych, dysponuje instrumentami regulacyjnymi m.in. w postaci prawa zatwierdzenia bądź odmowy zatwierdzenia taryfy. Z drugiej zaś strony, dla spółdzielni mieszkaniowej występującej w roli odbiorcy paliw i energii, jest organem, który w szybki sposób – w porównaniu z terminami załatwiania spraw przed sądami powszechnymi – może skutecznie ingerować w spory dotyczące np. odmowy zawarcia przez

przedsiębiorstwa energetyczne umów oraz może wydać wspomniane postanowienie z art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne w sytuacjach tak krytycznych jak np. wstrzymanie dostaw ciepła w ciągu trwania sezonu grzewczego. Natomiast odnośnie relacji spółdzielni mieszkaniowych ze swoimi członkami, ustawa – Prawo energetyczne określa jedynie pewien wycinek tych stosunków w art. 45a, który ogólnie odnosi się do problematyki rozliczeń za ciepło. Takie podejście wydaje się być zasadne, tym bardziej że Prezes URE nie posiada jakichkolwiek uprawnień do władczej ingerowania w tym obszarze, a będąc organem administracji publicznej działa na podstawie i w granicach przypisanych mu praw.



Autorka jest pracownikiem Południowo-Wschodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Krakowie



Enion SA - Elektrownia Wodna Rożnów

ROPA NAFTOWA

Wydobycie ropy naftowej* w 2004 r.

Kraje	Wydobycie w mln ton	Udział w %
Świat	3 867,9	100,0
Arabia Saudyjska	505,9	13,1
Rosja	458,7	11,9
Stany Zjednoczone	329,8	8,5
Iran	202,6	5,2
Meksyk	190,7	4,9
Chiny	174,5	4,5
Wenezuela	153,5	4,0
Norwegia	149,9	3,9
Kanada	147,6	3,8
Zjednoczone Emiraty Arabskie	125,8	3,3
Nigeria	122,2	3,2
Pozostałe kraje	1 306,7	33,7

* Ropa naftowa, łupki bitumiczne, piaski roponośne, kondensat gazowy.

1 tona = 7,33 baryłki

Źródło: URE na podstawie BP Statistical Review of World Energy, June 2005.

Najwięksi eksporterzy netto ropy naftowej i produktów naftowych w 2004 r.*

(członków OPEC zaznaczono kursywą)

Kraje	mln baryłek/dzień
<i>Arabia Saudyjska</i>	8,7
Rosja	6,7
Norwegia	2,9
<i>Iran</i>	2,6
<i>Wenezuela</i>	2,4
<i>Zjednoczone Emiraty Arabskie</i>	2,3
<i>Kuwejt</i>	2,2
<i>Nigeria</i>	2,2
Meksyk	1,8
<i>Algieria</i>	1,7
<i>Irak</i>	1,5
Libia	1,4
Kazachstan	1,1
Katar	1,0

* Tabela obejmuje wszystkie kraje, w których eksport netto przekroczył w 2004 r. 1 mln baryłek/dzień.

Źródło: Energy Information Administration, Official Statistics from the U.S. Government.

Zużycie ropy naftowej oraz produktów naftowych na świecie w 2004 r.*

Kraje	Zużycie w mln ton	Udział w %
Świat	3 767,1	100,0
USA	937,6	24,9
Chiny	308,6	8,2
Japonia	241,5	6,4
Rosja	128,5	3,4
Niemcy	123,6	3,3
Indie	119,3	3,2
Korea Południowa	104,8	2,8
Kanada	99,6	2,6
Francja	94,0	2,5
Włochy	89,5	2,4
Meksyk	85,2	2,3
Brazylia	84,2	2,2
Wielka Brytania	80,8	2,1
Arabia Saudyjska	79,6	2,1
Hiszpania	77,6	2,1
Polska	21,3	0,6
Pozostałe kraje	1 091,4	28,9

* Zużycie na lądzie, powiększone o zużycie przez międzynarodowy transport lotniczy i morski oraz zużycie i straty w rafineriach. Tabela obejmuje wszystkie kraje, w których zużycie ropy naftowej i produktów naftowych w 2004 r. przekroczyło 2 mln baryłek/dzień oraz Polskę.

Źródło: URE na podstawie danych BP Statistical Review of World Energy, June 2005.

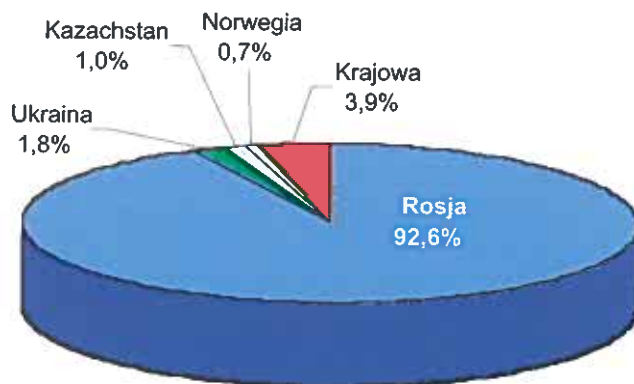
Najwięksi importerzy netto ropy naftowej i produktów naftowych w 2004 r.*

Kraje	mln baryłek/dzień
USA	12,1
Japonia	5,3
Chiny	2,9
Niemcy	2,4
Korea Południowa	2,2
Francja	1,9
Włochy	1,7
Hiszpania	1,6
Indie	1,5
Tajwan	1,0

* Tabela obejmuje wszystkie kraje, w których import netto przekroczył w 2004 r. 1 mln baryłek/dzień.

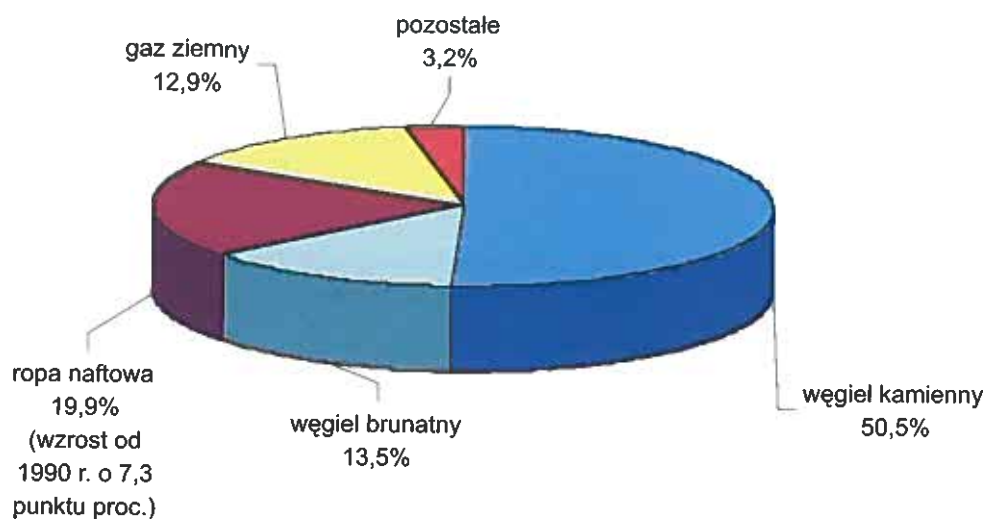
Źródło: Energy Information Administration, Official Statistics from the U.S. Government.

Dostawy ropy naftowej do rafinerii krajowych według kraju pochodzenia w 2004 r.



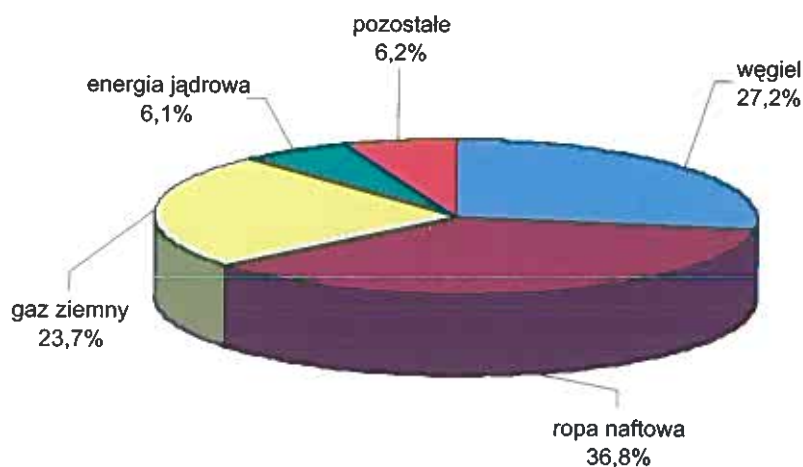
Źródło: Nafta Polska SA.

Struktura zużycia energii pierwotnej w Polsce w 2004 r.



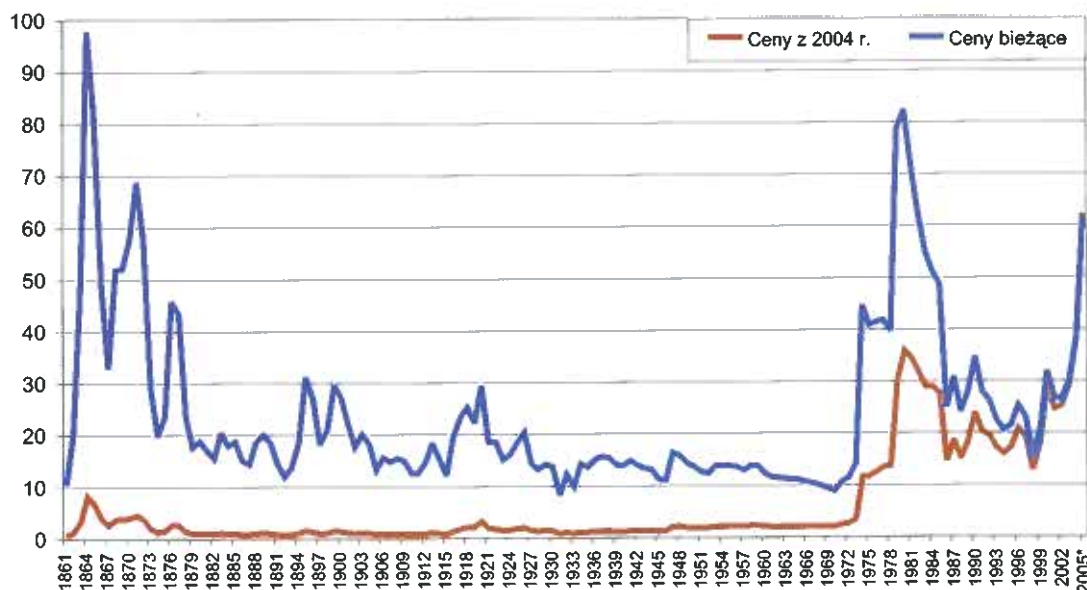
Źródło: URE na podstawie „Bilans energii pierwotnej w latach 1990-2004”, ARE SA, Warszawa, 2005.

Struktura zużycia energii pierwotnej na świecie w 2004 r.



Źródło: URE na podstawie „Energia na świecie 2004”, ARE SA, Warszawa, 2005.

Średnia cena ropy naftowej w dolarach amerykańskich w latach 1861-2005

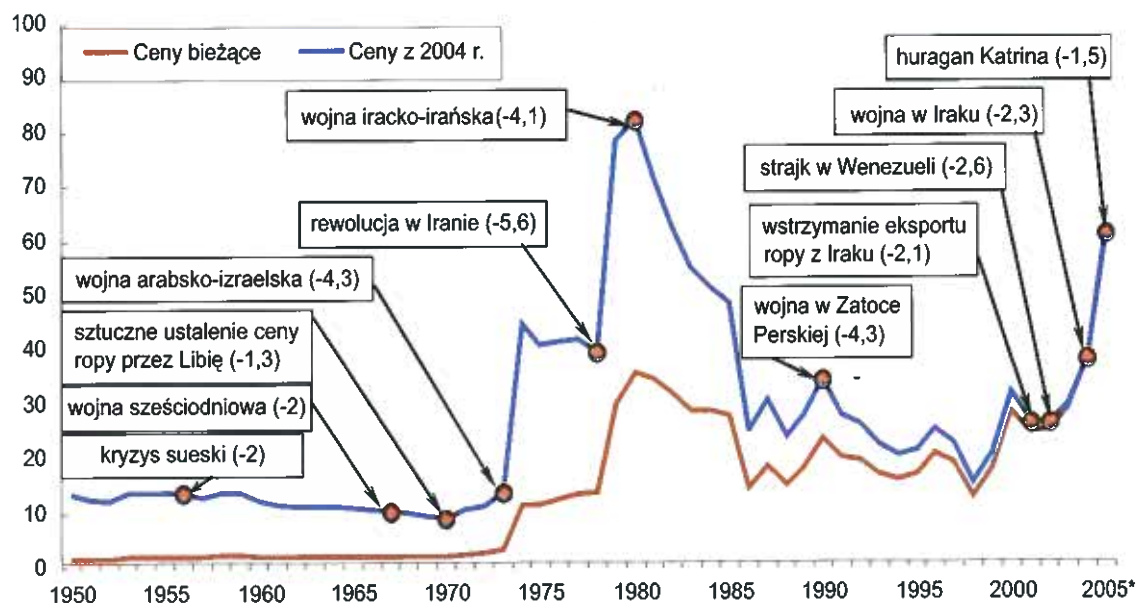


Średnie ceny: 1861-1944 USA, 1945-1983 Arabia Saudyjska – Ras Tanura, 1984-2004 Brent

2005* Cena zamknięcia w Brent z 16 września 2005 r.

Źródło: URE na podstawie danych BP Statistical Review of World Energy, June 2005.

Średnia cena ropy naftowej w dolarach amerykańskich, największe kryzysy naftowe oraz spadek podaży w milionach baryłek dziennie (ujemne liczby w nawiasach) w latach 1950-2005



Średnie ceny: 1950-1983 Arabia Saudyjska – Ras Tanura, 1984-2004 Brent

2005* Cena zamknięcia w Brent z 16 września 2005 r.

Źródło: URE na podstawie danych IEA oraz BP Statistical Review of World Energy, June 2005.

Opracowali:
Anna Buńczyk, Anna Daniluk, Samer Masri
Departament Integracji Europejskiej
i Studiów Porównawczych URE

METODY OCENY EFEKTYWNOŚCI EKONOMICZNEJ INWESTYCJI DOTYCZĄCYCH UKŁADÓW KOGENERACYJNYCH

dr inż. Ryszard Bartnik, dr inż. Leszek Szczygieł

1. Podstawowe zasady analizy efektywności ekonomicznej inwestycji

Głównym celem prowadzenia każdej działalności gospodarczej jest przynoszenie zysku. Finansowa opłacalność jest więc dla inwestora najważniejszym kryterium oceny inwestycji. Oznacza to, że przed podjęciem decyzji o zaangażowaniu środków kapitałowych inwestor musi mieć pewność, że stopa zwrotu zainwestowanego kapitału będzie odpowiednio duża [1 + 6].

Odpowiedź na pytanie, jak duża jest opłacalność ekonomiczna inwestycji, dają wyliczone dla niej wartości mierników oceny efektywności ekonomicznej. Należy ponadto każdorazowo przeprowadzić analizę wrażliwości wspomnianych mierników w celu oceny zmian ich wartości w funkcji modyfikacji parametrów mających na nie wpływ. Analiza wrażliwości daje bowiem inwestorowi dodatkowo duże pole widzenia opłacalności inwestycji oraz pozwala ocenić jej „bezpieczeństwo”. W warunkach konkurencyjności umożliwia prowadzenie odpowiedniej polityki cenowej.

Stosowane w praktyce gospodarki rynkowej metody rachunku efektywności ekonomicznej inwestycji dzieli się na [3]:

- a) tradycyjne (proste) metody oceny efektywności, których miernikami oceny są m.in.: stopa zwrotu nakładów inwestycyjnych *ROI* (*Return on Investment*), stopa zwrotu z kapitału własnego *ROE* (*Return on Equity*), księgowy stopa zwrotu *ARR* (*Accounting Rate of Return*), prosty okres zwrotu nakładów inwestycyjnych *SPB* (*Simple Pay Back*);
- b) metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych, zwane krótko metodami dyskontowymi, których wskaźnikami oceny są m.in.: zaktualizowana (bieżąca) wartość netto *NPV* (*Net Present Value*), wewnętrzna stopa zwrotu *IRR* (*Internal Rate of Return*), zdyskontowany okres zwrotu nakładów inwestycyjnych *DBP* (*Discounted Pay Back*).

Metodami tradycyjnymi nazywane są metody nieuwzględniające zmienności pieniądza w czasie i oparte na zysku jako mierze korzyści netto. Natomiast metody uwzględniające zmienność pieniądza w czasie i ujmujące korzyści netto w kategorii przepływów pieniężnych netto nazywane są metodami dyskontowymi. Metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych obejmują cały planowany okres funkcjonowania przedsięwzięcia, tj. okres realizacji inwestycji i czas eksploatacji, w którym przewi-

duje się osiąganie efektów ekonomicznych. W literaturze przedmiotu często nazywane są one dynamicznymi metodami rachunku inwestycyjnego, w przeciwieństwie do metod tradycyjnych zwanych zwyczajowo metodami statycznymi rachunku inwestycyjnego [3, 4]. Godnym podkreślenia jest to, że: „Na podstawie metod prostych stóp zwrotu nie można zbudować obiektywnych kryteriów decyzyjnych, dlatego za kryterium decyzyjne dla *ROI* i *ROE* przyjmuje się jedynie maksymalizację ich wartości oraz osiąganie wartości większej niż stopa graniczna. Określanie sposobu konstruowania stopy granicznej ma jednak charakter subiektywny.” [4]. Postuluje się zatem, aby w bezwzględnej ocenie opłacalności przedsięwzięć inwestycyjnych metody tradycyjne stosować jedynie we wstępnych fazach przygotowania przedsięwzięć inwestycyjnych, o niewielkiej skali i stosunkowo krótkim ekonomicznym cyklu życia. Natomiast tylko stosowanie dyskontowych metod bezwzględnej opłacalności przedsięwzięć inwestycyjnych może zapewnić podjęcie skutecznej i prawidłowej decyzji inwestycyjnej.

Należy jednak przy tym pamiętać, że mierniki efektywności ekonomicznej inwestycji nie uwzględniają istotnych elementów związanych nierozzerwalnie z jej realizacją, a następnie eksploatacją, do których przede wszystkim zaliczyć należy:

- wpływ czasu,
- wpływ ryzyka.

Wpływ czasu i związane z tym ryzyko niepowodzenia prowadzenia działalności gospodarczej jest trudne do przewidzenia. W warunkach niepewności co do przyszłej sytuacji politycznej, nastrojów społecznych, kierunku kształtowania stóp procentowych, odpowiednich prawidłowych unormowań prawnych, inwestowanie w projekty energetyczne obciążone dodatkowymi czynnikami ryzyka, takimi jak ryzyko developerskie, ryzyko związane z procesem budowy, ryzyko zmian cen paliwa pierwotnego i ryzyko regulacyjne, jest niezwykle trudne i inwestor nie zaryzykuje zaangażowania jakichkolwiek środków finansowych, nawet w sytuacji, gdy opłacalność ekonomiczna rozważanej inwestycji byłaby relatywnie bardzo duża.

2. Wskaźniki oceny efektywności ekonomicznej inwestycji

Najczęściej stosowanymi w praktyce [1, 5] miernikami oceny efektywności ekonomicznej każdej inwestycji,

w tym również układów kogeneracyjnych coraz częściej budowanych i eksploatowanych zwłaszcza z wykorzystaniem technologii gazowych, są następujące wskaźniki:

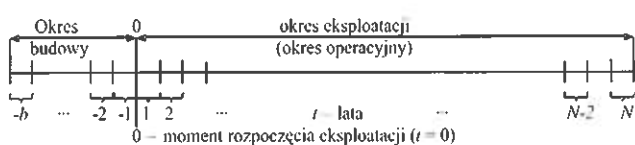
- wartość zaktualizowana netto NPV ,
- wewnętrzna stopa zwrotu IRR ,
- prosty i zdyskontowany okres zwrotu nakładów inwestycyjnych SPB i DPB ,
- próg rentowności (BEP – Break Even Point).

Wyliczając wartości powyższych wskaźników, stosuje się rachunek dyskonta, rachunek uwzględniający zmianę wartości pieniądza na skutek upływu czasu. Wyliczając i porównując bowiem różne wielkości, należy mieć wspólny mianownik, wspólny poziom odniesienia. Rachunek dyskonta pozwala na porównywanie pieniędzy z różnych okresów czasu, sprowadzając ich wartość do tej samej chwili. Inaczej mówiąc, rachunek dyskonta daje możliwość przeliczania wartości pieniędzy z jednego okresu czasu na każdy inny dowolny okres. Jak już zaznaczono, w warunkach gospodarki rynkowej należy przeprowadzać ponadto analizę wrażliwości wymienionych wielkości ekonomicznych celem oceny zmian ich wartości w funkcji zmian cen nośników energii.

2.1. Wartość zaktualizowana netto NPV – łączny przewidywany zysk obejmujący cały okres eksploatacji

Jest to wyrażony w pieniądzu zysk, jaki osiągnie inwestor dzięki zainwestowaniu kapitału – własnego lub pochodzącego z kredytu. Wartość tę otrzymuje się przez zsumowanie – oddzielnie dla każdego roku – różnic między przychodami i wydatkami pieniężnymi w okresie obliczeniowym dla danej stopy procentowej, zdyskontowanych na moment, w którym jest przewidziane rozpoczęcie eksploatacji elektrociepłowni ($t = 0$).

Rysunek 1. Cykl realizacji przedsięwzięcia inwestycyjnego



Dodatnia wartość NPV oznacza, że stopa rentowności (zysku) przedsięwzięcia jest wyższa od stopy minimalnej wyznaczonej na poziomie stopy dyskonta (oprocentowania kapitału inwestycyjnego). Wówczas przedsięwzięcie inwestycyjne jest opłacalne. Uzyskane wpływy przewyższają raty zwrotu kapitału wraz z jego oprocentowaniem. Zainwestowany kapitał zapewnia tym samym uzyskanie większego zysku w porównaniu z zyskiem, jaki zostałby osiągnięty przy lokowaniu tego kapitału na rynku kapitałowym.

Jeżeli $NPV = 0$, oznacza to, że rentowność przedsięwzięcia jest równa stopie dyskonta.

Ujemna wartość NPV oznacza, że przedsięwzięcie nie zapewnia rentowności na poziomie stopy dyskonta, a zatem jest nieopłacalne.

NPV jest podstawową wielkością (kryterium ekonomicznym), która służy do wyboru optymalnego (pod względem ekonomicznym) wariantu projektowanego procesu. Wybór wariantu optymalnego powinien być dokonywany przy $NPV \rightarrow \max$. Wielkościami podlegającymi optymalizacji (zmiennymi decyzyjnymi) przy tym wyborze, dla danego wariantu, są: znamionowa wydajność urządzeń, ich parametry konstrukcyjne, schemat połączeń urządzeń, parametry eksploatacyjne procesu (np. ciśnienia, temperatury) itd. Jeśli nie brać pod uwagę czasu N i związanego z jego wydłużaniem zwiększania się – nawet w stabilnych, demokratycznych i rynkowych gospodarkach – trudnego do zalgorytmizowania ryzyka niepowodzenia realizacji przedsięwzięcia inwestycyjnego, to kryterium $NPV \rightarrow \max$ byłoby kryterium uniwersalnym, najbardziej obiektywnym, pozbawionym wówczas, co istotne, wszelkiego relatywizmu. Oczywiście jest bowiem, że z ekonomicznego punktu widzenia najlepiej jest, gdy w danej chwili wartość NPV jest jak największa, tzn. $NPV = NPV_{\max}$. Wartość NPV jest przecież wyliczana – nawet przy różnych czasach N – dla tej samej chwili i nie ma żadnego znaczenia, np. w jakim czasie N zysk NPV zostałby osiągnięty. W sytuacji jednak, gdy wybór wariantu optymalnego odbywałby się spośród wariantów różniących się trwałością, a więc różniących się czasem eksploatacji N , różniących się ponadto technologicznie i technicznie, a co za tym idzie i nakładami inwestycyjnymi, szczególnie w sytuacji ograniczonej dostępności do kapitału inwestycyjnego, można posługiwać się innymi wskaźnikami oceny efektywności ekonomicznej inwestycji, np. średnim zdyskontowanym zyskiem rocznym $Z = NPV/N$.

Wielkość NPV (jak już zaznaczono zgodnie z umową wyliczana dla momentu rozpoczęcia eksploatacji $t = 0$), jest zdefiniowana wzorem:

$$NPV = \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+r)^t} - J_o - \frac{L_N}{(1+r)^N} \quad (1)$$

gdzie:

CF_t – wpływy gotówkowe (*Cash Flow*) w kolejnych latach, będące różnicą między przychodami ze sprzedaży produktów (ciepła i energii elektrycznej) i wydatkami (kosztami eksploatacji i przyrostami nakładów kapitałowych, obsługą finansową kredytów, podatkiem dochodowym od zysku brutto, oczywiście bez kosztów amortyzacji, gdyż nie są one wydatkiem); amortyzacja we wzorze (1) to oczywiście J_o ,

J_o – wydatki (nakłady inwestycyjne) poniesione w okresie trwania budowy elektrociepłowni, zdyskontowane na chwilę rozpoczęcia jej eksploatacji ($t = 0$), przy czym:

$$J_o = \sum_{t=-b}^{t=-1} \frac{J_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=-b}^{t=-1} J_t (1+r)^{|t|} = zJ \quad (2)$$

gdzie:

b – oznacza wyrażony w latach okres trwania budowy,
 J – całkowite nakłady inwestycyjne,
 J_t – nakłady inwestycyjne poniesione w kolejnym roku t trwania budowy, $\sum_{t=b}^{t=N} J_t = J$

L_N – wartość likwidacyjna przedsięwzięcia inwestycyjnego po opodatkowaniu (człon ten występuje tylko w ostatnim roku eksploatacji),

N – kalkulacyjny okres eksploatacji elektrociepłowni, wyrażony w latach,

r – stopa dyskonta (stopa oprocentowania kapitału inwestycyjnego pozwalająca uwzględniać zmianę wartości pieniądza w czasie),

t – kolejny numer roku budowy (w okresie budowy $t < 0$) i eksploatacji elektrociepłowni,

z – współczynnik dyskontujący (współczynnik zamrożenia) kapitał inwestycyjny J na moment zakończenia budowy bloku gazowo-parowego, $z > 1$; współczynnik ten uwzględnia niepożądany wpływ zamrożenia nakładów inwestycyjnych w trakcie trwania budowy, ponieważ nie przynoszą one w tym czasie zysków.

W przypadku zmiany w kolejnych latach stopy dyskonta, we wzorach (1), (2) należy za współczynnik dyskontujący $1/(1+r)^t$ podstawić wielkość $1/\prod_{i=1}^t (1+r_i)$.

Z rachunku dyskonta, przy stałej stopie r i w przypadku, gdy nakłady inwestycyjne J są rozłożone równomiernie w czasie trwania budowy, $J_t = \Delta J = J/b$ oraz gdy dodatkowo są one skupione na początku każdego kolejnego roku budowy – wzór na współczynnik zamrożenia we wzorze (2) przybiera postać:

$$z = \frac{[(1+r)^b - 1](1+r)}{br} \quad (3)$$

We wzorze (1) ostatni składnik po prawej stronie z reguły można pominać, z uwagi na jego małą wartość. W dalszych rozważaniach nie uwzględniono również kapitału obrotowego na tworzenie zapasu środków obrotowych (w głównej mierze na zakup paliwa, chemikaliów, części remontowych), co ma pełne praktyczne uzasadnienie dla układów gazowo-parowych, w których spalany jest gaz ziemny doprowadzany rurociągiem. W obliczeniach szczegółowych może on być jednak wprowadzony do przepływów pieniężnych CF_t jako dodatkowy składnik. W przypadku kredytowania inwestycji należy również uwzględnić koszty obsługi finansowej kredytu (opłat za jego pozyskanie). Zakładając ponadto, że w trakcie trwania eksploatacji elektrociepłowni nie są ponoszone dodatkowe nakłady kapitałowe, że moc elektrociepłowni od momentu rozpoczęcia jej eksploatacji ma wartość znamionową oraz że przepływy pieniężne w kolejnych latach eksploatacji mają stałą wartość ($CF_t = \text{const}$) i można oznaczyć je jako CF_R , to uwzględniając powyższe uwagi,

rachunek dyskonta na moment rozpoczęcia eksploatacji ($t = 0$) prowadzi do zależności:

$$NPV = CF_R \sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+r)^t} - zJ = \frac{CF_R - z\rho J}{\rho} \quad (4)$$

gdzie: w rocznej stopie $z\rho$ obsługi (zwrotu kapitału inwestycyjnego i corocznych od niego odsetek) wielkość ρ wyraża się wzorem:

$$\rho = s + r \quad (5)$$

przy czym tzw. rata amortyzacji oprocentowanej s – która co roku jest odkładana na procent r w celu uzyskania zwrotu nakładów inwestycyjnych J_0 po zakończeniu eksploatacji elektrociepłowni – jest obliczana następująco:

$$s = \frac{r}{(1+r)^N - 1} \quad (6)$$

Jak wyżej zaznaczono, średnia roczna stopa ρ zwrotu zdyskontowanego kapitału inwestycyjnego zJ (rzeczywistych nakładów poniesionych w trakcie realizacji inwestycji, uwzględniających bowiem odsetki, jakie przyniósłby kapitał J w okresie budowy, gdyby był ulokowany na koncie w banku o stopie oprocentowania r) uwzględnia coroczne od niego odsetki w kalkulacyjnym okresie eksploatacji elektrociepłowni N , gdyż oprócz spłaty nakładów zJ należy spłacać jego oprocentowanie.

Jeśli we wzorze (4) wpływy gotówkowe CF_R nie uwzględniają podatku od zysku, wówczas NPV wyraża łączny przewidywany zysk brutto, zdyskontowany na chwilę rozpoczęcia eksploatacji elektrociepłowni, $t = 0$.

Stosując rachunek dyskonta, można również obliczyć łączny przewidywany zysk FV (*Future Value*) obejmujący cały okres eksploatacji, ale zdyskontowany na koniec roku zakończenia eksploatacji elektrociepłowni:

$$FV = CF_R \sum_{t=1}^N (1+r)^{N-t} - zJ(1+r)^N = NPV(1+r)^N \quad (7)$$

W warunkach inflacji stopę dyskonta r (pozbawioną już wpływu inflacji) należy wyznaczać z zależności:

$$r = \frac{r_k - i}{1+i} \quad (8)$$

Wartość ta wynika np. z waloryzacji wpływów pieniężnych CF_R :

$$\sum_{t=1}^N \frac{CF_R(1+i)^t}{(1+r_k)^t} = \sum_{t=1}^N \frac{CF_R}{(1+r)^t} \quad (9)$$

gdzie:

i – średnia stopa inflacji w rozpatrywanym okresie czasu N ,

r_k – średnia stopa oprocentowania kredytu lub środków własnych w rozpatrywanym okresie czasu N .

Stopa dyskonta r_k w przypadku finansowania inwestycji ze środków kredytowanych, $J_o = J_{kre}$, jest równa stopie oprocentowania kredytu r_{kre} . Najczęstszym źródłem finansowania są banki komercyjne. Ryzyko inwestycji ponoszą wówczas osoby lokujące swoje oszczędności w banku (-ach) będącym kredytodawcą. Gdy nakłady inwestycyjne pochodzą natomiast ze środków własnych inwestora, $J_o = J_{wt}$, wówczas z uwagi na ryzyko inwestowania stopę dyskonta należy przyjmować na poziomie wyższym od stopy oprocentowania kredytu (co zmniejsza efektywność ekonomiczną inwestycji) – pieniądze własne są bowiem zawsze droższe. Przyjęcie wówczas stopy dyskonta tylko na poziomie stóp lokat bankowych lub stopy zysku, np. z obligacji, byłoby błędem, gdyż takie stopy zysku inwestor osiągnie właśnie na rynku kapitałowym bez ponoszenia ryzyka (kapitał własny w razie bankructwa jest zawsze zaspokajany z masy upadłościowej jako ostatni). Ryzyko niesie natomiast ze sobą inwestycja i powinno być ono zrekompensowane. W przypadku, gdy inwestycja finansowana jest z kredytu bankowego i środków własnych, stopa dyskonta r_k powinna być wyznaczana jako średnia ważona w zależności od udziałów poszczególnych środków finansowych w całości nakładów inwestycyjnych, $r_k = r_{kre}(J_{kre}/J_o) + r_{wt}(J_{wt}/J_o)$, przy czym $J_o = J_{kre} + J_{wt}$.

Roczne wpływy gotówkowe określa wzór:

$$CF_R = S_R - K_e \quad (10)$$

przy czym roczne przychody S_R w przypadku elektrociepłowni obejmują przychody ze sprzedaży kolejno ciepła i energii elektrycznej, tj.:

$$S_R = Q_R e_c + E_{el,R}^{EC} e_{el} \quad (11)$$

gdzie:

e_c, e_{el} – jednostkowe ceny ciepła i energii elektrycznej;
 $Q_R, E_{el,R}^{EC}$ – roczna produkcja netto ciepła i energii elektrycznej elektrociepłowni.

W przypadku elektrowni przychody S_R osiągane są tylko ze sprzedaży energii elektrycznej i we wzorze (11) należy tym samym za Q_R podstawić wartość zero.

Roczne koszty eksploatacji K_o elektrowni i elektrociepłowni obejmują natomiast: koszt paliwa oraz koszt energii elektrycznej zużywanej na potrzeby własne K_E , koszt wody uzupełniającej K_{wu} , koszt plac K_p , koszt konserwacji i remontów K_{rem} , koszt surowców nieenergetycznych i materiałów pomocniczych K_m , koszt strat (opłat za gospodarcze korzystanie ze środowiska) wywołanych przez emisję spalin w otaczającym środowisku K_{sr} , czyli:

$$K_o = K_E + K_{wu} + K_p + K_{rem} + K_m + K_{sr} \quad (12)$$

Wielkość $CF_R - zpJ = S_R - K_o - zpJ$ we wzorze (4) przedstawia średni roczny zysk brutto:

$$Z_R = S_R - K_e - zpJ \quad (13)$$

Różnica między przychodami i wydatkami pieniężnymi $CF_R = S_R - K_o$ (tzw. roczny zysk operacyjny) powinna więc co najmniej pokryć koszty amortyzacji (amortyzacja, jak już zaznaczono, nie jest wydatkiem, jest odpisem środków finansowych z wpływów CF_R mającym zwrócić poniesione nakłady inwestycyjne), i odsetki od kapitału inwestycyjnego zpJ . Inwestycja jest tym bardziej opłacalna, im roczny zysk Z_R jest większy. W przypadku gdy $Z_R = 0$, wówczas po N latach eksploatacji elektrociepłowni zostaną odzyskane tylko poniesione nakłady inwestycyjne łącznie z odsetkami wyliczonymi na podstawie stopy dyskonta dla całego okresu obliczeniowego (budowy i eksploatacji elektrociepłowni), równego sumie $b + N$ lat. W przypadku $Z_R < 0$ inwestor poniesie straty.

W sytuacji równych rocznych zysków, przy optymalizacji ekonomicznej rozpatrywanego wariantu projektowanego procesu, kryterium $Z_R \rightarrow \max$ jest równoważne kryterium $NPV \rightarrow \max$.

Wzór (13) w przypadku elektrociepłowni można przedstawić w postaci:

$$Z_R = Q_R (e_c - k_c) \quad (14a)$$

w przypadku elektrowni natomiast:

$$Z_R = E_{el,R} (e_{el} - k_{el}) \quad (14b)$$

gdzie: $E_{el,R}$ – roczna produkcja netto energii elektrycznej w elektrowni,

przy czym jednostkowy koszt wytwarzania ciepła w elektrociepłowni równa się:

$$k_c = \frac{K_e + Jzp - E_{el,R}^{EC} e_{el}}{Q_R} \quad (15a)$$

natomiast jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni wyraża się równaniem:

$$k_{el} = \frac{K_e + Jzp}{E_{el,R}} \quad (15b)$$

Suma $K_o + Jzp$ we wzorach (15a i 15b) oznacza całkowite roczne koszty K_f działania elektrociepłowni lub elektrowni, sumę kosztów eksploatacyjnych (operacyjnych) i kapitałowych produkcji w nich ciepła i energii elektrycznej: $K_f = K_o + Jzp$. Licznik we wzorze (15a) oznacza natomiast roczne koszty K_{Rc} produkcji ciepła w elektrociepłowni:

$$K_{Rc} = K_e + Jzp - E_{el,R}^{EC} e_{el} \quad (15c)$$

przy czym składnik $E_{el,R}^{EC} e_{el}$ oznacza koszt uniknięty wytwarzania w niej ciepła. Z analizy wzorów (14) i (15) wynika, że w przypadku elektrociepłowni kryterium $K_{RC} \rightarrow \min$, a w przypadku elektrowni kryterium $K_R \rightarrow \min$, jest równoważne kryterium $Z_R \rightarrow \max$.

Cenę sprzedaży energii elektrycznej e_{el} z elektrociepłowni należy przyjmować zgodnie z wartością wyliczaną za pomocą wzoru podanego w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Socjalnej z dnia 23 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną (rozdział 3 § 15) lub przyjmując cenę planowaną do uzyskania w warunkach konkurencji. Im cena energii elektrycznej e_{el} jest większa, tym mniejszy jest jednostkowy koszt wytwarzania ciepła k_c w elektrociepłowni i tym większy jest zysk NPV przy danej cenie ciepła e_c .

Wartość NPV – wzory (1) i (4) – w zasadzie należy obliczać dla przepływu CF_R netto, tzn. z uwzględnieniem podatku od zysku (wzór (20)).

2.2. Wewnętrzna stopa zwrotu IRR – oprocentowanie, jakie przynosi zainwestowany kapitał

Wewnętrzna stopa zwrotu określa stopę rentowności danego przedsięwzięcia inwestycyjnego. IRR jest to oprocentowanie, jakie przynosi zainwestowany kapitał. Wyznacza tym samym maksymalną stopę procentową kredytu, jaką można przyjąć, aby odzyskać zainwestowane środki, tj. graniczną stopę procentową, przy której inwestycja jest jeszcze opłacalna. Inwestycja jest tym bardziej opłacalna, im wyższa wypada dla niej wartość IRR . Gdy jest ona niższa od stopy dyskonta, lecz większa od 0, oznacza to, że przedsięwzięcie jest opłacalne, lecz poniżej korzyści z lokat w banku. IRR wyznacza się ze wzoru (1), przy założeniu $NPV = 0$:

$$\sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} = J_o \quad (16)$$

We wzorze (16) założono ponadto, że wartość likwidacyjna L_N jest pomijalnie mała. Wielkość J_o we wzorze (16) jest również funkcją IRR (por. wzór (2)). Dla $CF_t = CF_R = \text{const}$ można zapisać:

$$CF_R = [z\rho]_{IRR} J = [Z_R]_r + [z\rho]_r J \quad (17)$$

przy czym zapis np. $[Z_R]_r$ oznacza, że wartość Z_R otrzymana przy stopie dyskonta równej r .

Jak już zaznaczono, wartość IRR (stopa zysku) powinna być większa od stopy dyskonta r . Wartość IRR z (16) wyznacza się metodą kolejnych przybliżeń.

2.3. Prosty (statyczny) okres zwrotu nakładów inwestycyjnych SPB

Jest to okres, w którym zostaną odzyskane wydatki inwestycyjne J_o . „Kwoty odzyskane” są rozróżniane jako

zysk (dochód) powiększony o amortyzację i koszty finansowe (odsetki od poniesionych nakładów). Wskaźnik ten nie informuje o efektywności nakładów inwestycyjnych, ale o ich płynności, nie uwzględnia też czasowej wartości pieniądza, tzn. przepływy pieniężne z kolejnych lat eksploatacji elektrociepłowni nie są dyskontowane, lecz traktowane jako równowarte.

Prosty okres zwrotu wyliczany jest ze wzoru:

$$\sum_{t=1}^{SPB} CF_t = J_o \quad (18)$$

i stąd dla $CF_t = CF_R = \text{const}$:

$$SPB = \frac{J_o}{CF_R} = \frac{J_o}{Z_R + z\rho J} \quad (19)$$

gdzie przepływ $CF_R = Z_R + z\rho J$, wzór (10), jest przepływem brutto. Jak już zaznaczono, we wzorze (18) nie są uwzględnione różne wartości wpływów CF_R w kolejnych latach eksploatacji elektrociepłowni, z uwagi na różny czas ich generowania. W przybliżeniu prosty okres zwrotu można wyliczać jako odwrotność wewnętrznej stopy zwrotu, $SPB \approx 1/IRR$.

W zasadzie SPB należy obliczyć dla przepływu netto. Przy stopie podatku dochodowego od zysku brutto Z_R równej p , wartość średniego rocznego zysku netto wynosi $D_R = (1-p)Z_R$ i tym samym przepływ netto równa się:

$$CF_{R \text{ netto}} = D_R + z\rho J \quad (20)$$

Zdyskontowana łączna wartość zysku netto wynosi wówczas:

$$\begin{aligned} NPV_{\text{netto}}^{\max} &= \sum_{t=1}^N \frac{S_R - K_e - (S_R - K_e - \rho J_o)p}{(1+r)^t} - J_o = \\ &= \frac{(S_R - K_e)(1-p) - J_o \rho (1-p)}{\rho} = \frac{D_R}{\rho} \end{aligned} \quad (21)$$

Jest to maksymalna wartość całkowitego zysku netto przeliczonego na moment rozpoczęcia eksploatacji ($t = 0$; rys. 1), gdyż z uwagi na to, że odsetki od kapitału inwestycyjnego J_o są uwzględniane w amortyzacji, czyli są traktowane jako koszt uzyskania przychodu, a nie jako wydatek (tzw. rata amortyzacji oprocentowanej ρJ_o), więc tym samym zmniejszają podatek dochodowy i maksymalizują $CF_{R \text{ netto}}$. Reasumując, w rocznych przepływach $CF_{R \text{ netto}}$ nie są ponoszone poza wydatkami (będącymi równocześnie oczywiście kosztami) eksploatacyjnymi K_e i podatkiem $(S_R - K_e - \rho J_o)p$ żadne dodatkowe wydatki, np. w postaci odsetek od kredytu.

2.4. Zdyskontowany (dynamiczny) okres zwrotu nakładów inwestycyjnych DPB

Jest to okres, w którym zdyskontowane przepływy pieniężne zrównają się ze zdyskontowanymi nakładami inwestycyjnymi J_0 (zwróć J_0).

Zdyskontowany okres zwrotu nakładów inwestycyjnych jest dłuższy od prostego, ponieważ uwzględnia zmianę wartości pieniądza w czasie. Przepływy pieniężne kolejnych lat są dyskontowane do początku roku rozpoczęcia eksploatacji, tym samym ich wartości są zmniejszane proporcjonalnie do współczynników dyskontujących $1/(1+r)^t$ (czasowa wartość pieniądza jest tym mniejsza, im czas jego generowania jest odleglejszy od chwili rozpoczęcia eksploatacji elektrociepłowni). W ustabilizowanych warunkach gospodarczych (ustabilizowanym pieniądzu) wielkość ta służy do określenia okresu spłaty kredytu zaciągniętego na inwestycję.

Na podstawie wzoru (1) – przy założeniu $L_N/(1+r)^N \approx 0$ – wartość DPB wynika z warunku $NPV = 0$, czyli:

$$\sum_{t=1}^{DPB} \frac{CF_t}{(1+r)^t} = J_0 \quad (22)$$

Obliczenie wartości DPB wymaga metody kolejnych przybliżeń.

W przypadku gdy $CF_t = CF_R = \text{const}$ – ze wzoru (22) otrzymuje się:

$$DPB = \frac{\ln \frac{CF_R}{CF_R - Jzr}}{\ln(1+r)} \quad (23)$$

Również czas DPB należy w zasadzie obliczać dla przepływu CF_R netto, tzn. z uwzględnieniem podatku od zysku, wzór (20).

W przypadku modernizacji istniejącej elektrociepłowni lub elektrowni, gdy w jej wyniku następuje przyrost zysku brutto z ich pracy o wartość ΔZ_R , to czas zwrotu poniesionych na modernizację nakładów inwestycyjnych J^{mod} łącznie z odsetkami, jakie by w tym czasie przyniósł zainwestowany kapitał wynosi:

$$DPB^{\text{mod}} = \frac{\ln \frac{\Delta Z_R(1-p) + zp J^{\text{mod}}}{\Delta Z_R(1-p) + zs J^{\text{mod}}}}{\ln(1+r)} \quad (23a)$$

a sumaryczny przyrost zdyskontowanego zysku netto osiąganego w wyniku tej inwestycji modernizacyjnej wyraża się wzorem:

$$\Delta NPV^{\text{mod}} = \frac{\Delta Z_R(1-p)}{\rho} \quad (23b)$$

2.5. Próg rentowności BEP

Próg rentowności jest definiowany dla sytuacji, gdy przychody ze sprzedaży wytwarzanych produktów (ciepła i energii elektrycznej) zrównują się z całkowitymi kosztami ich wytwarzania (kosztami eksploatacji i kosztami kapitałowymi). Nie osiąga się wówczas zysku, ale i nie ponosi strat, $Z_R = 0$. Z warunku $Z_R = 0$, czyli $S_R = K_e + zpJ$, można wyznaczyć np. dla danych cen e_c, e_{el} , stopy r oraz wielkości produkcji Q_R i $E_{el,R}$, progową cenę paliwa spalane w elektrociepłowni i w elektrowni.

Próg rentowności produkcji ciepła w elektrociepłowni wyraża się wzorem:

$$BEP_Q = \frac{k_c}{e_c} \quad (24a)$$

natomiast próg rentowności produkcji energii elektrycznej w elektrowni wyraża się równaniem:

$$BEP_{E_{el,R}} = \frac{k_{el}}{e_{el}} \quad (24b)$$

Próg rentowności BEP_Q wyznaczono przy założeniu, że wyprodukowana w elektrociepłowni energia elektryczna jest całkowicie sprzedawana po cenie e_{el} (próg rentowności produkcji energii elektrycznej w elektrociepłowni wynosi $BEP_{E_{el,R}} = 100\%$). Wartość progu rentowności wykorzystania zdolności produkcyjnych powyżej 100% oznacza, że przedsięwzięcie jest nieopłacalne.

3. Amortyzacja

Amortyzacja to zbieranie (wycyfywanie rocznymi ratami z zysku operacyjnego $S_R - K_f$ zainwestowanego kapitału) w trakcie eksploatacji elektrociepłowni środków finansowych w celu zwrotu nakładów J_0 po zakończeniu jej eksploatacji. Roczna rata amortyzacji A_t to iloczyn rocznej stopy (stawki) amortyzacji i wartości początkowej urządzenia. Przyjmując jako obowiązującą tzw. amortyzację liniową i pomijając wartość likwidacyjną L_N wówczas:

$$\sum_{t=1}^N A_t = NA = J_0 \quad (25)$$

Dla elektrowni i elektrociepłowni gazowych oraz gazo-parowych, jako obiektów, roczna stopa amortyzacji liniowej wynosi 5 ÷ 6%, co daje $N \approx 17$ ÷ 20-letni okres amortyzacji, będący równocześnie normatywnym okresem eksploatacji obiektu.

Amortyzacja liniowa nie uwzględnia zmiany wartości pieniądza w czasie, nie uwzględnia odsetek, jakie by przyniósł kapitał J_0 w okresie N lat. Dyskontując raty amortyzacji liniowej równe $A = J_0/N$ na moment rozpoczęcia eksploatacji elektrociepłowni ($t = 0$), otrzymuje się bowiem:

$$\sum_{t=1}^N \frac{J_o/N}{(1+r)^t} = J_o \frac{(1+r)^N - 1}{Nr(1+r)^N} = \frac{J_o}{\rho N} \ll J_o \quad (26)$$

Dla stopy dyskonta np. $r = 8\%$ i okresu amortyzacji $N = 20$ lat, wartość czynnika $[(1+r)^N - 1]/[Nr(1+r)^N]$ we wzorze (26) wynosi zaledwie 0,49. Odpisy amortyzacyjne zwracają więc zaledwie niecałą połowę poniesionych nakładów inwestycyjnych J_o . Inwestowanie środków własnych z tego punktu widzenia jest tym samym nieuzasadnione ekonomicznie. Wartość zaktualizowana netto wynosi wówczas:

$$\begin{aligned} NPV_{netto} &= \sum_{t=1}^N \frac{S_R - K_e - (S_R - K_e - \frac{J_o}{N})p}{(1+r)^t} - J_o = \\ &= \frac{(S_R - K_e)(1-p) - J_o(\rho - \frac{p}{N})}{\rho} \quad (27) \end{aligned}$$

i jest mniejsza od wartości maksymalnej NPV_{netto}^{max} wyrażonej wzorem (21) o wartość zapłaconego podatku dochodowego od różnicy wartości amortyzacji oprocentowanej J_o , wzór (28), i amortyzacji liniowej $J_o/(\rho N)$, wzór (26): $NPV_{netto}^{max} - NPV_{netto} = p[J_o - J_o/(\rho N)]$. Zysk NPV_{netto} kompensuje więc częściowo utracone odsetki od kapitału własnego.

Wartość rocznej stopy amortyzacji κ , gwarantującej zwrot nakładów J_o łącznie z odsetkami, należy obliczać z równania:

$$\sum_{t=1}^N \frac{\kappa J_o}{(1+r)^t} = J_o \quad (28)$$

skąd zdyskontowana stopa κ wynosi:

$$\kappa = \frac{r(1+r)^N}{(1+r)^N - 1} \quad (29)$$

Jak wynika z porównania wzoru (29) ze wzorami (5) i (6), κ jest tożsame z wielkością ρ . Roczna stopa $\kappa \equiv \rho$ (stopa tzw. amortyzacji oprocentowanej) jest np. dla $r = 8\%$ i $N = 20$ lat ok. dwukrotnie większa od stopy liniowej $1/N$ (wzór (25)), $\rho \cong 2/N$. W USA od roku 1987 stosowana jest amortyzacja przyspieszona *DDB* (*Double Declining Balance*). Dla obiektów o normatywnym okresie amortyzacji 5, 7 i 10 lat stosuje się podwójną roczną stopę liniową, a dla obiektów o normatywnym okresie amortyzacji 15 i 20 lat półtorakrotną roczną stopę liniową (przy wartości likwidacyjnej $L_N = 0$).

Stosowanie tzw. amortyzacji progresywnej, gdzie roczne raty (odpisy) amortyzacyjne A_t w początkowych latach eksploatacji są najmniejsze, a zwiększane są w kolejnych

latach, powoduje wolne wycofywanie zainwestowanego kapitału i największe na nim straty ekonomiczne – największe utracone odsetki i największy podatek dochodowy. Wartość pieniądza, jak już zaznaczono, jest bowiem tym mniejsza, im czas jego generowania jest odleglejszy od chwili rozpoczęcia eksploatacji elektrociepłowni.

Wyliczając wartość NPV , nie wolno dodatkowo dyskontować raty amortyzacji A w przód i dodawać tej wartości do wpływów pieniężnych w kolejnych latach w celu zwiększenia zysku, argumentując, że amortyzacja przecież stanowi dochód, który można tym samym ulokować w banku. Rata amortyzacji jest przecież „ukryta” w rocznych przepływach $CF_{R,netto}$, i tym samym jest już uwzględniana w rachunku zysku, więc dwukrotne jej uwzględnianie byłoby błędem.

4. Sposoby finansowania inwestycji

Sposób finansowania inwestycji ma wpływ na ostateczny wynik ekonomiczny, jaki zostanie osiągnięty w trakcie działania każdego przedsiębiorstwa (elektrociepłowni).

Można wyróżnić następujące sposoby finansowania inwestycji, angażując:

- środki własne,
- kredyt długoterminowy komercyjny,
- kredyt preferencyjny, np. ze środków EkoFunduszu,
- leasing,
- podmiot zewnętrzny *IPP* (*Independent Power Producer*),
- środki mieszane, łączące cechy powyższych sposobów.

W przypadku braku zdolności kredytowej inwestora jedną z możliwości finansowania jest leasing:

- a) kapitałowy – jest to w istocie bardzo drogi kredyt, w praktyce o stopie procentowej nawet ok. dwa razy większej niż w przypadku kredytu bankowego; jego wysokość jest poziomem bezpieczeństwa leasingodawcy;
- b) operacyjny – jest to w istocie dzierżawa maszyn i urządzeń, dla których suma wszystkich rocznych rat dzierżawy (czylnszu leasingowego), będących kosztem uzyskania przychodu, daje ok. półtorakrotnie większe oprocentowanie w stosunku do kredytu bankowego; stopa procentowa leasingu operacyjnego jest niższa niż dla leasingu kapitałowego (finansowego), gdyż jest on bezpieczniejszy dla leasingodawcy, to leasingodawca jest właścicielem maszyn i urządzeń.

Paradoksalnie, ale po leasingu, najdroższą formą finansowania inwestycji jest jej finansowanie ze środków własnych – wzór (27).

Obok leasingu (w zależności od stopy oprocentowania kredytu, leasing operacyjny może być korzystniejszy od kredytowania inwestycji – wzór (31)), środki inwestycyjne można pozyskać „sprzedając” rynek ciepła i energii elektrycznej niezależnemu inwestorowi *IPP*. Jest to najbardziej niekorzystny wariant finansowania inwestycji, z uwagi na występującą wówczas konieczność dzielenia się zyskiem z *IPP*. Cenę sprzedaży rynku (podział zysku)

należy wówczas wyliczyć według przyjętego kryterium jego wyceny.

W przypadku kredytowania inwestycji banki ze względów bezpieczeństwa nie udzielają zazwyczaj kredytu w wysokości przekraczającej 80% całkowitych nakładów inwestycyjnych. Żądają równocześnie zabezpieczenia kredytu, np. majątkiem własnym kredytobiorcy.

W przypadku finansowania inwestycji całkowicie ze środków kredytowanych lub za pomocą leasingu wartość rocznych rzeczywistych przepływów pieniężnych w kolejnych latach, uwzględniających wszystkie przychody i wszystkie ponoszone wydatki, w tym raty R_t , spłaty kredytu lub leasingu kapitałowego, nie będące przecież kosztem uzyskania przychodu S_t (kosztem jest amortyzacja oraz będące jednocześnie wydatkiem raty czynszowe leasingu operacyjnego), wynosi:

$$CF_{t\text{ netto}}^{r\text{zecz}} = S_t - K_{e,t} - F_t - R_t - (S_t - K_{e,t} - F_t - A_t)p_t > 0 \quad (30)$$

gdzie: F_t oznacza odsetki (koszty finansowe lub czynszowe raty leasingowe leasingu operacyjnego) od środków inwestycyjnych kredytowanych w kolejnym roku obliczeniowym $t \in \{1; n_{kre}\}$, będące kosztem uzyskania przychodu, a $K_{e,t}$ są kosztami eksploatacyjnymi, przy czym n_{kre} oznacza wyrażony w latach okres trwania kredytu (leasingu), $1 \leq n_{kre} \leq N$ (n_{kre} wynosi od 5 do 10 lat, choć równie częste są kredyty kilkunastoletnie). W przypadku leasingu operacyjnego we wzorze (30) nie występuje amortyzacja, gdyż właścicielem urządzenia jest leasingodawca, i amortyzacja jest jego kosztem. Wartość łącznego zysku netto przeliczonego na moment rozpoczęcia eksploatacji elektrociepłowni ($t = 0$), przy całkowitym finansowaniu inwestycji z kredytu, $J_o = J_{kre}$, oraz przy założeniu stałości rocznych wielkości we wzorze (30) – oczywiście bez stałości malejących w kolejnych latach wartości odsetek F_t – wynosi:

$$\begin{aligned} NPV_{\text{netto}}^{r\text{zecz}} &= \sum_{t=1}^{n_{kre}} \frac{S_R - K_e - F_t - R - (S_R - K_e - F_t - \frac{J_o}{N})p}{(1+r_{kre})^t} + \\ &+ \sum_{t=n_{kre}+1}^N \frac{S_R - K_e - (S_R - K_e - \frac{J_o}{N})p}{(1+r_{kre})^t} = \\ &= \sum_{t=1}^N \frac{S_R - K_e - (S_R - K_e - \frac{J_o}{N})p}{(1+r_{kre})^t} - \sum_{t=1}^{n_{kre}} \frac{R + F_t(1-p)}{(1+r_{kre})^t} \end{aligned} \quad (31)$$

przy czym:

$$F_t = r_{kre} [J_o - (t-1)R] \quad \text{dla } t = 1 \div n_{kre} \quad (32)$$

gdzie rata R spłaty kredytu (leasingu kapitałowego) równa się:

$$R = \frac{J_o}{n_{kre}} \quad (33)$$

W liczniku wzoru (31) występują oczywiście odsetki od kredytu F_t , gdyż są one wydatkiem, i zmniejszają więc tym samym roczne wpływy gotówkowe. Rachunek dyskonta (pomimo że z definicji sam jest przecież rachunkiem „odsetkowania”) przelicza tylko wpływy z konkretnych kolejnych lat – zgodnie z umową liczenia zysku netto, wzór (1) – na moment rozpoczęcia eksploatacji elektrociepłowni ($t = 0$), czyli „aktualizuje” ten zysk.

We wzorze (31) nie występuje jako oddzielny składnik J_o , gdyż zaciągnięte na realizację inwestycji środki J_o występują w rocznych wydatkach w latach $1 \leq t \leq n_{kre}$ w wysokości rocznych rat R , i co roku rata R jest tym samym zwracana kredytodawcy (wzory (30) i (32)), co daje $\sum_{t=1}^{n_{kre}} R = J_o$ (czego nie zmienia fakt, że we wzorze (31) na potrzeby przeliczenia zysku na moment rozpoczęcia eksploatacji elektrociepłowni jest ona dyskontowana). Wartość $\sum_{t=1}^{n_{kre}} [R + F_t(1-p)] / (1+r_{kre})^t$ we wzorze (31) jest nieznacznie, o wartość podatku od odsetek od kredytu, mniejsza od wartości J_o , i tym samym zysk $NPV_{\text{netto}}^{r\text{zecz}}$ jest o tę wartość większy od zysku NPV_{netto} wyrażonego wzorem (27). Ponadto, jak już zaznaczono, stopa dyskonta we wzorze (27) powinna być większa od stopy dyskonta we wzorze (31) (równej stopie kredytu), co dodatkowo obniżyłoby zysk NPV_{netto} . Największa stopa dyskonta występuje przy leasingu kapitałowym, i największa jest tym samym występująca w mianowniku wartość p , i zysk jest najmniejszy.

W przypadku leasingu operacyjnego, jak już zaznaczono, we wzorze (31) zamiast odsetek występuje czynsz leasingowy oraz nie występuje amortyzacja.

W praktyce inwestycje najczęściej są finansowane częściowo ze środków własnych inwestora, środków kredytowanych, leasingowych, i tym samym wzór (31) ma dla każdego konkretnego przypadku bardziej rozbudowaną postać. Im bardziej przedsięwzięcie jest ryzykowne, tym większy musi być udział kapitału własnego inwestora (najczęściej minimum 15%) w strukturze środków finansujących. Kapitał własny inwestora jest traktowany bowiem przez banki jako pewnego rodzaju środek bezpieczeństwa. Zaangażowanie finansowe inwestora gwarantuje, że będzie on dostatecznie zainteresowany, by przedsięwzięcie zakończyło się sukcesem finansowym (znane są jednak przypadki projektów w całości finansowanych przez kapitał obcy). W przypadku finansowania ze środków kredytowanych i własnych, $J_o = J_{kre} + J_{wl}$, łączny zdyskontowany zysk wynosi:

$$\begin{aligned} NPV_{\text{netto}}^{r\text{zecz}} &= \sum_{t=1}^N \frac{x(S_R - K_e) - [x(S_R - K_e) - \frac{J_{kre}}{N}]p}{(1+r_{kre})^t} - \sum_{t=1}^{n_{kre}} \frac{R + F_t(1-p)}{(1+r_{kre})^t} + \\ &+ \sum_{t=1}^N \frac{(1-x)(S_R - K_e) - [(1-x)(S_R - K_e) - \frac{J_{wl}}{N}]p}{(1+r_{wl})^t} - J_{wl} \end{aligned} \quad (34)$$

przy czym wartość $x \in (0;1)$ oznacza część zysku operacyjnego $S_R - K_o$ przypisanego nakładom J_{kre} , oraz $R = J_{kre} / n_{kre}$.

Postępując się średnioważoną stopą dyskonta r , wzór (34) można zapisać w postaci:

$$NPV_{netto}^{reca} = \sum_{t=1}^N \frac{S_R - K_o - (S_R - K_o - \frac{J_o}{N})P}{(1+r)^t} - J_{wt} - \sum_{t=1}^{n_{kre}} \frac{R + F_t(1-p)}{(1+r_{kre})^t} \quad (35)$$

Jeżeli $r = r_{kre}(J_{kre}/J_o) + r_{wt}(J_{wt}/J_o)$, to wówczas $x \cong J_{kre}/J_o$. Jak już wcześniej zaznaczono, stopę r_{wt} z uwagi na ryzyko inwestowania należy przyjmować o kilka punktów procentowych większą od stopy oprocentowania kredytu r_{kre} . Należy ponadto zaznaczyć, że w rzeczywistości w kategoriach księgowych odpisy amortyzacyjne – wyliczane dla całkowitych nakładów inwestycyjnych J_o – będące kosztem uzyskania przychodu, niestety, nie uwzględniają odsetek (wzór (34)). Obok odpisów amortyzacyjnych kosztem są jedynie odsetki od kredytu i opłaty za jego pozyskanie (oczywiście z wyłączeniem odsetek i opłat za nieterminowe realizowanie zobowiązań). Odpisy amortyzacyjne powinny więc dotyczyć tylko nakładów własnych J_{wt} i należałoby je wyliczać według stopy, zgodnie ze wzorem (29), a dla nakładów kredytowanych J_{kre} obok odsetek – wzór (31) – kosztem mogłyby być wówczas rzeczywiste raty jego spłaty zapisane w umowie kredytowej. Spowodowałoby to równoprawne traktowanie środków pieniężnych własnych i kredytowanych.

Sposób finansowania inwestycji ma decydujący wpływ na płynność finansową w kolejnych latach eksploatacji elektrociepłowni oraz, jak już zaznaczono, na końcowy łączny zysk osiągnięty z jej realizacji.

5. Płynność finansowa

Wartości wskaźników oceny efektywności ekonomicznej inwestycji: $NPV > 0$, $IRR > r$, $DPB < N$ (wzory (1), (16), (22)) informują tylko, że dane przedsięwzięcie gospodarcze jest opłacalne. Niezależnie jednak od wartości tych wskaźników, w przypadku finansowania inwestycji ze środków kredytowanych lub za pomocą leasingu, istotnym wskaźnikiem efektywności ekonomicznej działania przedsiębiorstwa (elektrociepłowni) jest tzw. płynność finansowa, której miarą jest wartość nierówności:

$$S_t - K_{e,t} - F_t - R_t > 0 \quad (36)$$

Zwrot relacji mniejszościowej w nierówności (36) zależy w głównej mierze od czasu trwania kredytu. W przypadku dużych rat R_t (krótki termin spłaty kredytu, ale za to mniejsze w sumie odsetki – koszty finansowe) mogą wystąpić ujemne rzeczywiste przepływy pieniądza

ne, czyli w efekcie brak płynności finansowej. To brak płynności, pomimo ekonomicznej opłacalności działania przedsiębiorstwa, może być powodem jego bankructwa. Analizując efektywność ekonomiczną przedsięwzięcia, po wstępnych obliczeniach, jakimi są obliczenia wskaźników NPV , IRR , DPB , należy wykonać plan finansowania inwestycji. W przypadku, gdy warunek (36) nie jest spełniony, przedsiębiorstwo musi uzupełniać braki środków finansowych poprzez zaciąganie np. krótkoterminowych kredytów, których obsługa finansowa (odsetki i opłaty za jego pozyskanie) pogarsza efektywność ekonomiczną inwestycji. Innym rozwiązaniem jest zmniejszenie rat R_t poprzez wydłużenie czasu n_{kre} trwania kredytu długoterminowego, i/lub wynegocjowanie okresu karencji jego spłaty, co pozwala w tym czasie na zgromadzenie środków finansowych na odroczonej jego spłatę. Konsekwencją tych zabiegów jest jednak zwiększanie kosztów finansowych obsługi kredytu, które w praktyce mogą dochodzić nawet do 100% (choć zazwyczaj koszty te wynoszą od 25 do 50%) całkowitych nakładów inwestycyjnych. Istotnym zadaniem jest więc skonstruowanie optymalnego planu finansowania inwestycji, tzn. takiego, dla którego ostateczny osiągnięty zysk z przedsięwzięcia byłby największy.

Finansowanie inwestycji ze środków własnych, w przypadku, jeżeli wartość NPV jest większa od zera, gwarantuje dodatnią płynność finansową w całym okresie eksploatacji elektrociepłowni.

6. Podsumowanie

W artykule omówiono metody oceny efektywności ekonomicznej decyzji inwestycyjnych dotyczących układów kogeneracyjnych ze szczególnym uwzględnieniem wykorzystania tych metod w przypadkach zastosowania technologii gazowych. Wprowadzenie bowiem nowoczesnych technologii gazowych, zwłaszcza w gospodarce skojarzonej opartej na technologii gazowo-parowej, charakteryzującej się bowiem co najmniej 3-krotnie większym wskaźnikiem skojarzenia niż konwencjonalnych elektrociepłowni węglowych, przynosi wielokrotne korzyści energetycznych i ekologicznych.

Decyzje inwestycyjne są podstawowymi decyzjami długookresowymi mającymi znaczący wpływ na przyszłą kondycję finansową przedsiębiorstw energetycznych nastawionych na osiągnięcie zamierzonych efektów produkcyjnych i usługowych. Tym bardziej, że wymagają one ponoszenia znacznych nakładów, wiążą długookresowo środki przeznaczone na ich finansowanie, przynoszą efekty z pewnym opóźnieniem, charakteryzują się znacznie wyższym ryzykiem. W publikacji przedstawiono podstawowe zagadnienia dotyczące zastosowania przede wszystkim dyskontowych metod oceny efektywności inwestycji, uwzględniających zmianę pieniądza w czasie oraz ujmujących korzyść netto w kategorii przepływu pieniężnego netto. Metody dyskontowe uznawane są za znacznie efektywniejsze kryteria podejmowania decyzji inwestycyjnych niż metody tradycyjne, przy czym metoda wartości zaktualizowanej netto

uznawana jest za posiadającą najmniej mankamentów. W artykule omówiono również, oprócz mlerników oceny efektywności inwestycji, wpływ sposobów finansowania inwestycji na wartość tych wskaźników, a szczególnie na wartość zdyskontowanego całkowitego zysku NPV.

Podjętą decyzję inwestycyjną należy w sposób niezwykle uważny przeanalizować każdy z rozważanych projektów inwestycyjnych dla dokonania ich właściwej oceny i wyboru, uwzględniając przy tym różne elementy tych projektów w tym szczególnie aspekty ryzyka i niepewności zwłaszcza w niestabilnych warunkach gospodarczych.

Literatura:

1. Bartnik R.: *Analiza termodynamiczna i ekonomiczna modernizacji energetyki ciepłej z wykorzystaniem technologii gazowych*, Wyd. Politechniki Łódzkiej, Zeszyt Naukowy Nr 943, Łódź 2004.
2. Brigham E.F., Gapenski L.G.: *Zarządzanie finansami*, PWE, Warszawa 2000.
3. Jaruga A.A., Nowak W.A., Szycha A.: *Rachunkowość zarządcza*, Wyd. Absolwent, Łódź 1999.
4. Rogowski W.: *Rachunek efektywności przedsięwzięć inwestycyjnych*, Oficyna Wydawnicza, Kraków 2004.

5. Rogowski W., Michalczewski A.: *Zarządzanie ryzykiem w przedsięwzięciach inwestycyjnych*, Oficyna Wydawnicza, Kraków 2005.
6. Skorek J., Kalina J.: *Gazowe układy kogeneracyjne*, WNT, Warszawa 2005.
7. Szargut J., Ziębik A.: *Podstawy energetyki ciepłej*, PWN, Warszawa 1999.



Ryszard Bartnik
pracownik naukowo-
techniczny
Instytutu Techniki Ciepłej
w Łodzi



Leszek Szczygieł
dyrektor Środkowo-
zachodniego Oddziału
Terenowego URE
z siedzibą w Łodzi

CENY WĘZŁOWE JAKO MECHANIZM ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM

Janusz Bil

Wstęp

Promowanie konkurencji na wspólnym, europejskim rynku energii skłania do dyskusji na temat możliwości rozwoju międzynarodowego handlu energią elektryczną. W tym kontekście wiele uwagi poświęca się ostatnio zagadnieniu zarządzania ograniczeniami sieciowymi w wymianie transgranicznej. Kwestie te reguluje w szczególności Rozporządzenie (WE) Nr 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej. W rozporządzeniu tym zawarto także kilka podstawowych wytycznych co do organizacji wewnętrznych rynków energii elektrycznej państw członkowskich, przy czym Art. 6 poświęcono w całości ogólnym zasadom zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. W ślad za tym dokumentem ERGEG (Stowarzyszenie Regulatorów Rynku Energii i Gazu) przygotował wytyczne z dnia 18 lipca 2005 r. w sprawie

zarządzania ograniczeniami (*Guidelines on Congestion Management*). Zgodnie z tym dokumentem mechanizm zarządzania ograniczeniami powinien spełniać kilka podstawowych zasad jak: efektywność ekonomiczna, promowanie konkurencji, optymalne wykorzystanie zdolności przesyłowych, przejrzystość reguł, gwarancja bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego i neutralności finansowej operatora systemu.

Przy tej okazji warto przeanalizować sposób i mechanizmy zarządzania ograniczeniami na wewnętrznym rynku w Polsce, jako że zagadnienia te budzą wiele kontrowersji, szczególnie w obecnej sytuacji, kiedy z mocy Prawa energetycznego zasady bilansowania i zarządzania ograniczeniami mają być zatwierdzane przez Prezesa URE. Jest to zarazem szansa na wprowadzenie zmian w obecnych zasadach, które, zdaniem autora, mogą być przyczyną istotnych nieefektywności w funkcjonowaniu całego hurtowego rynku energii. Debata na ten temat,

podobnie jak np. w sprawie podatku liniowego, jest niestety z reguły prowadzona, ogólnie rzecz ujmując, w aspekcie „ideologicznym”. Nie sprzyja to wypracowywaniu rozwiązań merytorycznie najlepszych. W wielu opracowaniach system z cenami węzłowymi wskazuje się jako najbardziej efektywny mechanizm zarządzania ograniczeniami w systemie elektroenergetycznym. Temu zagadnieniu poświęcono niniejszy artykuł. Nie było przy tym moją intencją szczegółowe opisanie zasad konstruowania cen węzłowych, a raczej zabranie głosu w dyskusji w celu szerszego zrozumienia problemu i popularyzacji opłat węzłowych. Diabeł nie jest bowiem aż tak straszny jak go malują.

Stan obecny

Obowiązujący w Polsce system opłat przesyłowych charakteryzuje się tym, że:

- opłaty przesyłowe nie są zróżnicowane terytorialnie (nie zależą od miejsca poboru/wytwarzania ani od odległości),
- wytwórcy nie ponoszą kosztów funkcjonowania systemu, a opłaty przesyłowe alokowane są wprost wyłącznie na odbiorców,
- obowiązują jeden obszar bilansowania w obrębie całej sieci przesyłowej,
- część kosztów ograniczeń jest uśredniana i alokowana na energię dostarczaną odbiorcom końcowym poprzez składnik jakościowy opłaty systemowej (reszta poprzez niezrozumiały system „rozchylonych” cen na rynku bilansującym),
- poziom opłat przesyłowych stanowi nienaturalnie wysoki udział w finalnej cenie energii dla odbiorcy.

Powyższe skłania do nieracjonalnych zachowań uczestników rynku (z punktu widzenia globalnych korzyści) i w efekcie leży u podstaw wielu dodatkowych problemów jak:

- ograniczenie płynności rynku,
- brak zmienności cen w ciągu doby,
- stwarza barierę w rozwoju zasady TPA na rynku detalicznym,
- zakłóca wycenę aktywów wytwórczych i przesyłowych,
- nie stwarza bodźców do zmniejszania ograniczeń,
- nie dostarcza właściwych sygnałów dla wytwórcy i odbiorcy w celu podejmowania optymalnych decyzji operacyjnych i inwestycyjnych.

Cały mechanizm bilansujący jest przy tym skomplikowany i nieprzejrzysty. Sytuację pogarsza fakt, iż znaczna część kosztów wytwarzania energii (związana z kontraktami długoterminowymi) przenoszona jest przez składnik wyrównawczy opłaty systemowej, a więc w postaci jednolitej, płaskiej opłaty nakładanej na każdą konsumowaną jednostkę energii elektrycznej. I choć w ostatecznym rozrachunku to odbiorcy ponoszą wszystkie koszty funkcjonowania systemu, to poprzez odpowiednią strukturę тариф przesyłowych oraz adekwatne adresowanie występującego na rynku ryzyka należy dostarczać uczestnikom rynku właściwych bodźców do minimalizacji kosztów w krótkim i długim horyzoncie

czasowym. Podstawowym zadaniem tarif w warunkach rynku konkurencyjnego jest więc dążenie do takiej struktury cen, która będzie promować efektywne inwestycje w infrastrukturę sieciową i nowe źródła, a także działania zmierzające do minimalizacji kosztów i efektywnego wykorzystania aktywów wytwórczych i przesyłowych.

Ceny węzłowe

Pierwsze opracowanie na temat cen węzłowych, będące rozwinięciem teorii kosztu krańcowego w systemie elektroenergetycznym, zostało przedstawione przez zespół prof. Schweppe z Massachusetts na przełomie lat 70. i 80.¹⁾ W niepublikowanej pracy prof. Schweppe przedstawił również koncepcję tzw. praw przesyłu (ang. *FTR – Financial Transmission Rights* albo *TCC – Transmission Congestion Contracts*), rozwiniętą później przez prof. Hogana. Zmiany organizacyjne i deregulacja jakie nastąpiły w latach 90-tych w Stanach Zjednoczonych i Europie przyczyniły się do kontynuacji prac w tym zakresie. Od ponad 20 lat wiadomo zatem jak optymalnie wyznaczać węzłowe ceny energii elektrycznej, jednak ta wiedza zbyt często była ignorowana przez projektantów rynków energii na całym świecie. Efektywny system cen węzłowych wdrożono m.in. w Nowej Zelandii, Chile, niektórych stanach USA (klasyczny przykład to PJM – jeden z największych na świecie systemów elektroenergetycznych) oraz prowincji Ontario w Kanadzie. Cała zaś Europa przyjęła mniej lub bardziej uproszczone modele rynków, a wiele krajów, w tym Polska, w ogóle nie stosuje cenotwórstwa opartego na opłatach węzłowych czy nawet strefowych. Próba zróżnicowania opłat przesyłowych w węzłach sieci, podjęta przez PSE SA w 2003 roku, nie powiodła się ze względu na opór środowiska energetyków. Spośród rynków europejskich taryfy węzłowe, połączone z bilansowaniem obszarowym, obowiązują na rynku skandynawskim, który uznawany jest za najlepiej funkcjonujący hurtowy rynek energii w Europie.

Chwilowa cena węzłowa (cena 'spot') w danym węźle jest definiowana jako zmiana kosztów w całym systemie elektroenergetycznym wywołana marginalną zmianą obciążenia (poboru lub generacji) w tym węźle. Algorytm ten zwany jest LMP, od angielskiego *Locational Marginal Pricing*. System przesyłowy rządzi się określonymi prawami fizyki, które muszą być uwzględniane w wycenie kosztów przesyłu i określaniu cen energii elektrycznej. Energia elektryczna nie tylko musi być wyprodukowana w określonym źródle, ale także dostarczona do węzła sieci, do którego przyłączeni są odbiorcy energii. Na drodze od węzła wytwórczego do węzła odbiorczego powstają straty przesyłowe, a jeśli dodatkowo występują ograniczenia w zdolnościach przesyłowych to może zająć konieczność ograniczenia produkcji w tanich, ale odległych elektrowniach na rzecz droższych, ale zlokalizowanych bliżej węzłów odbiorczych. Nawet jeśli

1) *Spot Pricing of Electricity*, F. Schweppe, M. Caramanis, R. Tabors, R. Bohn, Kluwer Academic Publishers, 1988.

nie ma ograniczeń, co w praktyce zdarza się niezwykle rzadko, część produkowanej energii jest przeznaczana na pokrycie strat przy jej przesyłce. Te oczywiste zależności powinny być odzwierciedlone poprzez zróżnicowanie cen w różnych węzłach sieci. Jest to informacja (sygnał), że dostawa energii na drugi koniec długiej i przeciążonej linii przesyłowej kosztuje więcej niż do odbiorców położonych w pobliżu źródeł wytwórczych. W ten sposób w cenie węzłowej uwzględniane są: (i) krańcowe koszty wytwarzania energii w źródłach, (ii) straty przesyłowe oraz (iii) dodatkowe koszty wytwarzania wynikające z konieczności uwzględniania ograniczeń w systemie przy doborze składu jednostek wytwórczych pokrywających zapotrzebowanie w węzłach sieci. Różnica między ceną w węźle *i* a ceną w węźle *j* odzwierciedla koszt przesłania dodatkowej jednostki energii od węzła *i* do węzła *j* i tym samym jest miarą krótkoterminowego kosztu transportu.

Stawki węzłowe a grupowe

W literaturze można znaleźć wiele publikacji, w których porównuje się stawki węzłowe i grupowe wskazując zalety i wady poszczególnych rozwiązań. Objętość tego artykułu nie pozwala na pełne omówienie tego zagadnienia. Rozważmy tylko kilka najważniejszych aspektów.

Przeciwnicy cen węzłowych twierdzą, iż ograniczają one konkurencję na rynku. Według nich grupowanie węzłów w jedną lub kilka stref stwarza lepszy fundament dla prostej i nieskrępowanej konkurencji. Kontrargumentem podnoszonym z kolei przez zwolenników cen węzłowych jest to, że system opłat z jedną stawką grupową i wspólnym obszarem bilansowania, obowiązujący obecnie m.in. w Polsce, najczęściej prowadzi do skomplikowanych reguł ustalanych w sposób administracyjny, zakłóca bodźce do efektywnego inwestowania, zmusza do płacenia wytwórcom za powstrzymanie się od produkcji energii, a dodatkowe koszty wynikające z nieefektywności ww. działań obciążają „równo” (są „socjalizowane”) wszystkich uczestników rynku poprzez różnego rodzaju opłaty pobierane przez operatora systemu, mające w istocie charakter „paropodatku”. Ma to zatem, ich zdaniem, niewiele wspólnego z rynkiem konkurencyjnym, a bilansowanie obszarowe stwarza więcej nowych problemów niż rozwiązuje istniejące. W rzeczywistości prawdziwą prostotę osiąga się za pomocą cen węzłowych, w połączeniu z ekonomicznym rozdziałem obciążeń prowadzonym przez niezależnego operatora systemu w oparciu o ceny ofertowe i z uwzględnieniem ograniczeń wynikających z konieczności zapewnienia bezpiecznej oraz niezawodnej pracy systemu. Transakcje zakupu i sprzedaży na rynku bilansującym rozliczane są wówczas po cenach węzłowych, a kontrakty bilateralne między uczestnikami rynku obciążane są kosztami wynikającymi z różnicy cen węzłowych między węzłem dostawy i odbioru. Uczestnicy rynku mogą ubezpieczać ryzyko przyszłych zmian cen w węzłach nabywając instrumenty finansowe w postaci tzw. praw przesyłu. Prawa te mogą być przedmiotem obrotu na giełdzie. Tak działający rynek jest efektywny i wewnętrznie spójny oraz, co ważne, przyczynia się

do bezpiecznego i niezawodnego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Uczestnicy rynku otrzymują zaś realną możliwość wyboru wielu produktów i instrumentów pochodnych, co jest z natury istotą wolnej konkurencji.

Często wskazywaną wadą cen węzłowych jest złożoność takiego systemu. Zwolennicy cen węzłowych uważają jednak, że po bliższym przyjrzeniu się tej kwestii wdrożenie tego systemu nie nastęrcza większych komplikacji. Obawy są więc nieuzasadnione a korzyści wymierne i znaczące. Opłaty węzłowe to nie „czarna skrzynka” – przy określonym rozkładzie odbioru i generacji ceny węzłowe wyznaczą się dość prosto, łatwo jest je uzasadnić a zatem także weryfikować. Każdy student wydziału elektrycznego oraz wszyscy, którzy kiedykolwiek zetknęli się z wyliczaniem rozplywów mocy w sieci zamkniętej wiedzą jak to robić. Z cenami węzłowymi mamy de facto do czynienia nie od dziś, tylko nigdy nie wykorzystywaliśmy ich jako podstawy do transakcji zawieranych na rynku.

W przypadku cen węzłowych najwięcej kontrowersji budzi jednak zagadnienie siły rynkowej wytwórców. Fakt jest, że algorytm LMP nie jest kompletnym rozwiązaniem rynkowym i w określonych przypadkach wymaga dodatkowej ingerencji ze strony regulatora rynku i/lub urzędów nadzorujących funkcjonowanie konkurencji. Algorytm ten pozwala jednak na łatwiejszą identyfikację potencjalnych sił rynkowych w porównaniu z bilansowaniem obszarowym. Jeśli pogrupujemy węzły w jeden obszar wówczas wytwórca posiadający siłę rynkową będzie zdolny wykorzystywać ją w sposób „niezauważalny” (a więc łatwiej), gdyż dodatkowe koszty są uśredniane i alokowane na wszystkich odbiorców. Scarvey i Hogan uzasadniają ponadto, że bilansowanie obszarowe nie likwiduje ani nawet nie zmniejsza możliwości wykorzystywania siły rynkowej przez wytwórców²⁾. Jest to możliwe tylko poprzez rozbudowę sieci i rzeczywistą likwidację istniejących w niej ograniczeń. W konsekwencji, z punktu widzenia możliwości wykorzystywania uprzywilejowanej pozycji w systemie i nadużywania siły rynkowej, ceny węzłowe generują zwykle niższe koszty dla uczestników rynku niż opłaty grupowe³⁾.

Stawki grupowe nie sprzyjają ponadto rozwojowi lokalnej generacji a więc nie promują konkurencji na rynku energii. Dzisiejsze problemy kogeneracyjnych źródeł gazowych wynikają przede wszystkim z nieefektywnego systemu opłat przesyłowych jaki obowiązuje w Polsce, nie zaś z uwolnienia cen w tym segmencie rynku od 1 stycznia 2005 r., dzięki któremu tak naprawdę obniżono, już obecnie nienaturalnie wysokie, opłaty przesyłowe

2) *Nodal and Zonal Congestion Management and the Exercise of Market Power*, Scott M. Harvey and William Hogan, styczeń 2000 r., źródło: <http://ksghome.harvard.edu/~whogan/>.

3) Obliczenia wykonane przez R. Greena dla modelu systemu brytyjskiego w latach 1996/97 szacowały straty ze stosowania cen grupowych zamiast węzłowych na co najmniej 163 miliony funtów rocznie – patrz: *Electricity Transmission Pricing: How much does it cost to get it wrong?*, R. Green, Cambridge Working Papers in Economics, wrzesień 2004.

o kwotę ponad 200 mln zł, tj. o składnik rekompensujący stawki systemowej.

Podsumowanie

W praktyce nie istnieją systemy elektroenergetyczne, w których nie występowałyby ograniczenia sieciowe. Ograniczenia te są pochodną fizyki zjawisk związanych z przepływami mocy w sieciach zamkniętych i są rzeczą jak najbardziej naturalną. Zbudowanie systemu bez ograniczeń byłoby nie lada wyzwaniem, gdyż to nigdy nie jest zasadne z ekonomicznego punktu widzenia. Chodzi raczej o to, aby w możliwie najlepszy sposób zarządzać tymi ograniczeniami przy jednoczesnym zachowaniu bezpiecznej i niezawodnej pracy systemu elektroenergetycznego. Wśród różnych metod zarządzania ograniczeniami ceny węzłowe dają zasadniczo dobre rezultaty. Nawet jeśli nie rozwiązują one wszystkich problemów to przynajmniej należy mieć na uwadze, że mechanizm alokowania kosztów ograniczeń na uczestników rynku powinien spełniać następujące kryteria:

- 1) koszty ograniczeń powinni ponosić ci uczestnicy rynku, którzy je powodują, a najlepszym koncepcyjnie rozwiązaniem w tym zakresie są opłaty węzłowe,
- 2) socjalizowanie kosztów ograniczeń można uznać za poprawne i dopuszczalne tylko w systemach elektroenergetycznych o dobrze rozwiniętej infrastrukturze (połączeniach sieciowych), oraz tam gdzie nie występuje koncentracja odbiorów i wytwórców. Innymi słowy jeśli koszty ograniczeń nie są znaczące

i nie stanowią problemu to nie warto konstruować zbyt skomplikowanych mechanizmów ich alokowania. Tylko w takim przypadku ograniczenia mogą być usuwane przez operatora systemu poprzez tzw. re-dispatching jednostek wytwórczych (z wykorzystaniem ofert redukcyjnych, przyrostowych i ewentualnie umów zawartych z wytwórcami), a związane z tym koszty mogą być uśredniane i przenoszone na energię dostarczaną odbiorcom końcowym. Nie można uznać, że te warunki są spełnione w polskim systemie elektroenergetycznym.



Autor jest członkiem Zespołu Ekspertów ds. Współpracy Europejskiej przy Prezisie URE



Elektrownia Wodna Żur

THE WAYS OF MEETING FUTURE EU'S SO₂ NO_x AND DUST EMISSION TARGETS BY POLISH ENERGY SECTOR WHILE KEEPING THE ENVIRONMENTAL, SOCIAL AND ECONOMICAL EQUILIBRIUM

Artur Wyrwa

Abstract

The article presents the current status of the energy sector with respect to the existing and forthcoming environmental regulations. The possibility of achieving the SO₂ and NO_x LCP emission targets set by the Accession Treaty is questioned. Furthermore, high-cost flue-gas treatment system investments for the very old power and heat plants are to be disputable, taking into account the alternatively big emission reduction potential that exists in the domestic sector. The paper describes the EU CAFE programme. Some basic calculations using the POLAIR 3D atmospheric dispersion CTM model and integrated assessment model RAINS are made and discussed.

1. INTRODUCTION

Poland is a coal-based country, which currently uses 52% of hard coal and 13% of lignite as primary energy. Due to the large reserves¹⁾ coal will still remain the main primary energy fuel for power production in the next 10 to 20 years. As a result Poland is the largest SO₂ emitter in Europe with also significant emissions of other pollutants like NO_x, dust or mercury. In this respect, the EU LCP Directive, imposing tough standards on SO₂, NO_x, and particulates emissions constitutes a major financial challenge for the development of the energy sector. At the same time, large amount of coal is used in Poland for direct consumption and industrial processes. The adoption of the relevant environmental targets will require substantial expenditures²⁾. These will need to be at least partially integrated into the energy price, while people already are in fuel poverty situation, spending on average more than 10% of their income to meet their energy needs.

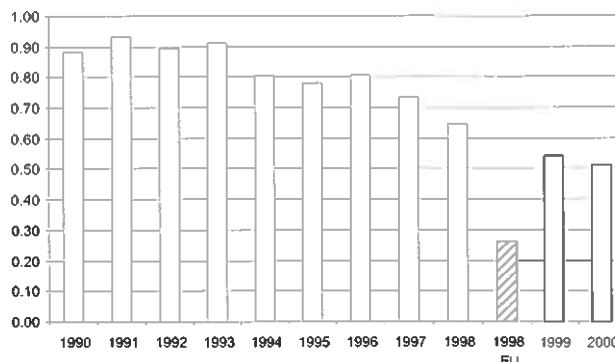
2. POLISH ENERGY SYSTEM

With generation capacity of ca. 34 GWe Polish power system is the largest in Central and Eastern Europe.

- 1) Poland has total coal reserves of close to 30 000 million tonnes, of which around 3000-4000 million tonnes are currently or shortly to be operational.
- 2) The cost of reducing SO₂, NO_x emissions from LCP sector is estimated at over € 10 billion (ENERGETYKA, Special Edition No IV, 2004).

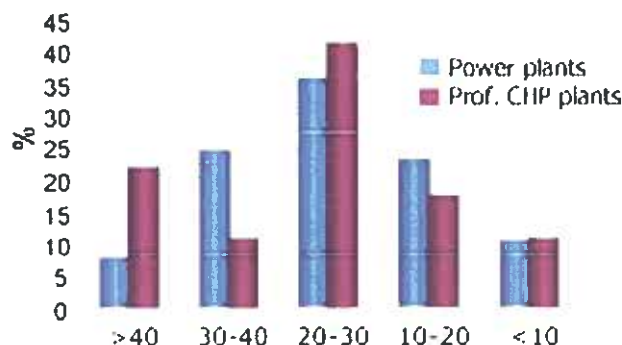
According to the latest national scenarios the domestic consumption of final energy in 2025 is to increase by 48-55%. The current annual electricity production of 140 TWh is to grow in 2025 by 80-93%. Despite the huge progress made in the last decade in increasing the energy productivity (figure below), the energy intensity still remains approximately twice as high as the current level in the EU-15 countries.

Figure 1. Primary energy intensity of GDP in Poland [kgoe/000\$], (Source: [1])



One should bear in mind that most of the existing power and heat plants are more than 30 years old and will require complete replacement or overhaul over the coming twenty to thirty years [2].

Figure 2. Age of power plants in Poland (Source: Energoprojekt)

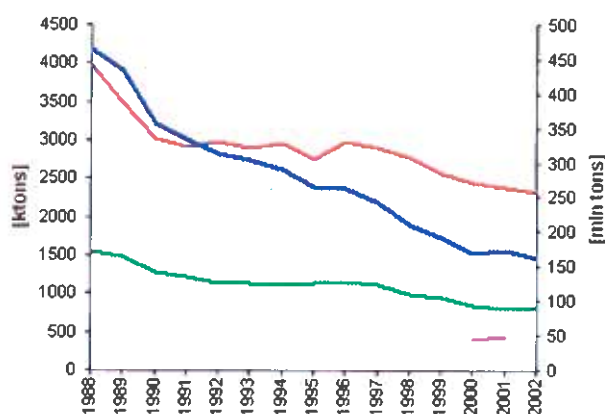


Having still the overcapacity Poland may soon face lack of energy production capacities due to the approaching tough environmental regulations.

3. POLLUTION – STATE OF ART

Polish energy sector faces a huge financial, technical and organizational challenge to adopt itself to aforementioned environmental standards. The major efforts to decrease emissions of GHG and air pollutants, which have been made since the collapse of heavy industries in early nineties, has led to a significant decrease of emission of all pollutants (see Fig. 3)

Figure 3. Total historical emissions of SO₂, NO₂, dust [thousand tons] and net CO₂ [mln tons]. [Source: National Emission Centre]



This notwithstanding, Poland is still the largest SO₂ emitter in Europe with significant emissions of other pollutants like NO_x. With the total national SO₂ emissions above 4 million tonnes per year in 1980ies, the main contributor, Silesia was one of the most polluted places in the world. Unfortunately, this region still remains one of the most polluted places in Europe as presented at the figure below.

Figure 4. SO₂ concentrations [µg/m³] over Poland at a ground level. January 2001 (Own calculations with POLAIR3D model [3])

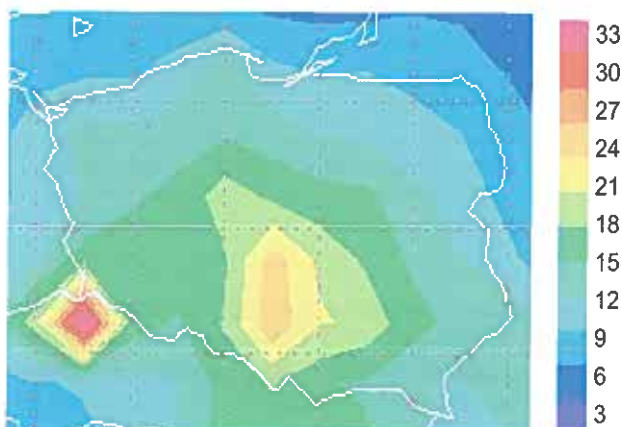
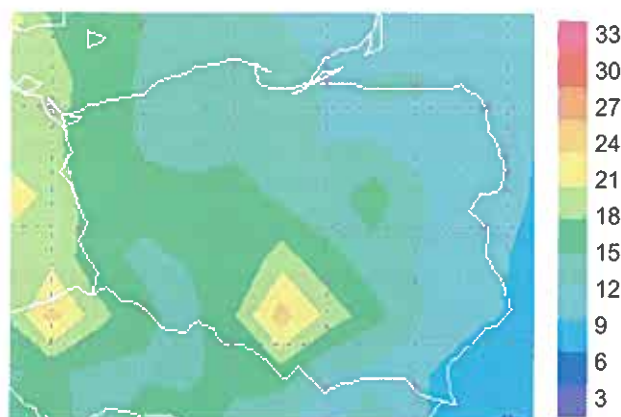


Figure 5. NO₂ concentrations [µg/m³] over Poland at a ground level. January 2001 (Own calculations with POLAIR3D model)



4. ENVIRONMENTAL REGULATIONS

Emission reduction targets set by the Geneva Convention on Long-Range Transboundary Air Pollution (UNCLRTAP) and UN Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), which have been ratified by Poland, as well as EU regulations concerning air quality³⁾, as mentioned above, strongly affect the development of the Polish energy sector. The 8th protocol of UNCLRTAP introduced in 1999 in Gothenburg, simultaneously addressing acidification, eutrophication and ground-level ozone set for Poland emission ceilings for 2010 at the level of 1397 thousand tons for SO₂, 879 thousand tons for NO_x, and 468 thousand tons for NH₃. These emission ceilings have been incorporated and even tightened in the corresponding EU regulations, notably 2001/81/EC NEC Directive (for Poland the ceiling has remained at the same level as in the Gothenburg Protocol). However, the biggest impact on the Polish energy sector comes from the 2001 version of LCP Directive, which addresses the emission limit values for NO_x, SO₂ and dust for the combustion plants (existing and new) with the rated thermal input equal or greater than 50 MW_{th}. More specifically, the commitments that Poland has made in the Accession Treaty as regards the LCP (see table below), seem to be unreachable taking into account, inter alia, the associated social aspects.

Table 1. Emission ceilings of Accession Treaty for all combustion plants pursuant to LCP Directive [ktons/year]

Pollutant	2008	2010	2012
SO ₂	454	426	358
NO _x	254	251	239

3) Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from Large Combustion Plants (LCP).

Directive 2001/81/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on National Emission Ceilings (NEC) for certain atmospheric pollutants.

Such big cuts in SO₂ and NO_x emissions would cost over 10 billion EUR up to 2015 and would result in an increase of electricity price by more than 20% [4].

One should bear in mind, however, that the current European legislation concerning air quality is being revised. A comprehensive legal framework, Clean Air For Europe Program (CAFE) will set a new environmental objectives and new requirements for emission control from specific sources, inter alia, large combustion plants.

5. CLEAN AIR FOR EUROPE

The CAFE programme has been launched to provide a technical analysis and policy development which will lead to the adoption of a thematic strategy on air pollution under the Sixth Environmental Action Programme by mid 2005 [5]. It should be highlighted that the new environmental objectives developed in the process are to be achieved by, i.a., development of new legislation and amendment of existing legislation, where appropriate. A central step is assessment of the likely future baseline development of air quality, as it can be expected to evolve from the envisaged evolution of anthropogenic activities taking into account the impacts of the presently obliging legislation on emission controls. The tool used to provide such an integrated assessment analysis is the Regional Air Pollution Information and Simulation (RAINS)-model [6]. RAINS comprises modules for emission generation (with databases on current and future economic activities, energy consumption level, fuel characterizations, etc.), modules for emission control options and cost, for the atmospheric dispersion of pollutants and for an environmental and health impacts. Recently, IIASA has submitted to the European Commission the final baseline and policy scenarios for the CAFE programme. Each scenario in RAINS is built based on:

- future energy development assumption (this mostly depend on the climate policy option e.g. "climate policy" (CP) scenario – assumes for the year 2020 the carbon price of 20 €/ton CO₂ and achieving stabilization of the EU-25 CO₂ emissions in 2020 compared to 2000 compared to 2000 (as produced by the PRIMES energy model⁴⁾), "baseline without climate policies" (BL) – adopts the baseline energy projection of the 'European energy and transport – trends to 2030' outlook of the DG TREN (CEC, 2003) as a starting point and does not assume any further climate measures beyond those already adopted in 2002, an "illustrative climate" (IC) – assumes the carbon price of 90/ton CO₂ in 2020 and results in a reduction of the EU-25 CO₂ emissions by 20 percent),

4) The PRIMES model is a partial equilibrium model for the European Union energy system developed by, and maintained at, the National Technical University of Athens, E3M-Laboratory led by Prof. Capros. It is a general-purpose model conceived for forecasting, scenario construction and policy impact analysis. It covers a medium to long-term horizon.

- legislation, e.g. "current legislation" (CLE) assumes the implementation of all present emission-related legislation e.g. for SO₂, the LCP and IPPC Directives, Directive on the sulphur content in liquid fuels, Directives on quality of petrol and diesel fuels and the national legislation and national practices (if stricter) [7],
- and emission control options, e.g. "maximum feasibility reduction" (MFR), assumes full implementation of the presently available most advanced technical emission control measures in 2020.

Based on the aforementioned scenarios, the analysis has been made by the author for Poland, revealing the costs of achieving different SO₂ and NO_x emission levels in the next twenty years, as presented in the Fig. 6, 7.

Figure 6. Total Polish SO₂ emissions [ktons]

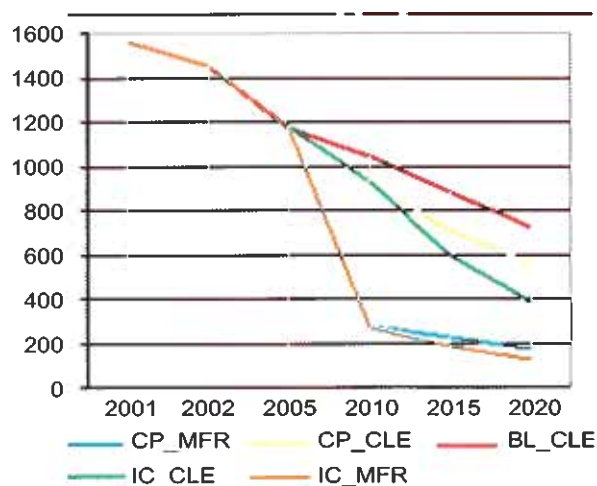
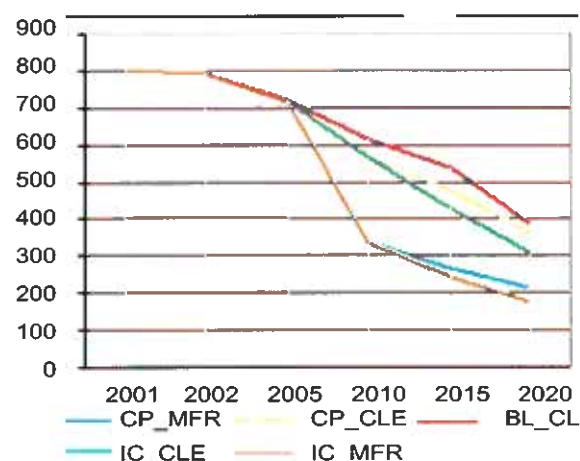


Figure 7. Total Polish NO_x emissions [ktons]



As one can see implementation of the most advanced technical emission control could result in the decrease of the total emissions of SO₂ and NO_x to the level of 124 – 166 thousand tons and 177 – 209 thousand tons in 2020, respectively. For the same year *the current policy*

and legislation scenario leads to the total emissions of 553 and 364 thousand tons for SO₂ and NO_x respectively. The limited potential of NO_x reductions (in comparison to SO₂) is explained by the expected increase of NO_x emissions from transport. Additionally, the majority of professional power and heat plants in Poland have been already equipped in the 90's with primary measures to reduce NO_x emissions, contrary to the de-sulphurisation installations. Obviously, each scenario is associated with a different cost.

Table 2. Total SO₂ abatement costs [MEuro/year]

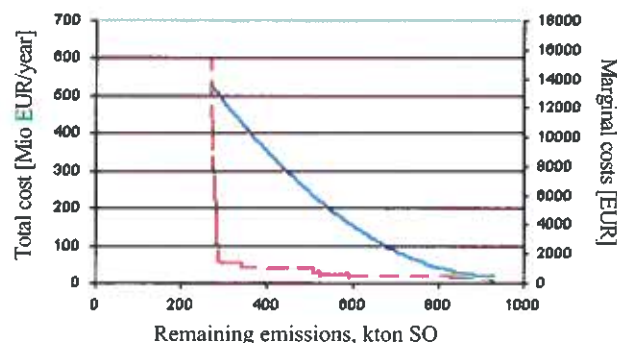
Scenario	2000	2005	2010	2015	2020
IC_CLE	599	761	853	770	613
CP_CLE	599	761	853	896	895
IC_MFR	599	761	1436	1248	970
CP_MFR	599	761	1436	1460	1453

Table 3. Total NO_x abatement costs [MEuro/year]

Scenario	2000	2005	2010	2015	2020
IC_CLE	298	576	1093	1663	2130
CP_CLE	298	576	1093	1712	2353
IC_MFR	298	576	1685	2405	2964
CP_MFR	298	576	1685	2504	3248

As one can expect, the more tight the emission limits are, the higher is the cost to achieve them. As mentioned above majority of professional power and heat plants in Poland have been already equipped in the 90's with primary measures (mainly combustion modifications) to reduce NO_x emissions. As a result further NO_x emission reduction will require more costly emission control technologies (e.g. selective catalytic reduction (SCR) or selective non-catalytic reduction (SNCR) or combined measures). It is worth to underline the impact of the carbon price on the total cost. The increase of the carbon price up to 90/ton make it possible to reach in 2020 SO₂ emission level of 613 thousand tons at a relatively low cost in comparison to other scenarios. RAINS also enables one to create a so-called reduction cost curves for a chosen scenario. Such cost curves define, for a given year, the potential for further emission reductions, beyond the selected initial level of control and estimate the minimum costs of achieving them. This is illustrated in Fig. 8 for climate

Figure 8. Reduction cost curve for climate policy-current legislation (CP_CLE) for 2010

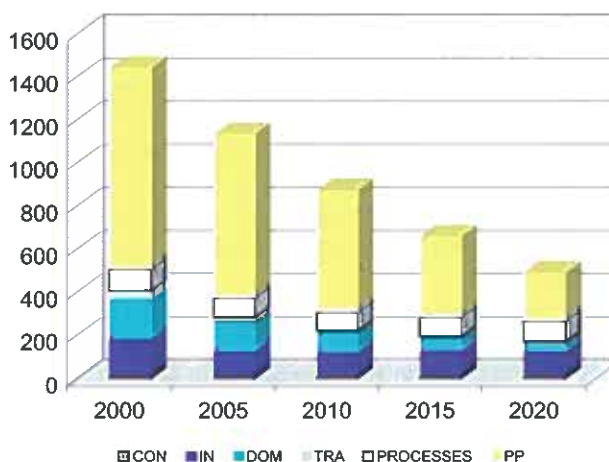


policy-current legislation (CP_CLE) for 2010 (the red line represents the marginal reduction costs, which relate the extra costs for an additional measure to the marginal abatement of that measure (compared to the abatement of less effective option), the blue one addresses the total abatement costs).

6. EMISSIONS FROM LCP AND SCIS

When one looks at the contribution of the individual sectors to the overall SO₂ emissions in particular (the situation with NO_x emissions is quite similar, despite the bigger contribution of NO_x emissions from transport), it could be easily seen that power and district heating plants (PP) contribute the biggest share.

Figure 9. Total emission of SO₂ [ktons] for climate policy-current legislation scenario

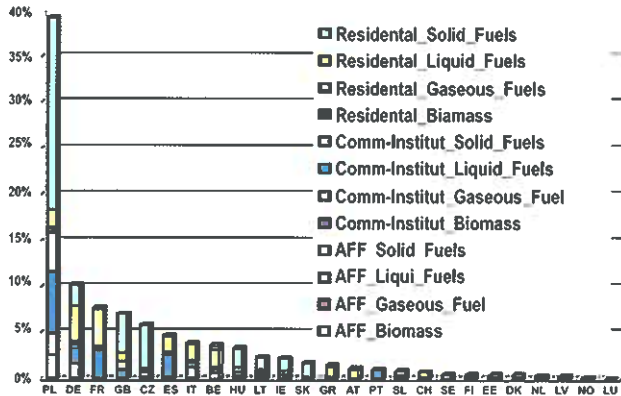


The second biggest contributor is the domestic sector (DOM). Emissions of SO₂ from industry (IN), (including combustion in boilers and other combustion), are also significant. SO₂ emissions from other sectors, notably transportation (TRA), fuel conversion other than power plants (CON) or industrial processes (PROCESSES) are relatively small. One should note, however, that the estimates obtained with the RAINS in regards to emissions from domestic sector (DOM) differs from those obtained in other studies. As an example, according to the Final Report for DG Environment made by AEA Technology [8], the SO₂ and NO_x emissions from the domestic sector in Poland in 2000 were estimated at the level of approx. 299 and 101 thousand tons, respectively, whereas in RAINS the corresponding values were 180 thousand tons for SO₂ and ca. 55 thousand tons for NO_x. Moreover, it should be noted that, the PP sector in RAINS is thought to include some plants below 50MW_{in} (which are expected to be a small fraction of the total). As a result, the contribution of the domestic sector to the total emission in Fig. 9 seems to be underestimated.

It should be highlighted that emissions from small combustion installations (SCIs) are considered to be a very important source of emissions in Poland. As shown in the SO₂ Fig. below, Poland clearly dominates the Eu-

ropean non-industrial SCI emissions of SO₂, accounting for approximately 40% of the total.

Figure 10. SO₂ emissions (2000) from non-industrial SCIs by country (as percentage of overall European non-industrial SCI emissions) [8]



This is primarily due to the large quantities of coal used, in particular, in the residential sector. It should be noted, that emissions from SCIs come mainly with the low stacks, what in comparison to LCP plants where the usual stack's height is above 100 m is expected to have much greater negative impact on the local air quality and human health.

7. CONCLUSIONS

With the planned decommissioning of a significant number of LCP units in the near future, one may question whether incurring high capital costs of flue gas treatment systems (FGTS) to fulfill the LCP Directive does make an economic sense. In fact, it may even turn out to be counterproductive, taking into account the limited financial resources. Indeed, promotion of fuel conversion in the non-LCP sector, which currently uses more than 20 million tons of coal annually without any FGTS, from coal to gas or biomass (where appropriate), may have a better air quality impact. This also applies to transformation of district only heating systems to CHPs to globally make the total heating system more efficient.

These key issues should be brought up for the discussion with the Polish government. The specific Polish conditions should be stressed and presented to the EU Commission, especially taking into account the new environmental targets and associated legislation, which would be soon adopted. Furthermore, one is lacking a more precise country-oriented, integrated assessment studies, which would provide guidance to optimally allocate the public funds to support environment protection investments with consideration of environmental, social and economical aspects. To fill the niche a group of scientists from Polish universities together with EDF experts have undertaken the study to compare the local, regional and transboundary effects of investing into emission reduc-

tion within LCPs and SCIs. In the first step the study will be concentrated on south of Poland, where most coal is burned today. Results of the study will be published in another papers.

Acknowledgements

I would like to express my gratitude to Electricite de France (EDF) for giving me the opportunity to realise my R&D environment protection programme for the Polish energy sector.

In particular, I acknowledge the POLAIR 3D modeling team of the joint EDF-ENPC Laboratory in Paris and the EDF Polska Environment Workshop for giving me professional advice. I also thank Prof. Louis Jestin from EDF Polska for guidance and advice and to Prof. Adam Gula from AGH UST for fruitful conversations. Finally, I would like to thank Miss Beata Sliz and Mr. Guillaume Wolf for valuable technical assistance.

Literature:

1. *European Union Energy & Transport in Figures 2001*, European Commission in co-operation with Eurostat.
2. L. Jestin, *Polish Power to 2030*, Energetyka, Special Edition no. IV, 2004.
3. J. Boutahar, et al., *Polair 1.3 3D chemistry-transport model*, CERECA – ENPC Lab., 2004.
4. L. Jestin, *A contribution to the preparation of new long-term Polish Energy Policy*, Energetyka Special Edition no. V, 2004.
5. *The Clean Air for Europe (CAFE) Programme: Towards a Thematic Strategy for Air Quality*, COM (2001) 245 final.
6. M. Amann, *The RAINS model. Documentation of the model approach*, prepared for the RAINS peer review 2004.
7. M. Amann, et al., *Baseline Scenarios for the Clean Air for Europe (CAFE) Programme*, Final Report, February 2005.
8. AEAT/ED48256/Final Report Issue 2, *Costs and environmental effectiveness of options for reducing air pollution from small-scale combustion installations*, November 2004.

Artur Wyrwa

graduated in Economy of Fuels and Energy from AGH University of Science and Technology in Krakow with M.Sc Eng. degree. Since 2003 a research assistant at the Faculty of Fuels and Energy of AGH UST. An author or co-author of above 30 publications in the areas of renewable energies, energy efficiency and climate change. He is the leader of the project *Optimizing Environment Protection Investments of EDF Polska Companies to meet the Sustainable Development criteria*, which is being developed in the framework of EDF – Polish Universities R&D Collaboration Platform.

IMPLICATIONS AND RECOMMENDATIONS FOR RESTRUCTURING OF ELECTRIC POWER DISTRIBUTION

Mariusz Przybylik

Abstract

The topic of this paper is highly debated during ongoing restructuring processes of the electricity sector. The electricity sector is being liberalized in many countries all over the world including EU countries. Changes are visible in every area of the sector but for the electricity consumers the most noticeable is the change in electric power distribution. It is argued in the paper that the distribution companies should be restructured according to a sequence of steps. First, they should segment their functions into separate companies. In the later stage specialized parts should look for optimal sizes of their activities in the process of mergers and acquisitions. Arguments for both segmentation and consolidation are presented in the paper. Then, it is argued that the restructuring process should be conducted in the recommended sequence of steps. At the end of the paper it is presented how the electric power distribution was structured in Poland in the last years and how the process should continue according to recommendations included in the paper.

1. Objective of the paper

The objective of this paper is to propose a way of restructuring electric power distribution in Poland. Recommendations for restructuring will be presented with the consideration of legal requirements and objectives defined by Polish and EU institutions. The main thesis is that there is a need for a sequence of certain steps in the process of restructuring electric power distribution. Activities in the process will lead in the first stage to segmentation of distribution companies along the value chain and later to consolidation of specialized parts. To verify the thesis it will be presented how companies are motivated to segment their activities. Then, it will be shown that companies in electric power distribution should be also interested in exploiting economies of scale through further consolidation. Finally, it will be argued that the segmentation of the companies should be done before consolidation of specialized parts. It is important to note that the continuation of the restructuring process of electric power distribution in Poland is not limited by changes already done.

EU directives influence the restructuring process in all member countries. Thus, the requirements included in the directives will shape electric power distribution also in Poland. As a result the growth of competition is expected. In order to keep up with new competitors distribution companies will be forced to improve efficiency. Some

experts say that the only method to face the competition is to strengthen electricity companies through vertical and horizontal consolidations. Moreover, it will be easier for bigger players to attract investors willing to finance expected big investments in the sector.

Privatization in the entire electricity sector also influences the structure of electric power distribution in Poland. Guidelines of the Polish government for the process were changed many times and there is no clear strategy to continue it. However, the continuation of the privatization process is one of preconditions required to establish competition in the sector. So far most privatization transactions were concluded in electricity generation.

In electricity power distribution the Ministry of the State Treasury has sold only two companies: STOEN and Górnośląski Zakład Energetyczny (GZE). The Polish government planned to privatize remaining distribution companies through initial public offering [25]. Unfortunately, the schedule of the privatization of electricity power distribution companies is still unknown. The aim of the Ministry of Treasury is to privatize the companies after their value is increased and preferably after the consolidation process is finished.

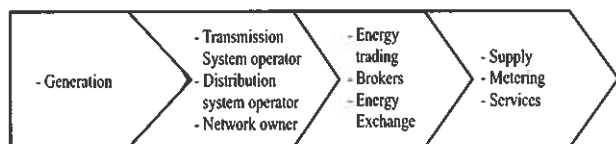
2. Restructuring based on the value chain

The process of restructuring electric power distribution in Poland is not finished yet. A question arises how the process should be continued and what objectives should be targeted. Supporters of the free market reckon that first competition should be introduced and consolidation itself should be left to market forces and distribution companies [27]. On the other hand some industry experts argue that the earlier consolidation will make distribution companies more effective and capable to compete with companies from other EU countries.

More and more researches are indicating that electric power distribution should in the first step be separated along the value chain. This statement is based on the need to fulfill the legal requirement for unbundling at least the network business from electricity supply [9]. Many distributors may go even further and unbundle other functions in the search for benefits from specialization. Specialized in a narrow value chain area companies will be motivated to look for optimal size through mergers, acquisitions and cooperations. The optimal size of companies will vary depending on the value chain area [16]. Experts in the European Union based on similar arguments when they wrote the electricity directive that requires unbundling

of distribution companies. Fulfillment of the requirements included in the EU directives should be a precondition in the restructuring process of electric power distribution in Poland. Figure 1 shows an example of segments in the electricity sector value chain.

Figure 1. Elements of the value chain in the electricity sector (own source)



3. Motivation to segment companies in electric power distribution

There is a number of reasons to separate different functions of distribution companies. First, there are the requirements of the directive 2003/54/EC to separate a distribution system operator from a supply function [9]. Additionally, separation of other company functions could result in an increase of productivity through specialization of separated parts. Outsourcing of services could be done in the following areas: metering, invoicing, accounting, IT and others. Outsourced services could be performed by service centers dealing with many clients. Thanks to the specialization and a bigger customer base service centers could perform at lower cost comparing to the cost of internal departments within distribution companies. Service centers could be used by both the system operator and the supply part and in the same time fulfilling the requirements of the EU directives. The separation of the different functions in distribution companies could support the introduction of competition on the Polish energy market. Thus, the efficiency of separated and specialized units could be also increased. The last point is essential to comply with objectives of EU and Poland.

3.1. UE directives and Polish Energy Law

The liberalization of electricity and gas markets is one of main targets of European Union. The energy directives include requirements that will lead to the liberalization through demonopolization of concerned sectors and the introduction of competition. A big part of provisions in the energy law in Poland is based on the EU directive 2003/54/EC and the regulation 1228/2003. The directive 2003/54/EC replaced the directive 96/92/EC concerning the structure of the electricity sector and the non-discriminatory access of third parties to the transmission and distribution networks [9]. The regulation 1228/2003 describes rules of the energy trading and transmission between UE countries [26].

One of the main requirements included in the directive 2003/54/EC is unbundling of the system operator and the supply function [9]. The similar requirement is included in the new Polish Energy Law. Unbundling concerns distribution companies in the following aspects:

- Accounting,

- Organization,
- Legal.

Accounting unbundling requires separating accounting for unbundled parts. All distribution companies must comply with this requirement no matter how big they are. Companies ought to keep separate accounts for the system operator and for the supply part. Costs have to be separately allocated among unbundled parts in a transparent way.

Organizational unbundling means that the system operator and the supply part should be independent as far as the decision-making process and organization relationships are concerned. Both parts should be managed separately. Employees of the system operator must not have any influence on decision-making process in the supply part and vice versa. The provisions of the directive on management separation require first of all that the management staff of the network business does not work at the same time for the supply/production company of the vertically integrated company. Essential part of the organizational unbundling is the preservation of confidentiality. Commercially sensitive information cannot be exchanged between unbundled parts.

Legal unbundling means that a network business should be conducted in a separate from other functions company. All other activities can be operated in another company. Network operators may choose any legal form of a company that is allowed for this kind of business. Moreover, the network operator does not have to own assets.

Besides, there are more and more opinions that distribution companies should be a subject to ownership unbundling [5], [6], [28]. The above requirement is not included in the energy directives but may be introduced if the existing directives do not stimulate competition in the electricity sector of UE countries [10], [20].

According to the electricity directive all the distribution companies should have implemented already accounting and organizational unbundling, whereas legal unbundling will be required from July 01, 2007. One of the aims of unbundling is to separate the monopolistic part from the nonmonopolistic one and to enable third party access to distribution networks. Only companies that distribute electricity to less than 100000 customers may be excluded from the legal and organizational unbundling. Although the requirement of legal separation of the supply part and the network operator will be required in year 2007, distribution companies ought to take it into account during the process of accounting and organizational unbundling.

The separation of the system operator from the supply part will not result in an increase of company efficiency. One may expect even an opposite result. Thus, an increase of operating costs is expected since some activities may be doubled. In order to meet the requirement of the confidentiality preservation, tasks such as metering, invoicing, and customer service must be performed separately and independently in unbundled parts. However, unbundling is necessary in order to enable third party access

to distributions networks and to introduce competition in the electricity sector.

3.2. Tendency to increase of company efficiency

After the separation of the system operator and the supply part a new question arises: how to perform tasks, which results may be needed by both parts. Tasks such as metering, invoicing, customer service ought to be performed independently as far as the system operator and the supply parts are concerned. Performing the tasks independently would mean doubling them. In order to increase the efficiency, companies have the opportunity to outsource the above tasks. Metering, invoicing, customer servicing could be bought from external professional service centers. The same service company could serve both the network system operator and the supply part without breaking regulations. Additionally to activities related to core business distribution companies perform many other tasks. Outsourcing of non-core business activities such as accounting, maintenance, and IT to external companies may improve the efficiency of distribution companies. There is no doubt that professional company performing accounting or IT services can perform the tasks at lower cost than an electricity distributor. Thus, distribution companies aiming to increase efficiency may focus on their core business, and outsource other activities.

3.3. Introduction of competition in electric power distribution

One of the objectives of the energy policy in EU is to introduce competition in the energy sector [17]. This is also a crucial part of the energy policy of the Polish government [23]. Competition in electric power distribution may further develop thanks to the following measures: third party access, unbundling, freedom to choose an electricity supplier [22].

Unbundling and strong regulation may boost the competition through enabling access to the distribution network to all energy trading companies on the same conditions. A higher number of companies operating in electric power distribution could be an additional element supporting the development of competition. Experts say that competition could be introduced faster in a sector with the low level of concentration, which means a sector with a high number of players [8] [11]. It is not the most important condition to implement competition. In the United Kingdom the level of competition is one of the highest in Europe although the number of distribution companies is less than nine [7]. Competition in electric power distribution can motivate companies to increase their efficiencies. The efficiency resulting from the synergy effects between merging companies is only a small part of all possibilities to increase efficiency in individual companies. In the first step companies ought to increase the efficiency. In the next step they could achieve additional gains from mergers and acquisitions [12].

4. Motivation for consolidation

A number of arguments is used to support the ongoing consolidation process in electric power distribution in Poland. One of the most often used arguments is the increase of efficiency of merged companies through exploiting the economies of scale. Many economists agree that economies of scale in distribution companies really exist until a company reaches a minimum effective scale. It means that endless consolidation of companies would not cause the endless efficiency increase. There is a particular size of a distribution company, with which average cost reaches its minimum. Efficiency will increase up to that point and after crossing it the efficiency will stabilize or even decrease. Another argument given by consolidation supporters is a potential increase of negotiation power as a result of larger volumes of electricity purchased and sold. This power could be used for negotiating better purchase contracts for electricity and products needed for functioning of companies. This could consequently lead to the increase of the company value. This argument is very important since most distribution companies will be privatized and their higher value would mean bigger income for the Ministry of Treasury. Also important is the argumentation of experts saying that consolidation will allow easier access to financial funds needed for investments in the electricity sector. Some experts even claim that without consolidation, either horizontal or vertical, any major investment in Polish energy sector will not succeed [14].

4.1. Size and the company efficiency

One of arguments supporting consolidation processes of distribution companies is that efficiency increases along with the size of companies. This happens until a company reaches a minimum effective scale. In order to verify the statement, one should choose a proper sample of distribution companies and check whether the minimum effective scale actually exists and hasn't been yet reached by distribution companies.

In available researches different definitions of size and efficiency of companies are used. The most often used indicators for determining the size of distribution companies are a number of customers, sales, a length of distribution lines and a number of transformers. When talking about the company size in the context of consolidation, we would expect the growth in all above-mentioned factors. The increase in number of customers with all other factors constant will probably increase the company's efficiency, however it will not be a result of consolidation but only of improvements in new customers acquisition in a company with an unchanged structure. Of course when analyzing the influence of the consolidation process we mean the impact of a change in size of companies that results from merging and not from rationalization of actions in single companies. Such an approach is most useful when analyzing effects of scale in the process of shaping the structure of electric power distribution.

Efficiency is also defined in many different ways. Some experts measure it using average cost and others use complicated econometric models. When analyzing the relationship between efficiency and the company size the important challenge is comparability of companies. Higher average cost of a company doesn't have to mean lower efficiency but can result from more difficult conditions, in which this company operates. Out of two companies of the same size, one operating mainly in highland and woody area and second in lowland, the former will have much higher network maintenance costs and thus probably higher average cost.

Results of researches on relation between the size and the efficiency of Polish distribution companies have not been published. Such researches would surely contribute to a better recognition of the situation in electric power distribution and could help solve a problem how to restructure the sector. Outside of Poland interesting studies were conducted by Eurelectric in Europe [15] and Kwoka in the United States [16]. According to Eurelectric's research big distribution companies only outperform medium and small sized companies by a few percent. According to Kwoka, there is an optimal size of a distribution company, by which average cost is the lowest. Additionally, as Kwoka claims, the optimal company size is far smaller for supply function than for the network business [16].

One of the objectives of Eurelectric's research was to conduct a comparative analysis of performance of European distribution companies. The analysis concerned only operating costs and was conducted only for network business excluding retail and supply. A number of European companies took part in the study. In order to make data comparable many corrections were made. Surprisingly, for many experts, the results show only a small difference in efficiency of small, medium and large companies [15]. It could mean that large distribution companies are not fully exploiting economies of scale. On the other hand, according to Eurelectric, small companies could match big ones in terms of efficiency when former apply the

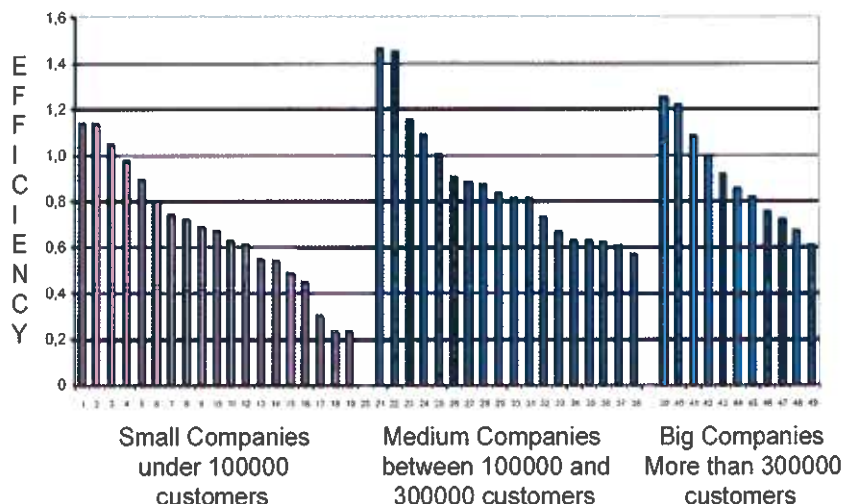
best practices used in best small distribution companies. Eurelectric's experts noticed also that the efficiency of large companies is more even than in efficiency of small companies. It could be a result of a higher risk, to which smaller companies are exposed. Investment expenditures were not included in the calculation. However, investment expenditures usually constitute a large source of economies of scale. Investments would be spread among higher number of customers and would lower the unit average cost for big companies. Therefore, the difference in efficiency between big and small companies could be larger. Figure 2 shows the efficiency indicators for companies surveyed in the Eurelectric's research.

More extensive research conducted by Kwoka studied the relation between the sizes of selected distribution companies in United States and their costs. The objective of the research was to develop recommendations for restructuring electric power distribution in the United States. The analyzed data were collected at companies distributing more than 90% of electricity in the United States. The following characteristics were used as determinants of the company's size: number of customers, sales of energy and length of distribution lines. Kwoka examined the relation between the size and the efficiency for whole companies and separated network and supply parts. The results show clearly that the lowest average cost is achieved at 1230000 customers [16]. For bigger companies the efficiency slightly decreases along with the increase of the number of customers.

4.2. Size and the market power

Many supporters of consolidation in the electricity sector indicate that this process can lead to an increase in market power of consolidated companies and in consequence to the growth of their value. The increased market power can be used to influence other market participants: suppliers, customers, and the regulator. It gives an opportunity for negotiating lower purchase prices of electricity from suppliers and increasing sales prices for customers. Stronger companies may have bigger

Figure 2. Efficiency indicators for distribution companies divided into three groups by size (source [15])



influence also on the regulator. Thus, the company size can positively influence the market power and therefore its investment attractiveness. A strong distribution company could negotiate better electricity purchase conditions: lower prices, better payment terms and contract flexibility. Better commercial terms can be negotiated also for purchases of other goods such as fixed assets.

These possibilities, in the case of the lack of a strong regulation, can be automatically converted into increased profits [13]. Such companies would be more attractive for potential investors and at the same time their value would be higher than the sum of values of separated companies before consolidation. The majority of investors valuates companies on the basis of expected future cash flows, which would be higher for companies with an increased market power. The risk of consolidated companies should be lower than the risk of small companies. It would favorably influence discount rate used for valuation. On the other hand one should also remember that consolidated companies create liabilities towards many participants of the process such as employees and the State. Those liabilities in an obvious way decrease company's value because potential investors will have to pay for them [4]. An open question remains whether the value increase after consolidation could compensate for the cost of liabilities created during the process. The answer for this question could vary for different cases.

4.3. Size and investments

Experts in the electricity market reckon that the electricity consumption will grow in Poland in the coming years [18]. Additionally, new generation units will have to replace units closed because of their bad technical conditions and tighter environmental requirements. It is estimated that in Poland within the next few years installed capacity of 1200 MW will be withdrawn from operations [14]. Polish transmission networks are in many places overloaded and many lines require costly repairs. Additional investments should also be considered for development of cross-border connections. Investments in network assets are characterized by a long payback period and high capital expenditures.

Distribution companies will need to invest in IT systems. That will be mainly in the following areas: client service, invoicing, call center and management systems. Many distribution companies also consider developing green energy sources and heat and power plants.

Electricity companies that were trying to find financial sources for such investments encountered many serious difficulties. Many experts claim that required investments will never succeed unless vertical consolidation in power industry is performed. Such consolidation would increase the investment attractiveness of consolidated entities [19].

5. Sequence of steps in restructuring of electric power distribution

Further consolidation in electric power distribution cannot be avoided. However, there are many factors

that will motivate distribution companies in the first step to segment and outsource a number of functions. In the next step efficient companies, specialized in one area of the value chain, will merge in the search of an optimal size and to increase their investment attractiveness. At this stage, further consolidation would be justifiable for example for distribution system operators.

The main argument for the segmentation of distribution companies in the first step is a requirement of the electricity directive to unbundle at least network operator from the supply function. The requirement has been valid for all distribution companies serving more than 100000 customers [9]. Undoubtedly, European Commission will check how companies in EU countries comply with the directive requirements [3].

Additional argument for this sequence of steps is the fact that different functions of distribution companies may achieve highest efficiencies at a different size. Kwoka made a research not only to check the relation between the company size and its efficiency but also to check this relation for separate company functions. In his research he discovered that minimum cost for the supply function occurs at 631000 customers. Whereas the minimum cost for the network function occurs at 1470000 customers [16]. If the size is bigger then the average cost increases faster for the supply function than for the network business. The research was made in the United States and the results cannot be applied directly to the Polish companies. However, it is advisable to consider the suggestion that different segments of distribution companies could be restructured separately [16]. The supply function appears to be more competitive than the network function. Therefore consolidation could be more effective if it is done after required by EU directive unbundling of the distribution functions. Unbundled system operators could continue the consolidation process towards a natural monopoly whereas trading and sales parts would compete in a more fragmented market.

Another argument for segmentation of distribution companies before further consolidation is a possibility to faster introduce competition in electric power distribution. For smaller companies it will be easier to increase their efficiencies. Moreover the transparent access to distribution networks would also support the competition in the electricity sector [27]. This would be also compliant with the energy strategies of Poland and whole EU.

6. Changes in electric power distribution in Poland

In the year 2004 Poland entered EU and must comply with its law regulations. Three other forces influence energy sector in Poland: the Ministry of the State Treasury, the Ministry of Economy and Labor, and the Office for Competition and Consumer Protection [24].

Reforms in the Polish energy sector began with organisational changes instituted in 1990. The electricity and coal-mining industries were officially separated.

Generation, transmission, and distribution of electricity became separate segments and an institutional framework for competition was established. One of the objectives of the sector transformation was the introduction of competition and the improvement of efficiencies of electricity companies [23]. The objectives were to be achieved through the deintegration of the sector. As a result, 33 companies dealing with electricity distribution were established. Defragmented structure of electric power distribution was maintained for many years.

The legal basis for operating of companies in the energy sector was defined in the Energy Law act dated on April 10th 1997 [23]. The Energy Law provided for the establishment of a central, independent Energy Regulation Office, whose principal responsibilities include regulating the fuel and energy sectors and promoting competition. Later a document describing the Polish energy policy till year 2020 dated on February 2000 was adopted and contained the following objectives [29]:

- Energy security,
- Improvement of competitiveness of Polish companies in the energy sector,
- Protection of environment.

During the first two years under the policy being in force only a few of the defined tasks from the long list have been completed. In consequence an assessment of the status of the guidelines implementation has been made. As a result of the assessment a new document "Implementation assessment and revision of the Polish energy policy till 2020" has been adopted.

On April 2nd 2002 changes in methods of shaping the structure of the energy sector were introduced in a document "Revision of the Polish Power policy Guidelines till 2020" [21]. According to the document the Polish government should focus on:

- Energy policy,
- Regulation for the energy sector,
- Governance policy in the energy sector.

According to the guidelines included in the revision of the energy policy, horizontal consolidation of electric power distribution started. All non-privatized electricity distribution companies were assembled in five groups with a plan to transform them in five independent holdings. In January 2003, the cabinet adopted new documents indicating further plans for liberalisation of the energy sector "An update of the programme for introducing a competitive market for electrical energy in Poland" [1]. Additionally, the Ministry of the State Treasury adopted a document describing plans for privatisation of energy sector. According to these plans, actual privatisation is to be preceded by consolidation of producers and distributors. In January 2005 the Polish government adopted the new "Energy Law". An important part of the document is related to the need of an increase in efficiency of Polish energy companies. Additionally, this document supports the continuation of horizontal consolidation processes and establishes a good basis for starting horizontal consolidation [24].

The results achieved in the restructuring process of electric power distribution in Poland do not limit possibilities to continue the process according to the sequence of steps presented in this paper. Distribution companies are very advanced in the process of horizontal consolidation. However, activities leading to compliance with requirements of EU directives are very urgent. The requirements as well as the tendency to increase efficiency will force the distribution companies to unbundle a number of areas. Unbundled parts will later look for the optimal size of their activities. One of such areas will be the network business, where system operators will benefit from further consolidation. Such a way to lead the restructuring process will also allow introducing competition into the electricity sector [27].

Literature:

1. *Aktualizacja programu wprowadzania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce*, document accepted by the Polish government, Warsaw, January 28, 2003.
2. *Analiza efektywności operacyjnej podsektora dystrybucji energii elektrycznej*, Urząd Regulacji Energetyki, December 7, 2001.
3. Annual report on the implementation of the gas and electricity internal market, Report from the Commission, Brussels, SEC, January 2005.
4. Berger A., *Na socjalu budżet traci miliardy*, „Puls Biznesu”, April 2, 2004.
5. Comments on the Presidency texts of 10 and 11 October 2002 based on the amended proposal for a directive concerning rules for the internal markets in electricity and natural gas, EFET European Federation of Energy Traders, March 2000.
6. Completing the internal energy market: the missing steps, Council of European Energy Regulators, October 2003.
7. Cornwall N., *Deep impact*, „Power Economics”, March 16, 2003.
8. Crandal R. W., *Entry, Divestiture, and the Continuation: Deregulation or reregulation? Regulatory reform in Europe and in the United States*, „Printer Publishers”, London 1990.
9. Directive 2003/54/EC of The European Parliament and of The Council, June 26, 2003.
10. First benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market, Commission Staff Working Paper, Brussels, SEC, December 2001.
11. Helm D., Jenkinson T., *Competition in Regulated Industries*, Oxford University Press, Oxford 1998.
12. Juchniewicz L., *O konsolidacji pionowej w elektroenergetyce – obiektywnie. Bez konfabulacji i gwoli prawdy*, Urząd Regulacji Energetyki, April 15, 2004.
13. Kelton C., Weiß C., *Change in concentration, Change in cost, Change in demand, and Change in price*, MIT Press, 1989.
14. Kurp J., *Tworzenie warunków dla inwestycji w nowe moce wytwórcze, Bezpieczeństwo energetyczne*

- Polski przed wejściem do Unii Europejskiej – Czy w Polsce może zdarzyć się awaria systemu elektroenergetycznego*, November 5, 2003.
15. Kuusisto O., *Pan-European Benchmarking of Electricity Distribution Companies*, Eurelectric, December 2002.
 16. Kwoka J.E., *Electric Power distribution costs: analysis and implications for restructuring*, American Public Power Association, February 2001.
 17. Lisbon European Council: Presidency Conclusions, March 2000.
 18. Mielczarski W., *Jak zapewnić bezpieczeństwo*, „Rzeczpospolita”, August 9, 2004.
 19. Mielczarski W., *Struktura elektroenergetyki po reformie*, „Wokół energetyki”, February 2003.
 20. Note of DG Energy & Transport on Directives 2003/54/EC and 2003/55/EC on the internal market in electricity and natural gas, European Commission Note, January 2004.
 21. *Ocena realizacji i korekta założeń polityki energetycznej do 2020 r.*, Warsaw, April 2, 2002.
 22. *Polityka konkurencji na lata 2004-2005*, Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, Warsaw, June 29, 2004.
 23. *Prawo energetyczne* (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504), Warsaw, April 10, 1997.
 24. *Prawo energetyczne (XX.)*, Warsaw, January 2005.
 25. *Program realizacji polityki właścicielskiej Ministra Skarbu Państwa w odniesieniu do sektora elektroenergetycznego*, Warsaw, January 28, 2003.
 26. Regulation (EC) No 1228/2003 of The European Parliament and of The Council, June 26, 2003.
 27. Szablewski A., *Czy i jak konsolidować polski sektor elektroenergetyczny*, INE PAN, Warsaw 2004.
 28. *Unbundling as a crucial factor in the completion of European Electricity and Gas Market Liberalization*, Position Paper EFET European Federation of Energy Traders, March 2000.
 29. *Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 r.*, document accepted by the Polish government, Warsaw, February 22, 2000.

Mariusz Przybylik

was born in 1974 in Jastrzębie, Poland. He received M.Sc. and Engineer degrees from the Technical University of Wrocław. Additionally, he is a holder of MBA degree received at INSEAD in Fontainebleau, France. He was also working as a research associate at INSEAD in France. At present he works for Deloitte – a consulting company and is a PHD student at INE PAN.



Wręczenie dyplomu finaliście Arturowi Wyrwa przez dr. Leszka Juchniewicza, Prezesa URE, obok po prawej prof. Władysław Mielczarski. W tle od lewej: prof. Aleksander Weron, Mariusz Przybylik, Karol Pawlak

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

Niniejsze wydanie słownika poświęcone jest głównie dwóm tematom. Na pierwszy składa się słownictwo związane z aktywnym uczestnictwem strony popytowej w rynku energii. Drugim jest rynek gazu.

Informujemy, że w odpowiedzi na często powtarzające się pytania i wnioski Czytelników autorzy przygotowują zbiorcze wydanie poprawionej i uzupełnionej wersji słownika w ramach Biblioteki Regulatora.

Advanced meter reading (AMR)	–	zaawansowane technologicznie odczyty liczników
Average prices	–	przeciętne ceny
Bottleneck	–	zator, wąskie gardło, ograniczenie zdolności przesyłowych
Cash-out prices	–	ceny zawyżone (nieuzasadnione)
Compressed natural gas (CNG)	–	sprężony gaz ziemny
(Energy) conservation encouragement	–	zachęta do oszczędzania (energii)
Cost efficiency gains	–	korzyści opłacalne (ekonomicznie)
Cost effectiveness	–	opłacalność
Cost effective energy efficiency measures	–	opłacalne środki zwiększenia efektywności energetycznej
Cost effective improvements	–	opłacalne udoskonalenia, ulepszenia
Cost effective manner	–	opłacalny sposób działania
Demand responsiveness	–	wrażliwość popytu na zmianę cen
Disfunctional market	–	rynek działający wadliwie
Downstream suppliers	–	dostawcy działający wewnątrz i na wyjściu z systemu
Dynamic pricing	–	cenotwórstwo dynamiczne
Economic incentive	–	bodziec ekonomiczny
Electricity consumption management	–	zarządzanie zużyciem energii elektrycznej
Electricity demand management	–	zarządzanie zapotrzebowaniem na energię elektryczną
Electricity use cutting	–	redukcja zużycia energii elektrycznej w krótkim czasie (dosłownie: obciążenie zużycia)
Energy use management	–	zarządzanie zużyciem energii
Energy use shifting	–	przesunięcie zużycia energii na inne godziny (o niższych cenach)
Enticement	–	zachęta
Gas input	–	wprowadzenie gazu do sieci
Gas offtake	–	pobór gazu z sieci
Gas trading hub	–	centrum handlu gazem
Hedging	–	zabezpieczenie się przez zawarcie dwustronnej transakcji kupna-sprzedaży
Implementable measures	–	środki możliwe do realizacji
Incentive	–	bodziec
Inducement	–	pobudka (motyw)
Inducement (enticement) for conservation	–	bodziec (zachęta) do oszczędzania
Inelastic demand	–	sztywny popyt
Informed choice	–	świadomy wybór
Insurance premium	–	składka ubezpieczeniowa (uwaga: nie jest to wypłacone ubezpieczenie!)
Intelligent energy choice	–	inteligentny wybór energii
Interruptible service (supply)	–	usługa (dostawa) przerywalna
Linepack	–	kompresyjne magazynowanie gazu w gazociągach, pojemność magazynowa gazociągu
Liquefied natural gas (LNG)	–	skroplony gaz ziemny

Long-run benefits	-	korzyści osiągane w długim okresie
Market power mitigation	-	osłabianie wykorzystywania siły rynkowej
Non-binding measures	-	środki niezobowiązujące
Notional point	-	punkt umowny
Off-peak (non-peak) hours	-	godziny poza szczytowym obciążeniem (w dolinie zapotrzebowania)
Peak hours	-	godziny szczytowego obciążenia
Price cap	-	pułap cenowy
Price elasticity of demand	-	elastyczność cenowa popytu
Price responsive demand (PRD)	-	popyt wrażliwy cenowo (reagujący na zmiany cen)
Price spike	-	gwałtowny, krótkotrwały wzrost ceny (dosłownie: szpic)
Price volatility	-	zmienność ceny
Production swings	-	wahania produkcji
Rate of return regulation	-	regulacja metodą pułapu zwrotu z kapitału
Real price signals	-	sygnały o cenach rzeczywistych
Real-time price signals	-	sygnały o zmianach cen w czasie rzeczywistym
Revenue cap regulation	-	regulacja metodą pułapu przychodów
(Gas) retrade ratio (ratio of gas volumes traded to volumes physically delivered)	-	wskaźnik wtórnego obrotu (gazem) (iloraz ilości gazu sprzedanego do ilości gazu fizycznie dostarczonego)
Targeting	-	nakierowanie
(Gas) throughput	-	przepływ (gazu)
Time-varying retail price	-	zmienna w czasie cena detaliczna
Upstream suppliers	-	dostawcy działający na wejściu do systemu
(Energy) use shifting alternative	-	możliwość przesunięcia własnego zapotrzebowania (na energię) na godziny o niższych cenach
Voluntary code	-	zbiór dobrowolnie przyjętych zasad
Voluntary commitment	-	dobrowolne zobowiązanie
Voluntary demand reduction	-	dobrowolna redukcja zapotrzebowania
„Take-or-pay” contract	-	umowa typu „bierz lub płac”
„Use it-or-loose it” rule	-	zasada „korzystaj lub trać”

Zapraszamy na stronę internetową URE:

www.ure.gov.pl

i podajemy adres e-mail:

ure@ure.gov.pl

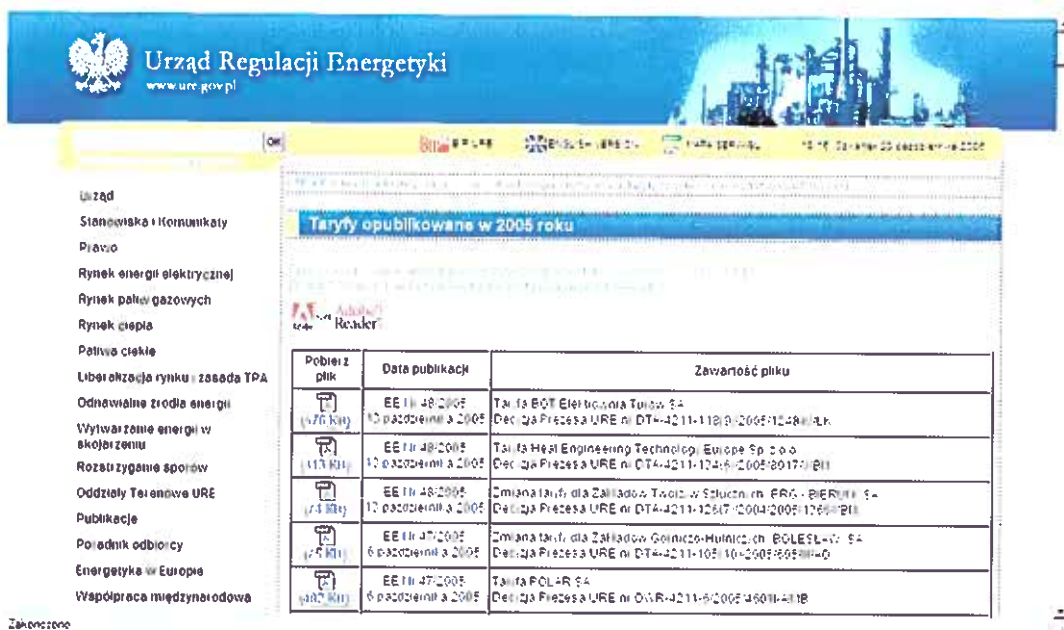
Pobieranie ze strony internetowej URE tekstów taryf dla energii elektrycznej i paliw gazowych publikowanych w biuletynach branżowych

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

1. wejść na stronę internetową URE, adres www.ure.gov.pl, kliknąć pozycje zaznaczone na poniższym rysunku (w przypadku taryf dla paliw gazowych należy początkowo wybrać „Rynek paliw gazowych”),



2. dla wybranego danego roku można pobrać plik z tekstem zatwierdzonej taryfy dla energii elektrycznej lub paliw gazowych.



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:
Oplata 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:
Oplata 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:
Oplata 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:
Oplata za Biuletyn URE

.....
(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

Zamówienie – Biuletyn URE – 2006	
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: _ _ _ - _ _ _ - _ _ _ - _ _ _	
<i>Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu.</i>	
..... <i>Pieczętka i podpis</i>	

Zamówienie – Biuletyn URE – 2006	
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: _ _ _ - _ _ _ - _ _ _ - _ _ _	
<i>Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu.</i>	
..... <i>Pieczętka i podpis</i>	

**„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 2006
dwumiesięcznika:
„Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki”**

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

Cena rocznej prenumeraty (6 numerów × 12 zł za 1 egz.) wynosi 72 zł, 2 egz. odpowiednio 144 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, faks: (022) 661 62 24.

Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE
(stan na 30.09.2005 r.)

TARYFY DLA CIEPŁA

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Podwyżka w %	
Warszawa	MVV EPS Polska SA – Warszawa	0,92	
	Radomskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej RADPEC SA	2,42	
	Płocka Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	3,22	
	Zespół Elektrowni Ostrołęka SA	3,96	
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Wołomin	- 0,15	
	Ciepłownia Sierpc Sp. z o.o.	4,94	
	Elektrownia Kozienice SA – Świerże Górne	5,46	
	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Góra Kalwaria)	9,89	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Wyszków	11,57	
	Zakład Energetyki Ciepłej (Gmina i Miasto Iłża)	8,01	
	Szczecin	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Gryfino	2,08
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Barlinku Sp. z o.o.		4,84	
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Stargard Szczeciński		3,96	
P.L. Energia SA – Karlino		43,38	
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Goleniów		2,13	
Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Świdwin		8,36	
Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Darłowo		5,20	
Zakład Ciepłownictwa Sp. z o.o. – Złocieniec		6,00	
Zakłady Chemiczne POLICE SA		6,74	
DALKIA Zielona Góra Sp. z o.o.		2,01	
Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.		23,80	
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Świnoujście		2,94	
Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Wałcz		3,51	
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Choszczno		4,08	
Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Białogard		3,26	
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Gorzów Sp. z o.o. – Gorzów Wielkopolski		5,50	
Elektrociepłownia Gorzów SA – Gorzów Wielkopolski		1,21	
Przedsiębiorstwo Usług Komunalnych KOMUNALNI Sp. z o.o. – Dobiegniew		3,98	
Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Drawsko Pomorskie		8,02	
Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Karlino		3,83	
Arctic Paper Kostrzyn SA – Kostrzyn n/O		3,28	
Gdańsk		Pruszczanie Przedsiębiorstwo Ciepłownicze PEC Sp. z o.o. – Pruszcz Gdański	4,86
		Ciepłownie Miejskie Sp. z o.o. – Węgorzewo	4,14
	Przedsiębiorstwo Ciepłownicze Sp. z o.o. – Działdowo	4,94	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Olecko	7,38	
	Przedsiębiorstwo Usługowe Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Nidzica	8,88	
	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Olsztynek)	13,79	
	Zakład Energetyki Ciepłej (Gmina Miastko)	5,29	
	ZEC SPEC – PEC Sp. z o.o. – Kartuzy	5,26	
	Przedsiębiorstwo Usług Energetycznych i Komunalnych UNIKOM Sp. z o.o. – Gdańsk	0,74	
	Elektrociepłownie Wybrzeże SA – Gdańsk	1,23	
	Elbląskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	5,91	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Pisz	5,15	
	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Mrągowo	6,99	
	MICHELIN POLSKA SA – Olsztyn	2,72	
	ORNETA – Energia Sp. z o.o. – Orneto	2,01	
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Biała Piska	11,09	
	Zakład Energetyki Ciepłej KOSPEC Sp. z o.o. – Kościerzyna	3,92	
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Braniewo	6,53	

Poznań	METRON – TERM Sp. z o.o. – Toruń	7,49	
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Rypin	0,00	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Aleksandrów Kujawski	4,78	
	Kotłownia IZOPOL – Zakład Gospodarki Ciepłej i Wodnej Sp. z o.o. – Trzemeszno	4,10	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Śremie SA	- 0,08	
	Ostrowski Zakład Ciepłowniczy SA – Ostrow Wielkopolski	1,63	
	Sydkraft Term Sp. z o.o. – Złotów	6,00	
	Odlewnia Żeliwa ŚREM SA – Śrem	0,84	
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Zachód” – Biedrusko (woj. wielkopolskie)	5,01	
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Zachód” – Biedrusko	- 3,89	
	Pfeifer&Langen Polska SA – Poznań	- 0,21	
	Przedsiębiorstwo Komunalne w Kruszwicy Sp. z o.o.	5,29	
	Energooptim Bartkowiak, Cichy, Trawiński Sp.j. – Poznań	27,98	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej PEC SA – Kalisz	4,62	
	Elektrociepłownia Toruń SA	2,49	
	Spółdzielnia Mieszkaniowa ZAZAMCZE – Włocławek	2,80	
	Przedsiębiorstwo Przemysłu Betonów we Włocławku	5,00	
	Krajowa Spółka Cukrowa SA – Toruń	12,32	
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Wągrowcu Sp. z o.o.	4,12	
	G.EN.GAZ ENERGIA SA – Poznań	9,93	
	Miejski Zakład Gospodarki Mieszkaniowej i Drogowej (Gmina Miejska Kościan)	2,12	
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Zachód” – Biedrusko (woj. opolskie)	14,90	
	Lublin	Fabryka Łożysk Toczących – Kraśnik SA	2,76
		Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Wschód” – Hrubieszów	- 8,91
		Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „PEC” – Świdnik	4,47
		MEGATEM EC – Lublin Sp. z o.o.	- 1,39
		Zakład Wodociągów, Kanalizacji i Energetyki Ciepłej – Wysokie Mazowieckie	3,05
Wojciech Kondracki Przedsiębiorstwo Usługowo-Doradczo-Handlowe INKLUZ – Choroszcz, Sępopol		8,01	
Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Wschód” – Kielce		10,53	
Elektrociepłownia GIGA Sp. z o.o. – Świdnik		0,62	
Elektrociepłownia FŁT Sp. z o.o. – Kraśnik		5,96	
Lubelskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.		7,30	
Kraśnickie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.		5,34	
Okręgowe Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Puławy		1,59	
Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. – Siemiatycze		8,65	
ENERGOINWEST Białystok SA		- 0,99	
Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Białystok		9,22	
Łódź		Energetyka – Boruta Sp. z o.o. – Zgierz	3,43
		Zakład Energetyki Ciepłej w Łowiczu Sp. z o.o.	15,59
		Miejski Zakład Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Piotrków Trybunalski	5,32
	Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Skierniewice	2,96	
	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej (Miasto Tomaszów Mazowiecki)	3,66	
	Zakład Energetyki Ciepłej SC – Złoczew	1,00	
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Staszów	2,78	
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Włoszczowa	7,97	
	Elektrociepłownia Starachowice Sp. z o.o.*)	-	
	Zespół Opieki Zdrowotnej – Łęczyca	4,95	
	Elektrociepłownia Zduńska Wola Sp. z o.o.	0,00	
	GEOTERMIA UNIEJÓW Sp. z o.o. – Uniejów	10,20	
	Zakład Usług Komunalnych (Gmina Żelów)	10,07	
	STOLBUD SA – Włoszczowa	2,66	
	Sędziszowskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.*)	-	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Kutno	9,00	
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Radomsko	1,60	
	Spółdzielnia Mieszkaniowa Lokatorsko-Własnościowa NASZ DOM w Opocznie	7,11	
	Zakład Wyróbów Metalowych SHL SA – Kielce **)	0,85	

Wrocław	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Jelenia Góra	1,91	
	Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja SA	2,97	
	Energetyka Ciepła w Kamiennej Górze Sp. z o.o.	2,77	
	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Kędzierzyn Koźle	9,88	
	HARPEN POLSKA Sp. z o.o. – Wrocław	6,45	
	Bielawskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	5,87	
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Wrocław SA	2,60	
	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Syców)	4,99	
	Spółdzielnia Mieszkaniowa w Bielawie	0,08	
	CLIMA HEAT Sp.j. Andrzej Migdalski, Jan Wierzbicki – Jelenia Góra	3,93	
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Namysłów	2,79	
	Zakład Energetyki – Blachownia Sp. z o.o. – Kędzierzyn-Koźle	25,76	
	Katowice	EKOTERM Sp. z o.o. – Bieruń	11,70
		ELEKTROWNIA RYBNIK SA – Rybnik	1,91
ERG – Bieruń SA		1,50	
Przedsiębiorstwo Inżynierii Komunalnej Sp. z o.o. – Pszczyna		7,41	
Kompania Węglowa SA – Katowice		1,70	
Przedsiębiorstwo Komunalne THERMA Sp. z o.o. – Bielsko-Biała		- 2,55	
Ciepłownia Rydułtowy Sp. z o.o.		6,58	
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Bytom		4,40	
EKOPEC Sp. z o.o. – Będzin		4,64	
Zespół Elektrociepłowni BYTOM		6,38	
Przedsiębiorstwo Inżynierii Miejskiej Sp. z o.o. – Czechowice-Dziedzice		5,57	
Zakłady Energetyki Ciepłej SA – Katowice		3,30	
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Jastrzębie Zdrój		5,20	
Ciepłownia Siemianowice Sp. z o.o. – Siemianowice Śląskie		3,40	
Koksownia Przyjaźń Sp. z o.o. – Dąbrowa Górnicza		0,00	
Zakład Elektroenergetyczny H. Cz. ELSEN Sp. z o.o. – Częstochowa		3,25	
Elektrociepłownia EC NOWA Sp. z o.o. – Dąbrowa Górnicza		0,56	
Kraków		Elektrociepłownia Sp. z o.o. – Wolbrom	2,62
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej TERMOWAD Sp. z o.o. – Wadowice	14,00	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej i Gospodarki Wodno-Ściekowej		
	ENWOS Sp. z o.o. – Chelmek	12,26	
	Rafineria Jasło SA	- 4,46	
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Nowa Dęba	5,44	
	Energetyka Wisłosan Sp. z o.o. – Nowa Dęba	18,65	
	Miejski Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej (Miasto Grybów)	- 1,81	
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Dębica	1,06	
	Przedsiębiorstwo Termicznej Utylizacji Odpadów RA – TAR Sp. z o.o. – Tarnobrzeg	- 2,65	

*) Nowe przedsiębiorstwo energetyczne.

**) Decyzja z sierpnia 2005 r.

Odmowy zatwierdzenia taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE

(stan na 30.09.2005 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Data odmowy
Warszawa	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Łomża	25.07.2005
Gdańsk	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Mikołajki	5.08.2005
Poznań	OPEC Grudziądz Sp. z o.o.	4.08.2005
Katowice	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Jastrzębie Zdrój	14.07.2005
	Huta Pokój SA – Ruda Śląska	29.08.2005
Kraków	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Tarnobrzeg	21.07.2005
	Przedsiębiorstwo Budownictwa i Obrotu Towarowego „FRONTON” Sp. z o.o. – Kraków	22.07.2005
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej GEOTERMIA PODHALAŃSKA SA – Szaflary	29.09.2005

Zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej

(stan na 6.10.2005 r.)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Aluminium Konin – Impexmetal SA	12.08.2005
2	Zakłady Wyrobów Metalowych „SHL” SA	12.08.2005
3	„TERMA-DOM” Sp. z o.o.	12.08.2005
4	TOFAMA SA	24.08.2005
5	Jastrzębska Spółka Węglowa SA	24.08.2005
6	POENERGIA SA	24.08.2005
7	Ciepłownia Sp. z o.o.	30.08.2005
8	Zakład Utrzymania Ruchu Sp. z o.o.	30.08.2005
9	Zakłady Tworzyw Sztucznych „Ząbkowice – ERG” SA	12.09.2005
10	Koncern Energetyczny ENERGA SA	16.09.2005
11	Kopalnie i Zakłady Przetwórcze Siarki „SIARKOPOL” w likwidacji	23.09.2005
12	„Huta Szczecin” SA	23.09.2005
13	Huta Stali Częstochowa Sp. z o.o.	27.09.2005
14	Miejskie Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji w m.st. Warszawie SA	27.09.2005
15	POLAR SA	6.10.2005
16	Zakłady Mechaniczne „Bumar Łabędy” SA	6.10.2005
17	FENICE POLAND Sp. z o.o.	6.10.2005
18	Huta Małapanew Sp. z o.o.	6.10.2005

Odmowa zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej

(stan na 6.10.2005 r.)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ENMECH” Sp. z o.o.	12.08.2005

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla energii elektrycznej

(stan na 6.10.2005 r.)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	BOT Elektrownia Opole SA	12.08.2005
2	Kombinat „PZL-HYDRAL” SA	30.08.2005
3	ESV Sp. z o.o.	12.09.2005
4	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA	16.09.2005
5	Towarzystwo Inwestycyjne ELEKTROWNIA WSCHÓD SA	23.09.2005
6	Zakłady Górniczo-Hutnicze „BOLESŁAW” SA	6.10.2005

Ustalenie współczynnika korekcyjnego X w taryfie dla energii elektrycznej

(stan na 6.10.2005 r.)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	PSE-Operator SA	6.10.2005

Zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych

(stan na 6.10.2005 r.)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	FENICE Poland Sp. z o.o.	12.08.2005
2	TOP GAZ Sp. z o.o.	30.08.2005

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla paliw gazowych
(stan na 6.10.2005 r.)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Huta Pokój SA	12.08.2005
2	Media Odra Warta Sp. z o.o.	12.08.2005
3	Huta Batory SA	12.08.2005
4	Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o.	12.08.2005
5	Nowoczesne Produkty Aluminiowe „Skawina” Sp. z o.o.	12.09.2005
6	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA	16.09.2005
7	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	16.09.2005
8	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	16.09.2005
9	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	16.09.2005
10	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	16.09.2005
11	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	16.09.2005
12	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	16.09.2005
13	Gaz Technologia i Energia Sp. z o.o.	23.09.2005
14	Zakłady Azotowe ANWIL SA	23.09.2005
15	Zakład Projektowania i Usług Teletechnicznych – A. Brzozowski Sp. z o.o.	27.09.2005
16	ENESTA Sp. z o.o.	27.09.2005
17	FERROXCUBE POLSKA Sp. z o.o.	6.10.2005
18	Zakład Elektroenergetyczny H. Cz. „ELSEN” Sp. z o.o.	6.10.2005
19	ANCO Sp. z o.o.	6.10.2005
20	Zakłady Chemiczne „Siarkopol” TARNOBRZEG Sp. z o.o.	6.10.2005

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE NA WNIOSEK
(stan na 6.10.2005 r.)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	EL.INVEST Sp. z o.o.	00–121 Warszawa, ul. Sienna 39	Dpg, Opg
2	ANWIM Stacje W. Butkiewicz, J. Sołtysiak Sp.j.	01–167 Warszawa, ul. Zawiszy 12	Opc
3	Contractus Sp. z o.o.	02–703 Warszawa, ul. Bukowińska 24 a lok. 58	Opc
4	Sadyba Centre SA	02–903 Warszawa, ul. Powsińska 31	Dee, Oee
5	INTERPEP Sp. z o.o. EC Zakrzów, Sp. komandytowa	02–952 Warszawa, ul. Wiertnicza 169	Wcc
6	SAWEX Sp. z o.o.	02–952 Warszawa, ul. Wiertnicza 70	Opc
7	Przedsiębiorstwo Handlowe OPEK Sawicki Szymon Wiesław	03–814 Warszawa, ul. Groszowicka 17 m. 14	Opc
8	Nivette Fleet Management Sp. z o.o.	04–190 Łomianki, ul. Lotnicza 3/5	Opc
9	Paweł Ćwikliński PHU OPTIMA	04–305 Warszawa, ul. Hetmańska 36/6	Opc
10	FHU CEWI	04–613 Warszawa, ul. VI Poprzeczna 18	Opc
11	PTJ Sp. z o.o.	05–100 Nowy Dwór Mazowiecki, ul. Przemysłowa 4	Opc
12	Legionotex bis Grzegorz Piwowarski i Robert Kornobis Sp.j.	05–120 Legionowo, ul. Batorego 1	Opc
13	PPHIU „Robert” Robert Bachanek	05–190 Nasielsk, ul. Młynarska 19	Opc
14	Paweł Kąkol – Skup i Sprzedaż Samochodów, Stacja LPG, Sprzedaż Gazu Propan-Butan	05–310 Kaluszyn, ul. Warszawska 1	Opc
15	WALDI-MAC Sprzedaż art. odzieżowych, przemysłowych i paliw	05–310 Kaluszyn, ul. 1-go Maja 39	Opc
16	„ASTRA” Małgorzata Dzieciół, Krzysztof Dzieciół SC	05–420 Tłuszcz, ul. Odrowąża 32	Opc
17	Bożenna Kazimiera Regmunt – „REGAZ” Firma Produkcyjno-Handlowo-Usługowa	05–462 Wiązowna, Majdan 86 A	Opc
18	PPHU ADAMAX Andrzej Adamski	05–552 Wólka Kossowska, Łazy, Al. Krakowskie 227	Opc

TARYFY DLA PALIW GAZOWYCH / KONCESJE NA WNIOSEK

19	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe NAFTOPOL	05-600 Grójec, ul. J. Piłsudskiego 15/1	Opc
20	PHU AS SC	05-604 Jasieniec, ul. Olszańska 5	Opc
21	AUTO-GAS Katarzyna Krzyżanowska	05-652 Pniewy, ul. Konie 28	Opc
22	Marzanna Kaczmarczyk – „MONIKA”	06-212 Krasnosielc, Wola Włociańska 16	Opc
23	NAFTOPOL Tomasz Załęski	06-230 Różan, ul. Cmentarna 2B	Opc
24	Zakład Usługowo-Handlowy Mariusz Kurlanda	06-230 Różan, ul. Poniatowskiego 58	Opc
25	Szymon Wąsowski – „AGRO – SERWIS”	06-300 Przasnysz, ul. Kolejowa 39D	Opc
26	Edward Krzycki FHB KRZYBUD	07-130 Łochów, Wólka Papińska 6	Opc
27	PPHU RYZYKO	07-200 Wyszaków, ul. gen. J. Sowińskiego 81/20	Opc
28	Mund-Jar Edmund Szablowski i Jarosław Tyszka SC	07-405 Troszyn, ul. Słowackiego 5 D	Opc
29	FHU Grodzisko	07-407 Czerwin, Grodzisk Duży 7	Opc
30	GAMA Salomea Marianna Gąsiorowska	07-411 Rzekuń, Kamianka 49	Opc
31	Stacja Paliw MIRAMAR	07-440 Goworowo, Damiety	Opc
32	PHU TANK-OL	08-110 Siedlce, ul. Brzeska 102 F	Opc
33	Paweł Fąk UNUS	08-110 Siedlce, ul. Podlaska 2/28	Opc
34	KRYPTON Sp. z o.o.	08-110 Siedlce, ul. Wojska Polskiego 40	Opc
35	PPHU ELTOM Włodzimierz Tomasiak	08-400 Garwolin, Senatorska 9	Opc
36	AUTO-GAZ Grzegorz Kozicki	08-400 Garwolin, ul. Targowa	Opc
37	Ryszard Grzyb – Przedsiębiorstwo Handlowo-Hurtowe	08-550 Kłoczew, Gozd 24	Opc
38	TOP-OIL Sp. z o.o.	09-110 Sochocin, ul. Ciechanowska 2	Opc
39	CHEMNAFT Sp. z o.o.	09-130 Baboszewo, Brzeście Nowe	Opc
40	PHU ASIA	09-300 Żuromin, ul. Zamojskiego 69	Opc
41	LIBERO FHU	09-310 Kuczbork, Zielona, ul. 1-go Maja 50	Opc
42	„RAD-GAZ” SC Radosław Olszewski, Marcin Lubieniecki	09-400 Płock, ul. Maszewska 21	Opc
43	PPHU Busal Sp. z o.o.	09-408 Płock, ul. Harcerska 89	Opc
44	PTHU WAWROL-TRANS	09-411 Stara Biała, Bronowo Kmiece 16	Opc
45	Bogdan Michalski Mi-Gaz	09-500 Gostynin, ul. Wojska Polskiego 59	Opc
46	Firma „NAFTKOM” SC Anna Lisewska, Jacek Lisewski	10-900 Olsztyn, ul. Stalowa 4	Opc
47	Franciszek Kopański – Firma Wielobranżowa EDKOP	13-308 Mroczo	Opc
48	Gminna Spółdzielnia Samopomoc Chłopska	14-200 Iława, ul. Grudziądzka 21	Opc
49	PHU SYBERIA Zenon Kobeszko	15-763 Białystok, ul. Ogrodniczki 1	Opc
50	„PETRA” SC Artur Glock, Małgorzata Radziwon	16-010 Wasilków, ul. Suprańska 12	Opc
51	MLEKOVITA Sp. z o.o.	17-100 Bielsk Podlaski, ul. Wojska Polskiego 52	Opc
52	PPHU DANGAZ Joanna Lejczyk	17-300 Siemiatycze, ul. Powstania Styczniowego 25	Opc
53	Spółdzielnia Mleczarska „MLEKOVITA”	18-200 Wysokie Mazowieckie, ul. Ludowa 122	Opc
54	Wiliński Handel Usługi	18-400 Łomża, ul. Księcia Janusza I 4/42	Opc
55	Jacek Budzyński Przedsiębiorstwo Wielobranżowe EXOL	20-331 Lublin, ul. Pancerniaków 5	Opc
56	Urszula Kowalczyk – AUTO BAM	20-418 Lublin, ul. Nowy Świat 24/10	Opc
57	CHMIEL POLSKI SA	20-471 Lublin, ul. Diamentowa 27	Opc
58	Andrzej Mojski – Firma Handlowo-Produkcyjna „DE-CE”	21-003 Ciecierzyn 78a	Opc
59	Szymon Brodzik, Agnieszka Brodzik SC AJS	21-040 Świdnik, ul. Melgiewska 79	Opc
60	Dariusz Ostrowski	21-143 Abramów, Wielkołas 65	Opc
61	Wioletta Kosińska Stacja Paliw	21-146 Jeziorzany, Przytoczno 62 a	Opc
62	UCIŃSKI Marek AGA-MAR	21-305 Suchowola, Suchowola 137 A	Opc
63	Agnieszka Józwik – Firma Handlowa „AGPOL-GAZ”	21-400 Łuków, Oś. Klimeckiego 2/25	Opc
64	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „CHRUŚLIŃSKI”	21-450 Stoczek Łukowski, Wola Kisielska 71A	Opc
65	Stacja Paliw Trio-2000 SC Andrzej Siedlanowski, Celina Siedlanowska	21-560 Międzyrzec Podlaski, ul. Warszawska 36	Opc

66	Dariusz Cieszek – PHU CIECHOIL	22–304 Siennica Królewska Duża – SKR Siennica Różana	Opc
67	SC VISAN Stacja Kontroli Pojazdów Jerzy Jaworski, Ryszard Wołyniec, Roman Skiba	22–400 Zamość, ul. Namysłowskiego 8	Opc
68	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „WOL-BUD” Tomasz Wolski	23–107 Strzyżewice, Osmolice	Opc
69	Baza Obrotu Rolnego Gustaw Berbec i Dariusz Berbec Sp.j.	23–155 Zakrzew, Tarnawatka 178	Opc
70	Leszek Czelej, Bogusław Falkowski – L.D.B. GAZ SC	23–200 Kraśnik, ul. Przemysłowa 21	Opc
71	FHU WIPEX	24–122 Góra Puławska, ul. Świerkowa 9	Opc
72	Urszula Warszawska-Goluch – Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe	24–130 Końskowola, ul. Lubelska 120	Opc
73	Mariusz Wlaszczyk – EWMAR	24–220 Niedzwica Duża, ul. Bednarzówka 18	Opc
74	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe PRAKTIW Paweł Ramiączek	25–204 Kielce, ul. Domki 3	Opc
75	Małgorzata Maria Komorniczak – Młyn Wodny „KOMORNICZAK”	26–020 Morawica, Bieleckie Młyny 1	Wee
76	PPHU MOJECCY Zdzisława Mojecka	26–021 Daleszyce, Suków 231 A	Opc
77	Firma Wielobranżowa WIGA Wójcik Adam	26–200 Końskie, ul. Barycz 56	Opc
78	WAKADOR	26–230 Radoszyce, ul. Konecka 60 A	Opc
79	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „KÓŁKO” SC Teresa Fijałkowska, Barbara Żulcińska	26–415 Klwów, Klwowska Wola 19	Opc
80	Marian Pożyczka	26–600 Radom, ul. Żeromskiego 114/67	Opc
81	PPHU	26–610 Radom, ul. Wernera 46 M 1	Opc
82	O.S.K. i Montaż Instalacji Gazowych Wysocki Robert	26–670 Pionki, ul. Partyzantów 81	Opc
83	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „A.R. CHMIELEWSKI” Sp.j. Andrzej Chmielewski & Ryszard Chmielewski	27–641 Obrazów, Kleczanów 155	Opc
84	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „HAK” Andrzej Kaszowicz	28–100 Busko-Zdrój, Skorzów 20	Opc
85	FHU EMIR	28–130 Stopnica, ul. dr. Piotrowskiego 26	Opc
86	Usługi-Handel-Transport	28–130 Stopnica, Wolica 52	Opc
87	L.Z. DZYMALSKI SC Dzymalski Zygmunt, Drzymalska Łucja	28–200 Staszów, Wiązownica Duża 215	Opc
88	Sędziszowskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	28–340 Sędziszów, ul. Przemysłowa 9B	Wcc, Pcc
89	Krzysztof Sady – PPHU „SADPOL”	28–440 Działoszyce, ul. Piłsudskiego 30	Opc
90	Poznań Plaza Sp. z o.o.	31–564 Kraków, Al. Pokoju 44	Dee, Oee
91	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „NOVO-OIL” Wojciech Noga	31–618 Kraków, Os. Złotego Wieku 58/52	Opc
92	B.P.J. „Auto-Gaz” Władysław Gurgul	32–020 Wieliczka, ul. Jagielskiego 1	Opc
93	BIBI-GAZ SC	32–086 Węgrzyce, Bibice 257	Opc
94	EQUUS Sp. z o.o.	32–086 Węgrzyce, ul. Forteczna 5	Opc
95	BEBE-GAZ SC	32–090 Słomniki, Prandocin	Opc
96	FHU GRAF-GAS Ewelina Bączek	32–546 Młoszowa, ul. Krakowska 84	Opc
97	Przedsiębiorstwo EKOPOLIMER Stanisław Chmielek	32–700 Bochnia, ul. Wiśniowa 20	Opc
98	Kółko Rolnicze	32–731 Żegocina, Łąka Górna 334	Opc
99	Firma Handlowa „BAKOIL” Kazimiera Baka	33–100 Tarnów, ul. Wiosenna 14	Opc
100	Janina Stanaszek – FH „JANINA” Stacja Paliw	33–162 Lubcza 210	Opc
101	Kółko Rolnicze w Olszynie	33–164 Olszyny 400	Opc
102	IMBUD Ignacy Śledź	33–386 Podegrodzie, Naszczowice 124	Opc
103	Przedsiębiorstwo Budowlane „GÓRA” Antoni Góra	34–335 Krzyżowa, ul. Kasztanowa 7	Opc
104	Marta Strama – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „KAJA”	34–700 Rabka Zdrój, ul. Zaryte 19	Opc
105	BAĆ-POL Sp. z o.o.	35–222 Rzeszów, ul. Okulickiego 17	Opc
106	SAWA-TANK SC	37–100 Łańcut, ul. F. Chopina 37	Opc

107	Tadeusz Jabłoński Zakład Elektrotechniczny „EL-EKO”	37–200 Przeworsk, ul. Misiągiewicza 22A/22	Wee
108	Firma MAT-BUD Handel-Produkcja-Uslugi Sieniawski Mirosław	37–418 Krzeszów, Krzeszów Dolny 27 A	Opc
109	Bożena Kuźma FHU BIS	37–500 Jarosław, Kidalowice 62	Opc
110	Przedsiębiorstwo Robót Inżynieryjnych GEO	37–550 Radymno, ul. Złota Góra 19 a	Opc
111	Firma Handlowa „Skład” Wiesław, Krzysztof i Andrzej Bartoszek SC	37–565 Rozwienica, Tyniowice 107	Opc
112	Jerzy Brożyna – „GEO-GAZ”	37–750 Dubiecko, Bachórzec 172	Opc
113	PHU J.P.IMPERIUM	38–120 Czudec, ul. Wyżna 159	Opc
114	Zakład Produkcyjno-Uslugowo-Handlowy „Confection” J. Wierdak, J. Węgrzyn	38–200 Jasło, ul. Przemysłowa 1	Opc
115	WIWA Sp. z o.o.	38–300 Gorlice, ul. Broniewskiego 9/10	Opc
116	OXYGEN Krosno SC	38–420 Korczyn, ul. Akacyjowa 130	Opc
117	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „R-PAL” Ciupa Radosław	38–460 Jedlicze, Żarnowiec 161	Opc
118	FHU „Rolmasz” Kazimierz Smolak	39–122 Kamionka, Kamionka 323	Opc
119	Danuta Czaja – Firma Handlowo-Uslugowa „ARKADIUSZ”	39–126 Zagorzyce, Szkodna 183	Opc
120	Henryk Szwed Zakład Usług Gazowniczych Henio-Gaz	39–340 Padew Narodowa, Padew Narodowa 70	Opc
121	JS-Gaz SC	39–400 Tarnobrzeg, ul. Wyspiańskiego 21 A	Opc
122	Janusz Latusek – Przedsiębiorstwo Budowlane „LATUSEK”	40–514 Katowice, ul. Ceglana 50	Oee
123	K.I.G. Konsorcjum Inwestycji Gospodarczych Sp. z o.o.	40–816 Katowice, ul. Pukowca 15	Opc
124	SAJT DEVELOPMENT Sp. z o.o.	41–219 Sosnowiec, ul. Braci Mieroszewskich 124	Dee, Oee
125	„PETROMEL” Sp. z o.o.	41–250 Czeladź, ul. Słowiańska 36	Opc
126	Przedsiębiorstwo Usług Pasażerskich	41–253 Czeladź, ul. Wiosenna 35	Opc
127	Huta Katowice Zakład Transportu Samochodowego Sp. z o.o.	41–308 Dąbrowa Górnicza, Al. J. Piłsudskiego 92	Opc
128	PPUH „ROMAX” Robert Sap	41–310 Dąbrowa Górnicza, ul. Jaworowa 20	Opc
129	Stacja Paliw	41–403 Chelmski Śląski, ul. Chelmska	Opc
130	Centrum Usługowo-Handlowe Budownictwa „RAMPA” Sp. z o.o. Piotr Jaromin & Barbara Wieczorek	41–407 Imielin, ul. Hallera 64	Opc
131	Przedsiębiorstwo Usług, Handlu i Rekultywacji „WODNIK” – Biolik Jerzy	41–409 Mysłowice, ul. Gagarina 47a	Opc
132	Władysław Kądziołka	41–700 Ruda Śląska, ul. Ciołkowskiego 1	Opc
133	Jerzy Wójcik – Przedsiębiorstwo Techniczno-Handlowe „WOLTRA”	41–908 Bytom, ul. Racjonalizatorów 15b	Opc
134	Firma Handlowa „ECO” Jan Dunajczyk	42–200 Częstochowa, ul. Południowa 89	Opc
135	Jarosław Stanirowski, Mariusz Stanirowski, Eugeniusz Stanirowski – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe Stacja Paliw „CLAUDIA” SC	42–244 Mstów, Siedlec 28	Opc
136	Henryk Klyta, Skup Sprzedaż Surowców Wtórnych	42–287 Lubusza, Kamienica, ul. Częstochowska 1	Wee
137	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Myszkowie Sp. z o.o.	42–300 Myszków, ul. Krasickiego 116	Opc
138	Karol Grygiel „AGAKAR”	42–320 Niegowa, ul. Sobieskiego	Opc
139	Urszula Nowak – PHU VICTORIA	42–530 Dąbrowa Górnicza, ul. Majewskiego 224	Opc
140	Sebastian Giergiel – „IMAGE” Przedsiębiorstwo Transportowo-Handlowe	43–186 Orzesze-Gardawice, ul. Dojazdowa 53	Opc
141	FHU BETA	43–200 Pszczyna, ul. Bratnia 16	Opc
142	BORIM Sp. z o.o.	43–220 Bojszowy, ul. Gaikowa 41A	Opc

143	AEROKLUB POLSKI – AEROKLUB GLIWICKI	44–100 Gliwice, ul. Lotnisko	Opc
144	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „NAFTOPOL” Sp. z o.o.	44–100 Gliwice, ul. Toszecka 6	Opc
145	Roman Cyrański Stacja Auto – Gaz	44–238 Czerwionka Leszczyny, ul. Piekarnicza 1	Opc
146	Roman Szuścik – Firma Handlowa VONA	44–321 Markłowice, ul. Astrów 8	Opc
147	Przedsiębiorstwo Zaopatrzenia Rolnictwa Chempest SA	47–400 Racibórz, ul. Łączna 24	Opc
148	Jan Kwiatkowski „KWIAT-TANK”	48–200 Prudnik, ul. Nyska 10	Opc
149	Sożyński Maciej, Nalepa Mariola SC „SONAL”	50–304 Wrocław, ul. Rychtańska 16	Opc
150	Przedsiębiorstwo Budownictwa Hydrotechnicznego i Produkcji Kruszyw „HYDROKRUSZ” Sp. z o.o.	50–421 Wrocław, ul. Na Grobli 2	Opc
151	Stacja Paliw „TOMI” Tomasz Wassyl	53–148 Wrocław, ul. Jastrzębia 13/7	Opc
152	Janusz Szabla – Mała Elektrownia Wodna Sulów	54–151 Wrocław, ul. Pilczycka 51/8	Wee
153	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe – BISEK	54–530 Wrocław, ul. Osiniecka 5	Opc
154	CHEGAZ	55–330 Miękinia, Pisarzowice, ul. Odrzańska	Opc
155	Sprzedaż Detaliczna Paliw – Paweł Morel	57–450 Ludwikowice Kłodzkie, ul. Główna 100 A	Opc
156	PROTA-GAZ ARTUR POTOCKI	58–100 Świdnica, ul. Wałowa 4/9	Opc
157	Piotr Gwizdała – PHU „GWIPOL”	58–300 Wałbrzych, ul. Skarżyska 4	Opc
158	Jan Tomków – „TOMKÓW” – Realizacja Pomysłów	58–400 Kamienna Góra, ul. Kościuszki 19	Wee
159	„K&T Sp. z o.o.” Sp. komandytowa	60–453 Poznań, ul. Sianowska 126	Opc
160	N.EN. Nowa Energia Sp. z o.o.	60–650 Poznań, ul. Obornicka 235	Opc
161	MERCAR Sp. z o.o.	61–371 Poznań, ul. R. Maja 1	Wee
162	AVRIO MEDIA Sp. z o.o.	61–568 Poznań, ul. Wierzbicice 44A	Opg
163	PTUH AUTO-MOTO-GAZ	62–005 Promnice, ul. Północna 134	Opc
164	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „WIGROPIL BIS” Marta Śmigiel, Piotr Wiórkowski	62–100 Wągrowiec, Żelice	Opc
165	Miejskie Przedsiębiorstwo Komunikacyjne Sp. z o.o.	62–200 Gniezno, ul. Wesola 7	Opc
166	Rzemyszkiewicz Zbigniew	62–402 Ostrowite, ul. Zachodnia 8a	Opc
167	Henryk Durkiewicz – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „TOJAN”	62–500 Konin, ul. Zagórska 1a	Opc
168	Marek Myszal, Cezary Myszal – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „ART.-GAZ” SC	62–507 Konin, ul. Noskowskiego 2/29	Opc
169	PPHU DANMAR	62–650 Kłodawa, Czastków	Opc
170	Małgorzata Manicka – PHU „WULKANIZACJA”	62–740 Tuliszków, ul. K. Zaremby 5	Opc
171	Janusz Józef Komorowski – Stacja Paliw	63–100 Śrem, Psarskie, ul. Sikorskiego 117	Opc
172	Przedsiębiorstwo Budowlano-Handlowe Stanisław Hadrzyński	63–200 Kotlin, ul. Twardowska 2	Opc
173	Firma Handlowo-Uslugowa „DAMIAN” Damian Czeszyk	63–230 Witaszyce, ul. Zakrzew 53	Opc
174	Lucyna Jędrasiak – PPHU „LUNA” Export-Import	63–300 Pleszew, Brzeziny, ul. Leśna 8	Opc
175	Stacja Paliw „ALMAR” Urban Mariusz	63–410 Ostrów Wlkp., Daniszyn 79a	Opc
176	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe Henryk Listowski	63–642 Perzów, Zbuczyna 13	Opc
177	Mariusz Komarnicki – Zakład Produkcyjno-Uslugowo-Handlowy „FORTUNA”	64–005 Racot, Choryń 15/1	Opc
178	ANMAR PW Mariusz Andrzejewski	64–100 Leszno, ul. Karasia 10	Opc
179	„OL-SHEL” Taczana Noskiewicz	64–300 Boruja Kościelna, ul. Powstańców Wlkp.	Opc
180	Robert Burlaga – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „FISTAL”	64–300 Nowy Tomyśl, ul. Długa 22/14	Opc
181	PW WARBUD Kalek Władysław	64–600 Oborniki, ul. Mostowa 6 A	Opc
182	„WOLNOŚĆ” Elżbieta Wróbel	64–800 Chodzież, Pietronki 2	Opc
183	„MAX – OIL” Sp. z o.o.	65–001 Zielona Góra, ul. Bohaterów Westerplatte 11	Opc
184	Jeremiusz Jurczyk – GROKAR	66–120 Kargowa, ul. Wolsztyńska 20	Opc

185	PPHU ARTEX	66-218 Lubrza, Mostki 15	Opc
186	Soliński Jan Henryk MAŁA ELEKTROWNIA WODNA	66-435 Krzeszyce, ul. Wojska Polskiego 2	Wee
187	Zakład Usługowo-Produkcyjno-Handlowy „MATA” Ryszard Skórski	69-108 Cybinka, ul. Dąbrowskiego 43/1	Opc
188	PETROMI Sp. z o.o.	71-011 Szczecin, ul. Mieszka I-go 63/64	Opc
189	JaHuBaT Topolski Jacek	74-300 Myślibórz, ul. Szarych Szeregów 8	Wee
190	Benedykt Piotrowski – Zakład Przemysłowo- Produkcyjno-Handlowy STALBEM	74-400 Dębno, ul. Rzemieślnicza 3	Opc
191	Stanisław Konowalik – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „PETROMAT”	74-510 Trzcianko Zdrój, ul. 2-go Lutego 11	Opc
192	Paluszek Józef ELEKTROWNIA WODNA	76-010 Polanów, ul. Sławieńska 7	Wee
193	Firma Handlowo-Transportowa „BODZIOTRANS” Bogdan Itrich	77-100 Bytów, ul. Drzymały 22/8	Opc
194	Bolesław Prondziński – Firma „ExPro” Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowo- Transportowe	77-207 Piaszczyzna 10	Wee
195	Spółdzielnia Kółek Rolniczych	78-120 Gościno, ul. Spółdzielcza 2	Opc
196	Ryszard Kwapien – Stacja Paliw „Bona”	78-520 Złocieniec, ul. Drawska 13	Opc
197	Stanisław Porydzaj – Elektrownia Wodna Dolny Młyn	80-249 Gdańsk, ul. J. Kossaka 8/2a	Wee
198	„Wind-Mag” Magdalena Wysoczyńska	80-297 Banino, ul. Sportowa 30	Wee
199	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	80-858 Gdańsk, ul. Wałowa 41/43	Ogz
200	ELNORD SA	80-890 Gdańsk, ul. Heweliusza 11	Opg, Ogz
201	TS-Transport Service Sp. z o.o.	81-061 Gdynia, ul. Hutnicza 16	Opc
202	„UNITRANS” Sp. z o.o.	81-185 Gdynia, ul. Gołębia 1	Mpc, Opc
203	Grzegorz Sachse ARCHETYP	81-825 Sopot, ul. Abrachama 14/1	Wee
204	EL-PETROL SC Stanisław Wilkaniec, Ryszard Rurka, Beata Faltynowska	82-300 Elbląg, ul. Zamkowa 15	Opc
205	PPHU BOZEL Zieleziński Bogusław	83-011 Wiślinka, Koszwały, ul. Wałowa 3	Opc
206	Spółdzielnia Kółek Rolniczych	83-034 Trąbki Wielkie, ul. Gdańska 29	Opc
207	Leszek Mróz – „L.K.M.”	83-132 Morzeszczyn, Gąsiorki 3 A	Opc
208	„RENUSZ” Przewozy Autokarowe Krajowe i Zagraniczne Irena Renusz, Andrzej Renusz Sp.j.	84-103 Łebcz, ul. Pucka 14	Opc
209	Pomorska Komunikacja Samochodowa Sp. z o.o.	84-200 Wejherowo, ul. Transportowa 1	Opc
210	PHUP Radio Taxi Express	85-791 Bydgoszcz, ul. Duracza 16/XI P	Opc
211	Spółka Wodna „KAPUŚCISKA”	85-880 Bydgoszcz, ul. Toruńskiej 324a	Wee
212	PHU GOJA	86-300 Grudziądz, ul. Kustronia 5/5	Opc
213	PW G.R5.&B.P. SC	87-100 Toruń, ul. Podgórska 15/17 m. 3	Opc
214	„MERITUM OLSZOWY, DOBACZEWSKI” Sp.j.	87-100 Toruń, ul. Wapienna 10	Opc
215	Zbigniew Legutko – Firma Handlowo-Usługowa	87-140 Chelmża, ul. Broniewskiego 52	Opc
216	Irena Wiśniewska, Stefan Rogowski – Brodnicka Energetyka Wiatrowa SC	87-300 Brodnica, ul. Okrężna 13	Wee
217	Eugeniusz Wilkosz – „WEW GAS”	87-500 Rypin, ul. Lipnowska 21B	Opc
218	FHU STAWEX	87-720 Ciechocinek, ul. Żytnia 34	Opc
219	Sklep „Moto-Gama” Bogusław Bielicki	87-800 Włocławek, ul. Reja 12a	Wee
220	„KOTLIN” Ewa Wiśniewska	88-121 Chelmce 128	Wee
221	Zakład Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	89-400 Sępólno Krajeńskie, ul. E. Orzeszkowej 8	Dee
222	XENIUM POLSKA Sp. z o.o.	90-022 Łódź, ul. Targowa 1/3	Opc
223	„AUTO-GAZ” PHU Paweł Grodzki	90-863 Łódź, ul. Łagiewnicka 215A	Opc
224	Wojewódzki Zarząd Melioracji i Urządzeń Wodnych	91-423 Łódź, ul. Smolna 14	Wee
225	DOR-MAR PHU Mieczysława Olczyk	93-539 Łódź, ul. Zaolziańska 65 m. 42	Opc
226	Stacja Paliw „CHANEL” Józef Majewski	95-030 Rzgów, ul. Katowicka 126	Opc
227	Stacja Paliw Roman Głowacki	95-030 Rzgów, ul. Katowicka 69	Opc
228	Mariola Pawlak – PHU „MARZ”	95-035 Ozorków, ul. Starzyńskiego 4/6 C,D	Opc
229	UNI-GAZ „CHORTER” SC Krzysztof Chorąziak, Andrzej Terka	95-060 Brzeziny, ul. Sienkiewicza 87	Opc
230	Pogorzelski i Knapieński „BUDROL” Sp.j.	95-100 Zgierz, ul. Wschodnia 29	Opc

231	TOM-OIL Arkadiusz Pluta	95-200 Pabianice, Bychlew 68A	Opc
232	PHU DUNE-GAS	95-200 Pabianice, ul. Żeromskiego 17	Opc
233	PPHU FAMA	96-100 Skierniewice, ul. Zadębie 65	Opc
234	Przedsiębiorstwo Handlowe „RAWS” Wisławski Sławomir	96-106 Skierniewice, ul. Fabryczna 3	Opc
235	AWA	96-315 Wiskitki, ul. Zagródź 61	Opc
236	Janina Czerkas-Chodosowska	96-325 Radziejowice, Kuklówka Zarzeczna, ul. Grodziska 25	Opc
237	Piekarska-Chojnacka Małgorzata Stacja Paliw eMPi	97-227 Lubochnia, ul. Łódzka 2	Opc
238	PHU Zdzisław Cinkowski	97-300 Piotrków Trybunalski, ul. Słowackiego 186/188 m. 22	Opc
239	Paweł Pilarczyk – Firma Handlowo-Uslugowa „E & P”	97-300 Piotrków Trybunalski, ul. Słowackiego 186/188 m. 23	Opc
240	Zdzisław Cinkowski, Paweł Pilarczyk – PHU „EL – POL” SC	97-300 Piotrków Trybunalski, ul. Słowackiego 186/188 m. 23	Opc
241	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej	97-300 Piotrków Trybunalski, ul. Wolborska 6B	Opc
242	Spółdzielnia „AGROMEL”	97-320 Wolbórz, ul. Reymonta 32	Opc
243	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „TYLGAZ” Zdzisław Tyluś	97-425 Żelów, ul. Północna 72/74	Opc
244	Halina Ciastko – Przedsiębiorstwo Budowlano- Handlowe	97-533 Borzykowa, ul. Szkolna 21	Opc
245	Wojciech Grobelny – Przedsiębiorstwo Produkcyjno- Handlowo-Uslugowe „DORTEX”	98-140 Łask, ul. Plażowa 2	Opc
246	PPHU „MAX II” Wojciech Grabiński	98-290 Warta, Zagajew 1	Opc
247	Przedsiębiorstwo „MARKAS” Sławomir Graliński	98-330 Pajęczno, ul. Wieluńska 81	Opc
248	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej ŁĘCZYCA Sp. z o.o.	99-100 Łęczycza, ul. Belwederska 7a	Opc
249	„MAGROL” Tomasz Magdziak, Maciej Magdziak Sp.j.	99-232 Zadzim, Kazimierzew 14	Opc
250	Henryk Znajdek – PHU – „HEWAX”	99-400 Łowicz, ul. Poprzeczna 30	Opc
251	HALO-GAZ Agnieszka Kukiela	99-413 Chaśno, Wyborów 16	Opc
252	KORLEA INVEST a.s.	040 01 Košice, Josenského 25, Republika Słowacka	Oee

Legenda:

- Wcc – wytwarzanie ciepła
- Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła
- Wee – wytwarzanie energii elektrycznej
- Dee – dystrybucja energii elektrycznej
- Oee – obrót energią elektryczną
- Mpc – magazynowanie paliw ciekłych
- Opc – obrót paliwami ciekłymi
- Dpg – dystrybucja paliw gazowych
- Opg – obrót paliwami gazowymi
- Ogz – obrót gazem z zagranicą

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY PROMESY KONCESJI

(stan na 6.10.2005 r.)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	„WIMTEC” Sp. z o.o.	00-871 Warszawa, ul. Żelazna 67/62	Opg
2	MEGA Sp. z o.o.	37-124 Kraczkowa 1125	Wee
3	Regionalne Centrum Gospodarki Wodno-Ściekowej SA	43-100 Tychy, Al. M. Piłsudskiego 12	Wee
4	AVRIO MEDIA Sp. z o.o.	61-568 Poznań, ul. Wierzbędice 44A	Dpg
5	„BELS INVESTMENT” Sp. z o.o.	80-427 Gdańsk, ul. Kościuszki 116	Wee

Legenda:

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Dpg – dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE ZŁOŻYŁY WNIOSKI KONCESYJNE

(stan na 6.10.2005 r.)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	THERMO Energia Sp. z o.o.	00-121 Warszawa, ul. Sienna 39
2	Realgas Sp. z o.o.	00-436 Warszawa, ul. Czerniakowska 201
3	PRIMAVERA TRADING Sp. z o.o.	00-511 Warszawa, ul. Nowogrodzka 21 lok. 707
4	CP ENERGIA SA	00-696 Warszawa, ul. Pankiewicza 1 lok. 4
5	INTERSAWIC Sp. z o.o.	01-110 Warszawa, ul. Górczewska 112
6	SEBKAR SC	01-459 Warszawa, ul. Górczewska 179
7	ASSTE Joanna Stępiak	01-464 Warszawa, ul. Łagowska 2 m. 37
8	Smart Card Polska Sp. z o.o.	02-384 Warszawa, ul. Przy Parku 2 lok. 4
9	Neinver Polska Sp. z o.o.	02-495 Warszawa, Plac Czerwca 1976 nr 6
10	Global Network Application SA	02-703 Warszawa, ul. Bukowińska 24 a
11	Install-As	02-736 Warszawa, ul. Mozarta 6 m. 913
12	Fuks-Gaz SC Anna Krupa, Łukasz Jemiolowski	03-253 Warszawa, ul. Białolecka 184
13	Janina Kasiak	03-562 Warszawa, ul. Janikówka 9/58
14	MOLTO SC	05-092 Łomianki, ul. Konwaliowa 6
15	GRAMAR	05-127 Białobrzegi, ul. Osiedle Wojskowe bl. 92 m. 14
16	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „GAMBIT” Miroslaw Wardach	05-319 Kaluszyń, ul. Warszawska 66
17	Zakłady Mechaniczno-Remontowe i Antykorozji „Jurex” Sp. z o.o.	05-502 Piaseczno, ul. Zielna 23
18	DAGO Sp. z o.o.	05-807 Podkowa Leśna, ul. Jagiellońska 3
19	Przedsiębiorstwo Handlowe SC	05-825 Grodzisk Mazowiecki, ul. Armii Krajowej 1 g
20	Euro Power Centrum Sp. z o.o.	05-830 Nadarzyn, ul. Wolica 114D
21	Gerpól Sp. z o.o.	06-100 Pułtusk, ul. Mickiewicza 45/51
22	Mar-Trans Mariusz Olewniczak	06-300 Przasnysz, ul. Skłodowskiej 5/8
23	STALMAR	07-437 Łyse, ul. Topolowa 6
24	RAFPOL	08-207 Olszanka, Szydłówka 71
25	Daniel Krasnodębski GAZPER	08-300 Sokółów Podlaski, ul. Kupiecka 39 b
26	Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o.	08-400 Garwolin, ul. Polna 77
27	Spółdzielnia Kółek Rolniczych	08-443 Otwock, ul. Długa 3
28	MARGO-TRANS Robert Gosk	09-400 Płock, ul. Saperska 10
29	IMPEX-TRADING CHEMISTRY Sp. z o.o.	09-400 Płock, ul. Synagoga 2/8
30	Unimech SA	09-402 Płock, ul. Mickiewicza 10 lok. 6
31	PAVO GLOBAL CENTER Sp. z o.o.	10-686 Olsztyn, ul. Wilczyńskiego 25 E/128
32	„SAWES” Przewozy Towarowe Sławomir Maruszewski	11-200 Bartoszyce, ul. J. Piłsudskiego 1/47

33	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ARPEM” Eugeniusz Faj	11-600 Węgorzewo, ul. Jaracza 4
34	Krzysztof Świdorski Sklep Spożywczo-Przemysłowy Stacja Paliw	12-230 Biała Piska, ul. Słowackiego 4
35	PHU-PCN Przemysław Zajac	14-100 Ostróda, ul. Paderewskiego 3B
36	Glob-Terminal Sp. z o.o.	15-111 Białystok, Al. 1000-lecia Państwa Polskiego 4/203
37	PW Adam Woroncow	15-345 Białystok, ul. Kręta 10/65
38	CIAK-PAL Andrzej Ciak	16-075 Zawady, Nowe Chlebotki 5
39	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe ANNA Anna i Ireneusz Kaczyńscy Sp.j.	18-301 Zambrów, ul. Sitarska 18
40	Dorota Gwiazdowska „AUTO-KOMIS GAŃSKI”	19-400 GaŃski, GaŃski 1
41	CHMIEL POLSKI SA	20-471 Lublin, ul. Diamentowa 27
42	Beata Madejek-Kruczkowska, Krzysztof Kozak – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „EKOGAZ II” SC	20-501 Lublin, ul. Nadbystrzycka
43	Tomasz Porębny	21-070 Cyców, ul. Nowa 11
44	KOBI SC Wojciech Biel – Piotr Kulaczkowski	21-132 Kamionka, ul. Siedliska 9
45	Pękała – Stacja Paliw Sp.j.	21-302 Kąkolewnica, Rudnik 34C
46	Antoni Jakubiak, Firma Handlowa „HUBAN”	21-400 Łuków, Ryżki 76E
47	MUSTANG Sp. z o.o.	21-500 Biała Podlaska, ul. Rakowska 28
48	„TANK-GAZ” Sp. z o.o.	22-100 Chełm ul. Rejowiecka 174
49	Stacja Auto-Gaz „PIO-MAX” – Małgorzata Piętał	22-315 Gorzków, Chorupnik
50	Firma INSTALCO – Ryszard Bułka	22-650 Łaszczów, Kolonia Steniatyn 30
51	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe ATRAS Atras Zbigniew	23-110 Krzczonów, Krzczonów Sołtysy, ul. Leśna 3
52	WUSTANG – Kazimierz Legocki	23-230 Trzydnik Duży, Zielonka 46
53	Firma Handlowo-Uslugowa DOS-GAZ Dariusz Paleczny	23-400 Biłgoraj, ul. 3-go Maja 24
54	C.A.S.F Łukasz Furmaniuk, Andrzej Czarny SC	23-400 Biłgoraj, ul. Dworcowa 9
55	PPHU EKO-MLEKO Ryszard Figura	24-200 Bełżyce, ul. Bychawska 5/3
56	Jarosław Marzec JAREX	24-220 Niedzwica Kościelna, Kolonia Sobieszczany 30
57	Wielński Artur Firma Handlowo-Uslugowa FHU „VEGA”	25-414 Kielce, ul. Warszawska 428
58	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „VOLPOL” Sp. z o.o.	25-452 Kielce, ul. Olszewskiego 6
59	Renata Hen Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „RENI”	26-020 Chmielnik, Zrecze Małe 22
60	„EURO-TANK BIS” SC Artur Miernik, Grzegorz Grzegorzczuk	26-130 Suchedniów, ul. Berezów 2
61	Andrzej Maciejewski	26-337 Aleksandrów, ul. Siucice Kol. 1
62	Nadolska Anna AnMar	26-634 Gózd, Budy Niemianowskie 20
63	Lis Bogdan PPHU PETROWAL	26-652 Zakrzew, Zakrzew-Kolonia 70
64	Zakład Usługowy KRISTA	26-800 Białobrzegi, ul. Poświętna 11
65	Ostrowskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „EKOENERGO” Sp. z o.o.	27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Świętokrzyska 8
66	PHU E.P. JAŚKIEWICZ SC	28-100 Busko-Zdrój, Szczaworyż
67	Zygmunt Jeżewski PPHU „ZYGMAR”	28-300 Jędrzejów, Łysaków Duży 5
68	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „PAKSEL” Barbara Pakaszewska	28-366 Małogoszcz, Plac T. Kościuszki 4
69	Skrzela Zdzisława Firma Usługowo-Dostawcza	28-512 Bejsce, ul. Sędziszowice 88
70	Firma Handlowa GALON Krzysztof Miśkowiec	34-350 Węgierska Górka, ul. Św. Katarzyny 27
71	Korlea Invest a.s.	4001 Kosice, Kjesenskeho 25
72	Firma Handlowo-Uslugowa „PRO” Ewa Raj	40-017 Katowice, ul. Graniczna 25a/6
73	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe Mariusz Nowara	40-337 Katowice, ul. Obrońców Westerplatte 87
74	TRUCK – TRANS Bożena Zabielska	40-645 Katowice, ul. Radockiego 118/7
75	FHU Continental Jarosław Łusiak	40-765 Katowice
76	„PETROCHEM-GAZ” Sp. z o.o.	40-955 Katowice, ul. Bytkowska 1b

77	Huta Buczek Sp. z o.o.	41-200 Sosnowiec, ul. Nowopogańska 1
78	KEM Sp. z o.o.	41-303 Dąbrowa Górnicza, ul. Budowlanych 6/1A
79	„JP-CENTRUM” Karalus, Łonak Sp.j.	41-306 Dąbrowa Górnicza, ul. Roździeńskiego 1A
80	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe MOPAL Grzegorz Pall	41-400 Radzionków, ul. Nałkowskiej 4
81	Rafał Daniłowicz Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „ANN-POL”	41-800 Zabrze, ul. Władysława Broniewskiego 9/26
82	TRANS-OL-BUD Sławomir Łęgowski	42-200 Częstochowa, ul. Orkana 2/10 nr lok. 19
83	Mała Elektrownia SMYKÓW Maciej Pasternak	42-200 Częstochowa, ul. Wesola 37
84	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe MAR – OIL Sp. z o.o.	42-440 Ogrodzieniec, ul. Ogrodowa 43
85	PHU „LEO-TRANS” Maciążek Tomasz	42-470 Żeliszewice, ul. Podleśna 64
86	PUH „LEO” Maciążek Leopold	42-475 Żeliszewice, ul. Piastów 3a
87	Regionalne Centrum Gospodarki Wodno-Ściekowej SA	43-100 Tychy, Al. Piłsudskiego 12
88	„BEST” SA	43-300 Bielsko-Biała, ul. Gałczyńskiego 6
89	TRAS-AGA Bogdan Gwóźdź, Michał Krup Sp.j.	43-603 Jaworzno, ul. Martyniaków 8
90	Firma Usługowo-Handlowa „RICKO” Piekarczyk Krystian	44-100 Gliwice, ul. Lipowa 20
91	Kukułka Leszek	44-100 Gliwice, ul. Matejki 10/2
92	ENCO Sp. z o.o.	44-200 Rybnik, ul. Kolejowa 26
93	ATMOSFERA Sp.j. Czesław Jarzyna, Adam Piński, Zdzisław Osiński	44-238 Czerwionka Leszczyny, ul. Ks. Pojdy 83
94	Firma Handlowo-Usługowa „BEN” Beniamin Jędras	44-240 Żory, Os. Korfantego 5B/15
95	„ESOX – SERWIS” Sp. z o.o.	44-310 Radlin, ul. Odległa 138
96	A. i M. Brzozowscy Sp.j.	45-045 Opole, ul. Studzienna 3
97	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „PEGAZ” Auto-Gaz-Serwis i Stacja LPG	46-250 Wołczyn, ul. Kluczborska 69 A
98	„JAMAR” SC Krawczyk Jacek, Kwapisz Marek	46-325 Rudniki, Żytniów 1
99	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „ATIRO” Majewski Zdzisław	47-120 Zawadzkie, ul. Nowe Osiedle
100	Gospodarstwo Rolne Joachim Smiątek	47-133 Jemielnica, ul. Borek 27
101	„ABDUL” Mariusz Leśny	48-340 Gieralcice, Gieralcice 105
102	„RAFIN” Sp. z o.o.	50-001 Wrocław, ul. Gwarna 21
103	SOL-BUD Gabriela Soroka-Zielińska	50-236 Wrocław, ul. Roosevelta 12/21
104	PEND Sp. z o.o.	52-015 Wrocław, ul. Krakowska 180
105	PHU „NINA” Janina Sagan-Wesołowska	53-325 Wrocław, ul. Hallera 71/10
106	Europejski Fundusz Leasingowy SA	53-605 Wrocław, Plac Orłąt Lwowskich 1
107	SUSS TADEUSZ SUSS-T	54-238 Wrocław, ul. Popowicka 108/9
108	Stacja Paliw „OKTAN” Iwona Bagińska	55-080 Kąty Wrocławskie, ul. Nowowiejska 30
109	Stacja Paliw „OKTAN” Andrzej Bagiński	56-300 Milicz, Wszewilki 6
110	Przedsiębiorstwo Handlowe KSIMEX Sp. z o.o.	57-322 Polanica Zdrój, ul. Niwa 2
111	PPHU KACPER	58-160 Świebodzice, ul. Heleny Modrzejewskiej 11
112	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „EUROART” Maćko Józef	58-260 Bielawa, ul. Strażacka 7A/10
113	Borowski Łukasz Michał	58-304 Wałbrzych, ul. Ludowa 1 C
114	BIOGAZ ELEKTROWNIA SC Hanna Bronicz, Stanisław Mazur, Wojciech Szopa, Piotr Zommer	58-500 Jelenia Góra, Plac Energetyka 1/5
115	„EURO-TRANS-POL” Danuta Jeżewska	59-220 Legnica, ul. Kosiarzy 1
116	Zakład Usługowo-Montażowy OPTIMO Łukasz Pruchnicki	59-300 Lubin, ul. Wierzbowa 52
117	TRANS Przemysław Narwojsz	60-149 Poznań, ul. Jugosłowiańska 44/26
118	MC SERVIS EUROPA Andrzej Sobczak	60-782 Poznań, ul. Grunwaldzka 17
119	Peryskop Sp. z o.o.	61-369 Poznań, ul. Wągrowa 14
120	MOMOT Sp. z o.o.	61-823 Poznań, ul. Piekary 24/3B
121	WULKAN-GAZ Jacek Kryś	62-050 Mosina, ul. Leszczyńska 78A
122	PHU „REMO-GAZ” Jolanta Biedermann	62-060 Stęszew, ul. Bolesława Chrobrego 33
123	„SAB” SC Monika Warta, Edwin Warta	62-400 Słupca, Os. Niepodległości 16/31

124	Daniel Dudziński DUDIPETROL	62-400 Słupca, ul. Przemysłowa 7
125	Bukowiecki Mariusz Handel-Uslugi	62-740 Tuliszków, ul. Piętno 79
126	PPH „FLEXOPAK” SC Roman Wierzgacz, Maciej Wierzgacz	62-800 Kalisz, ul. Dobrzecka 83-89
127	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe EURAX BIS SC Pawlicka Grażyna, Pawlicki Mieczysław	63-100 Śrem Psarskie, ul. Sikorskiego 106
128	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe Barbara Bloch	63-100 Śrem, Szymanowo 7a
129	Przedsiębiorstwo Budowlano-Handlowe Stanisław Hadrzyński	63-200 Kottlin, ul. Twardowska 2
130	PHU „DRÓS” Ryszard Osuch	63-210 Żerków, Dobieszczyzna 47
131	Elżbieta Perz	63-400 Ostrów Wlkp., ul. Odolanowska 105
132	PHU „AGRO-AUTO” SC Marek i Anna Sójka	63-440 Raszków, Radłów, ul. Wiejska 67
133	Wiesław Durka	63-500 Ostrzeszów, ul. Gen. Sikorskiego 60
134	MIRMAR SC	66-235 Torzym, ul. Chrobrego 3
135	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe TOTUS Zbigniew Kotwica	67-200 Głogów, ul. Sikorskiego 58
136	„Kappa” Sp. z o.o.	71-324 Szczecin, Al. Wojska Polskiego 156
137	PUH IMMER-TANK Sp.j.	72-001 Kołbaskowo, ul. Kołbaskowo 73
138	PUH Stacja Paliw Łukasz Chromicz	72-200 Nowogard, ul. Górna 6
139	Spółdzielnia Pracy Transportu Mleczarskiego „TRANSMLE CZ”	73-110 Stargard Szczeciński, ul. Bydgoska 65
140	NOVA Andrzej Maryniak	74-240 Lipiany, ul. Sienkiewicza 5D/9
141	Krystyna Motyka PTH HANTUR	76-270 Ustka, ul. Wróblewskiego 4/124
142	Stacja Paliw „JGD”	77-235 Trzebielino, Suchorze 38 A
143	WARKOM Sp. z o.o. Fabryka Tektury	77-416 Tarnówka
144	UNIGRAF Sp. z o.o.	80-716 Gdańsk, ul. Rzęsna 3
145	KOMANDOR Sp. z o.o.	80-758 Gdańsk, ul. Siennicka 30/40
146	„EURO BIOTERM” Sp. z o.o.	81-571 Gdynia, ul. Chwaszczyńska 4B/4
147	Marzena Wąsiewicz	83-031 Łęgowo, ul. Tczewska 86
148	Kazimierz Roziński	83-110 Tczew, ul. Jagiellońska 29 A/22
149	Romas Miłaszewicz „SAMOR”	83-200 Starogard Gdański, ul. Gdańska 13/21
150	Usługi Transportowo-Cieżarowe, Handel Artykułami Przemysłowymi, Pośrednictwo Handlowe SC H. i M. Jachlewscy	83-200 Starogard Gdański, ul. Jagielly 32
151	Stacja Auto-Gazu Dariusz Mielewczyk	83-320 Sulęcyno, Al. Zwycięstwa 45
152	Pośrednictwo Handlem Gazem i Towarami na Zlecenie Jan Kutta	83-400 Kościerzyna, ul. Tetmajera 4
153	INTERGRAL Sp. z o.o.	84-230 Rumia, ul. Towarowa 67
154	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „HENKAZ” Henryka Nowakowska	86-050 Solec Kujawski, ul. Dożynkowa 19
155	Firma Handlowo-Uslugowa CARO Brygier Krzysztof	87-100 Toruń, ul. Sukiennicza 11/5
156	Firma Rzemieśniczo-Uslugowo-Handlowa „CERAKO” M., J. Kowalscy	87-300 Brodnicz, ul. Podgórna 65
157	Paweł Tkaczyk	87-617 Bobrowniki, ul. Wł. Jagielly 5
158	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „PETROPOL” Żywiczka Tomasz	87-720 Ciechocinek, Podole 55B
159	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej „SANIKO” Sp. z o.o.	87-800 Włocławek, ul. Komunalna 4
160	Eko-Projekt Czesław Dziewicki, Krzysztof Dziewicki	87-822 Włocławek, ul. Żurawia 5H
161	PHU „RAMB” Ryszard Arciszewski	87-865 Izbica Kujawska, ul. Cmentarna 1
162	Stacja Paliw „MILA” Maria Kracińska	87-875 Topólka, ul. Wola Jurkowska 4
163	Firma Handlowo-Uslugowa Maciej Osiński	88-100 Inowrocław, ul. Wojska Polskiego 1/41
164	FARMPASZ Paweł Benedykiński	88-200 Radziejów, ul. Rolnicza 3
165	Wiatr-mix Stanisław Szymczak	88-220 Osiecin, ul. Borucin 75
166	Firma Usługowo-Handlowa NICOLE Sylwia Papierz	88-300 Mogilno, ul. Mickiewicza 40
167	„MAK-POL” Roksana Makarewicz	89-200 Szubin, Rynarzewo, ul. Szubińska 42
168	PP „MALECHA” Krzysztof Juchniewicz	89-210 Łabiszyn, Łabiszyn Wieś 15A

169	Waldemar Gackowski	89-412 Sośno, Zielonka 134
170	T.M.T. Sp. z o.o.	89-652 Łąg, Będzimerowice 42 a
171	„STACJA AUTO-GAZ” MARIANNA ĆWIERZOWA	91-473 Łódź, ul. Julianowska 3 m. 31
172	„Ren – Mark” SC Transport Międzynarodowy Iwona i Marek Kaźmierczak	95-035 Ozorków, ul. Kościuszki 10
173	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Uslugowo-Handlowe „ETON” Sp. z o.o.	96-100 Skierniewice, Al. Macieja Rrataja 14
174	„KAJAN” Sp. z o.o.	96-100 Skierniewice, ul. Wł. Reymonta 18/208
175	Mariola Łowicka-Słiwińska	96-330 Puszcza Mariańska, Olszanka 29 A
176	PPU ENERCOM Dariusz i Paweł Sobieraj	96-500 Sochaczew, ul. M. Józefa Piłsudskiego 16B/7
177	MIROMEX – Zakład Usługowo-Handlowy	96-514 Rybno, ul. Złota 18
178	PPUH ZETER Paweł Raczyński	97-200 Tomaszów Mazowiecki, ul. Spalska 103/105
179	PETRIX Sp. z o.o.	97-200 Tomaszów Mazowiecki, Wąwał, ul. Tomaszewska 89
180	Tadeusz Dędek	97-352 Łęki Szlacheckie, Bęczkowice 20A
181	Tomasz Kaźmierski Firma T.O.M.	97-500 Radomsko, ul. Narutowicza 108
182	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „TANK-REM” Ciniewski Sławomir	97-515 Masłowice
183	Piotr Soroczyski PHUT „POLCOM”	98-170 Widawa, Zborów 82
184	MALTABUD Sp.j. Bogdan Wełna i Zbigniew Wełna	98-300 Wieluń, ul. Wodna 11
185	Szpikowska Ewa POL – GAZ	98-320 Osjaków, ul. Sieradzka 65
186	Firma Handlowo-Uslugowa Michał Rojek	98-335 Pątnów, Pątnów 98
187	PHU „PETRO-PARK” SC Beata Hadasz, Renata Gruszczyńska	99-314 Krzyżanów, Złotniki 20A
188	Cargill International SA European Power&Gas	CH-1211 Genewa, 14 Chemin de Normandie

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ZMIENIONO WARUNKI KONCESJI

(stan na 3.10.2005 r.)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zmiany
1	MVV EPS Polska SA	02-954 Warszawa, ul. Królowej Marysieńki 10	4.07.2005	Pcc	część dot. sieci ciepłowniczej współpr. ze źródłem przy ul. Syreny 2 w Biskupcu
2	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Żyrardów Sp. z o.o.	96-300 Żyrardów, ul. Konarskiego 2	4.07.2005	Pcc	aktualizacja koncesji PCC ze względu na sprzedaż jednej z sieci ciepłowniczej
3	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Wrocław SA	50-413 Wrocław, ul. Walońska 3-5	5.07.2005	Wcc	zmniejszenie mocy zainst. o 0,195 MW
4	Kompania Węglowa SA	40-039 Katowice, ul. Powstańców 30	7.07.2005	Wcc, Pcc	ZPiZPD*)
5	Carbon Black Polska Sp. z o.o.	38-200 Jasło, ul. 3-go Maja 83	8.07.2005	Wcc	zmiana mocy zainstalowanej
6	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	64-920 Piła, ul. Kaczorska 20	14.07.2005	Wcc, Pcc	zmniejszenie ilości eksploatowanych źródeł
7	Sydkraft Term Sp. z o.o.	77-400 Złotów, ul. Za Dworcem 3	14.07.2005	Wcc	zmiana paliwa
8	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	97-500 Radomsko, ul. Stara Droga 85	15.07.2005	Wcc	ZPiZPD
9	Przedsiębiorstwo Gospodarki Miejskiej Sp. z o.o.	59-320 Polkowice, ul. Dąbrowskiego 2	20.07.2005	Pcc	likwidacja sieci nr 2
10	Zespół Elektrociepłowni w Łodzi SA	90-972 Łódź, ul. Andrzejewskiej 5	26.07.2005	Wcc	ZPiZPD

11	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	77–100 Bytów, ul. Przemysłowa 5	28.07.2005	Wcc	modernizacja źródła ciepła oraz likwidacja trzech źródeł lokalnych
12	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej PP	44–335 Jastrzębie Zdrój, ul. Wrocławska 2	29.07.2005	Wcc, Pcc	ZPiZPD
13	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	68–300 Lubsko, ul. XX-lecia 3	29.07.2005	Wcc	zmniejszenie mocy zainstalowanej
14	Eugeniusz Bejda, Zbigniew Daszuta EXTRA-GAZ SC	15–703 Białystok, Al. Jana Pawła II 49	2.08.2005	Opc	wystąpienie jednego wspólnika ze spółki
15	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „PEC” w Świdniku Sp. z o.o.	21–040 Świdnik, ul. C. K. Norwida 9	2.08.2005	Pcc	zmiana REGONU na NIP i KRS, zmiana parametrów technicznych sieci ciepłowniczej
16	Zakład Projektowania i Usług Technicznych „A. Brzozowski” Sp. z o.o.	45–057 Opole, ul. Ozimska 16	2.08.2005	Dpg	ZPiZPD
17	OPEC Grudziądz Sp. z o.o.	86–300 Grudziądz, ul. Budowlanych 7	2.08.2005	Wcc	zmniejszenie ilości eksploatowanych źródeł
18	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	19–400 Olecko, ul. Składowa 7	3.08.2005	Pcc	zwiększenie liczby eksploatowanych sieci ciepłowniczych
19	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	27–400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Sienkiewicza 91	3.08.2005	Wcc	ZPiZPD
20	Aluminium Konin-Impexmetal SA	62–510 Konin, ul. Hutnicza 1	3.08.2005	Pee, Oee	zmiana nazwy
21	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej i Gospodarki Wodno-Ściekowej ENWOS Sp. z o.o.	32–580 Chelmek, Plac Kilińskiego 1	4.08.2005	Pcc	dostosowanie zapisu w zakresie koncesji do stanu faktycznego
22	Krzysztof Wyporski, Aleksandra Dudek – ZPHU „SIGMA” SC	42–310 Żarki, ul. Myszkowska 45	4.08.2005	Opc	zmiana składu osobowego
23	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Wągrowcu Sp. z o.o.	62–100 Wągrowiec, ul. Jeżyka 52	4.08.2005	Wcc	zwiększenie ilości eksploatowanych źródeł
24	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	78–300 Świdwin, ul. Słowiańska 9	4.08.2005	Wcc	zmiana w związku z modernizacją i likwidacją źródeł
25	„HEZBO H. Ostalski, Z. Ostalski” Sp.j.	97–216 Czerniewice, Lipie 37a	4.08.2005	Opc	zmiany w formie prawnej
26	E.ON Ruhrgas Polska Sp. z o.o.	00–542 Warszawa, ul. Mokotowska 59	8.08.2005	Opg, Ogz	zmiana nazwy
27	Firma Handlowo-Usługowa „4,5” Sp. z o.o.	30–415 Kraków, ul. Wadowicka 12	8.08.2005	Opc	zmiana siedziby
28	Bożena Siuta – „BaRoMa”	38–312 Ropa 706	8.08.2005	Opc	zmiana nazwiska Koncesjonariusza
29	Stacja Paliw TD Halina Juraszek	44–153 Sośnicowice, ul. Gliwicka 92	8.08.2005	Opc	zmiana przedmiotu działalności oraz zastąpienie nr REGON numerem NIP
30	Spółka Energetyczna Jastrzębie SA	44–335 Jastrzębie Zdrój, ul. Rybnicka 6 C	8.08.2005	Wcc	ZPiZPD
31	BOT Elektrownia Opole SA	46–021 Brzezie k/Opola	8.08.2005	Oee	zmiana nazwy

32	Krzysztof Krystaszek, Monika Krystaszek – „OMNIX” SC	44–323 Polomia, ul. Szkolna 32	9.08.2005	Opc	zmiana składu osobowego
33	Miejska Gospodarka Komunalna Sp. z o.o.	56–400 Oleśnica, ul. 11 Listopada 17	9.08.2005	Wcc	nowe źródło o mocy 0,36 MW
34	Mirosław Paczkowski – M.P. „PLUS”	20–258 Lublin, Turka 237 B	10.08.2005	Opc	zmiana przedmiotu działalności
35	FRYBUD Sp. z o.o.	43–386 Świętoszówka, ul. Bielska 7	10.08.2005	Opc	ZPiZPD
36	BOT Elektrownia Turów SA	59–916 Bogatynia, ul. Młodych Energetyków 12	10.08.2005	Wee	zmiana nazwy oraz przedmiotu działalności
37	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Produkcyjno- Handlowe, Export-Import „PAGMEX”	22–100 Chełm, ul. Lubelska 166	11.08.2005	Opc	zmiana przedmiotu działalności oraz zastąpienie nr REGON numerem NIP
38	Ciepłownia Rydułtowy Sp. z o.o.	44–280 Rydułtowy, ul. Mickiewicza 21	11.08.2005	Pcc	ZPiZPD
39	Dolnośląski Zakład Termoenergetyczny SA	58–309 Wałbrzych, ul. Broniewskiego 1 b	11.08.2005	Wcc	modernizacja źródeł moc mniejsza o 11,579 MW
40	COMODO Sp. z o.o.	44–310 Radlin, ul. Korfanteo 99	12.08.2005	Opc	zmiana nazwy i siedziby
41	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	11–500 Giżycko, ul. Białostocka 35	17.08.2005	Wcc	zmiana koncesji w zw. z błędnie określonym przedmiotem i zakresem prow. działalności
42	Ciepłownia Siemianowice Sp. z o.o.	41–100 Siemianowice Śląskie, ul. Marii Konopnickiej 1	18.08.2005	Wcc	ZPiZPD
43	International Paper-Kwidzyn SA	82–500 Kwidzyn, ul. Lotnicza 1	18.08.2005	Wcc	modernizacja kotłów – zwiększenie mocy ciepłej
44	Inteugron Sp. z o.o.	31–231 Kraków, ul. Bociania 6	19.08.2005	Opc	zmiana nazwy firmy
45	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	58–500 Jelenia Góra, ul. Karola Miarki 46	19.08.2005	Wcc	likwidacja źródła ciepła – 0,074 MW
46	Eden Sp.j.	64–100 Leszno, ul. Obrońców Lwowa 18	19.08.2005	Opc	zmiana siedziby firmy
47	Gminna Spółdzielnia „Samopomoc Chłopska”	64–113 Osieczna, ul. Kościuszki 36a	19.08.2005	Opc	rozszerzenie zakresu działalności
48	ENER-G POLSKA Sp. z o.o.	00–658 Warszawa, ul. Lwowska 10/21	22.08.2005	Wee	ZPiZPD
49	Stańczykowski Andrzej – „Tartak”	26–652 Zakrzew, Gulin 42	22.08.2005	Wee	ZPiZPD
50	Energetyka Cieszyńska Sp. z o.o.	43–400 Cieszyn, ul. Mostowa 2	22.08.2005	Wcc	ZPiZPD
51	Rafineria Jasło SA	38–200 Jasło, ul. 3-go Maja 101	23.08.2005	Pcc	zmniejszenie ilości sieci
52	Naftopol Sp.j. Anna Zwiewka, Arkadiusz Zwiewka	86–010 Koronowo, ul. Leśna 5	23.08.2005	Opc	zmiana nazwy i formy organizacyjnej
53	Marek Granczewski – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „Prasmet”	88–200 Radziejów, ul. Brzeska 68	23.08.2005	Wee	ZPiZPD
54	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	10–710 Olsztyn, ul. Słoneczna 46	24.08.2005	Wcc	zmiana mocy zainstalowanej trzech źródeł ciepła
55	BIBI-GAZ SC	32–086 Węgrzyce, Bibice 257	24.08.2005	Opc	sprostowanie (pomyłka pisarska)

56	Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Legnicy SA	59-220 Legnica, ul. Poznańska 48	24.08.2005	Wcc Pcc Occ	zwiększenie mocy zainstalowanej; rozszerzenie działalności o sieci w miejscowości Lubin; rozszerzenie działalności o teren miasta Lubin
57	PPHU PETROVAL Waldemar Walczak	99-300 Kutno, ul. Kościuszki 56	24.08.2005	Opc	ZPiZPD
58	JP Transport – Jacek Pawlak	08-117 Wodynie, ul. Siedlecka 74	25.08.2005	Opc	zmiana nazwy firmy
59	Mała Elektrownia Wodna w Miłakowie SC Mikołaj Włas – Janina Dunajska	14-310 Miłakowo, ul. Młyńska 1/2	25.08.2005	Wee	wymiana generatorów, która spowodowała zmianę zainstalowanej mocy
60	Zygmunt Filipek – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „Autokompleks”	24-100 Puławy, ul. Składowa 10	25.08.2005	Opc	zmiana siedziby firmy
61	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	33-100 Tarnów, ul. Sienna 4	25.08.2005	Wcc, Pcc, Occ	zmiana formy prawnej przedsiębiorstwa
62	Elektrownia Opole SA	46-021 Brzezine k/Opola	25.08.2005	Wcc, Pcc	zmiana nazwy
63	KRI Sp. z o.o.	62-081 Przeźmierowo, Wysogotowo k/Poznania, ul. Serdeczna 6	25.08.2005	Dpg, Opg	rozszerzenie zakresu działalności
64	Wojciech Woźniak – Firma Handlowo-Usługowa	80-298 Gdańsk, ul. Budowlanych 21	25.08.2005	Opc	zmiana siedziby firmy
65	TOFAMA SA	87-100 Toruń, ul. M. Skłodowskiej-Curie 65	25.08.2005	Pee, Oee	zmiana nazwy przedsiębiorcy
66	Budownictwo Elektroenergetyczne „Selpol” SA	91-222 Łódź, ul. Szczecińska 48/58	25.08.2005	Opc	połączenie się dwóch firm
67	Zakład Energetyki Ciepłej (Miasto Hrubieszów)	22-500 Hrubieszów, ul. Gródecka 40 A	29.08.2005	Wcc	likwidacja jednego ze źródeł
68	Elektrownia Turów SA	59-916 Bogatynia, ul. Młodych Energetyków 12	29.08.2005	Wcc, Pcc	zmiana nazwy
69	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	87-300 Brodnica, ul. 18 Stycznia 36 A	29.08.2005	Wcc, Pcc	zmiana zainstalowanych mocy ciepłych źródeł oraz likwidacja 1 źródła
70	Stacja Paliw Janina, Janusz, Mirosław Glinka Sp.j.	06-400 Ciechanów, ul. Graduska 94	30.08.2005	Opc	rozszerzenie zakresu działalności
71	Siwik Intertrade Sp. z o.o.	11-700 Mragowo, ul. Młodkowskiego 40a	30.08.2005	Wpc	ZPiZPD
72	Lelek Jan, Pacuł Stanisław – Stacja Paliw Sp.j.	32-051 Wielkie Drogi, Zelczyna 1750	30.08.2005	Opc	rozszerzenie zakresu działalności
73	Ecol Sp. z o.o.	44-207 Rybnik, ul. Podmiejska 71A	30.08.2005	Opc	zmiana nazwy i siedziby firmy
74	Dorota Jaśkiewicz-Łebek, Janusz Łebek – „Turbojazz” SC	58-560 Jelenia Góra, ul. Tabaki 22/2	30.08.2005	Wee	sprostowanie błędu
75	G.EN GAZ ENERGIA SA	60-650 Poznań, ul. Obornicka 235	30.08.2005	Opg	rozszerzenie zakresu działalności
76	Zespół Elektrowni Wodnych Dychów SA	66-627 Bobrowice, Dychów 6A	30.08.2005	Wee	zmiana mocy zainstalowanych
77	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	80-858 Gdańsk, ul. Wałowa 41/43	30.08.2005	Opg	rozszerzenie zakresu działalności oraz zmiana adresu

78	INFRATECH Krzysztof Emmert Sp. komandytowa	86-200 Chełmno, ul. 3 Maja 3-4	30.08.2005	Wcc	zwiększenie ilości eksploatowanych źródeł ciepła
79	J&S Energy SA	00-073 Warszawa, Plac Piłsudskiego 2	31.08.2005	Oee, Wpc, Mpc, Opc	zastąpienie nr REGON numerem NIP oraz zmiana adresu firmy
80	Helena Kamińska, Edward Kamiński – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe HEDWAR	05-091 Ząbki, ul. Bukowa 9	31.08.2005	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
81	Lidia Leśkiewicz – LIMAX	26-200 Końskie, ul. Zielona 2	31.08.2005	Opc	zmiana nazwy firmy
82	Edward Magdziak – Przedsiębiorstwo Transportowo-Spedycyjne MAGTRANS	28-100 Busko-Zdrój, ul. Bohaterów Warszawy 116	31.08.2005	Opc	zmiana określenia prowadzonej działalności
83	Multi Sp. z o.o.	35-105 Rzeszów, ul. Przemysłowa 12	31.08.2005	Opc	sprostowanie oczywistej omyłki
84	Józef Chamiec, Jan Student – Stacja Paliw „AUTO-GAZ” SC	37-300 Leżajsk, ul. T. Michałka 50A	31.08.2005	Opc	zmiana siedziby firmy
85	Tonlor Finance and Investment Sp. z o.o.	02-551 Warszawa, ul. Łowicka 30A	2.09.2005	Opc	ZPIZPD
86	Ryszarda Purzycka – Wytwarzanie Energii Elektrycznej	09-304 Lubowidz, ul. Młyńska 6	2.09.2005	Wee	sprostowanie błędu
87	Krzysztof Biesalski – DELTA	09-310 Kluczbork, Zielona, ul. 1 Maja 43	2.09.2005	Opc	rozszerzenie zakresu działalności
88	„OIL-AR” Sp.j. Arkadiusz Sierhej, Roman Sierhej	21-560 Międzyrzec Podlaski, ul. Zahajkowska 11	2.09.2005	Opc	zmiana formy prawnej firmy
89	Przedsiębiorstwo Dystrybucyjno-Uslugowe „MA.JA.MI.” Sp.j. Jacek Słowak, Mieczysław Słowak, Dariusz Bulski	25-502 Kielce, ul. Paderewskiego 48	2.09.2005	Opc	zmiana nazwy i formy prawnej firmy
90	Solan Trans Sp. z o.o.	72-510 Wolin, Ostromice 65	2.09.2005	Opc	zmiana nazwy i formy prawnej firmy
91	EKO-TRANS A. Rafalik, J. Rafalik, A. Budziński Sp.j.	16-402 Suwałki, Płociczno Osiedle 9/1	5.09.2005	Opc	zmiana siedziby firmy
92	BOT Kopalnia Węgla Brunatnego Belchatów SA w Rogowcu	97-400 Belchatów, skr. poczt. 100	5.09.2005	Opc	zmiana nazwy firmy
93	AS 24 POLSKA Sp. z o.o.	00-175 Warszawa, ul. Jana Pawła II 80/12A	8.09.2005	Opc	zmiana siedziby firmy
94	Marian Celiński-Spodar – TRANS-MIL	08-112 Wiśniew, ul. Siedlecka 8A	8.09.2005	Opc	ZPIZPD
95	Zakład Dystrybucji Gazu „PROP-BUT” Kazimierz Młynarski, Ryszard Młynarski, Andrzej Młynarski Sp.j.	27-230 Brody, Lubienia, ul. Henryk 15	8.09.2005	Opc	zastąpienie nr REGON numerem NIP oraz zmiana adresu firmy
96	Halina Krakowińska, Sylwester Krakowiński – PHUR „KRAKUS”	34-311 Czernichów, ul. Żywiecka 81	8.09.2005	Opc	zmiana adresu przedsiębiorców i siedziby firmy
97	EKO-SERVICE Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Toszecka 101	8.09.2005	Opc	zmiana nazwy firmy
98	Przedsiębiorstwo Energetyczne MEGAWAT Sp. z o.o.	44-230 Czerwionka-Leszczyny, ul. Młyńska 21a	8.09.2005	Wcc	ZPIZPD

99	STOEN SA	00-347 Warszawa, ul. Wybrzeże Kościuszkowskie 41	9.09.2005	Dee, Oee	zmiana nazwy firmy
100	„EDMAR” Marzenia i Edward Dziurzyńscy Sp.j.	32-126 Igołomia, Pobiednik Wielki 122	12.09.2005	Opc	zmiana formy prawnej firmy
101	„BOREK’S” Borek Tomasz	44-300 Wodzisław Śląski, ul. Wojska Polskiego 2/19	12.09.2005	Opc	rozszerzenie zakresu działalności
102	Zakłady Wapiennicze Lhoist Sp. z o.o.	46-050 Tarnów Opolski, ul. Świerczewskiego 5	12.09.2005	Dee, Oee	zmiana nazwy i siedziby firmy
103	Przedsiębiorstwo Zaopatrzenia Inwestycji „MOMOT” Sp. z o.o.	62-320 Miłostaw, Skotniki 11	12.09.2005	Opc	zmiana siedziby firmy
104	„LOMAX” Żabkiewicz, Caronia Sp.j.	72-001 Kolbaskowo 63	12.09.2005	Opc	zmiana formy prawnej firmy oraz składu osobowego
105	Marta Tadej – „MART-NAFTEX”	95-054 Ksawerów, ul. Klonowa 23	12.09.2005	Opc	zmiana siedziby firmy
106	Halina Sikora, Wiesław Sikora – Przedsiębiorstwo Dystrybucji Paliw Sp.j.	21-306 Czemierniki, ul. Parczewska 12	13.09.2005	Opc	ZPiZPD
107	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „UNIROL” Sp.j. W. Gonera, A. Wiatrowska	77-100 Bytów, ul. Przemysłowa 2	13.09.2005	Opc	zmiana składu osobowego
108	„MARHEN” Pietrzak & Wierzbicki Sp.j.	81-843 Sopot, ul. Armii Krajowej 48/3	13.09.2005	Opc	ZPiZPD oraz zmiana formy prawnej i nazwy firmy
109	Elektrownia Wodna Kisewo Jerzy Kwiatkowski	84-218 Łęczyce, Kisewo 6	15.09.2005	Wee	zmiana nazwy i siedziby firmy
110	Stanisław Rojek – Firma Usługowo-Handlowa „ROJ-TRANS”	01-950 Warszawa, ul. Wrzeciono 59a m. 4	19.09.2005	Opc	zmiana adresu zamieszkania oraz adresu firmy
111	Przedsiębiorstwo Eksploatacji Ulic i Mostów Sp. z o.o.	15-680 Białystok, ul. Produkcyjna 102	19.09.2005	Opc	ZPiZPD
112	Ryszard Sabik – PPUH „Sarel”	55-231 Jelcz-Laskowice, ul. Tańskiego 26	19.09.2005	Opc	ZPiZPD
113	Henryk Działkowiak – Przedsiębiorstwo Handlowo- Usługowe „POL-TANK”	59-400 Jawor, ul. Kuziennicza 9	19.09.2005	Opc	rozszerzenie zakresu działalności
114	Grzegorz Krawiec – PHU „EKOTRANS”	97-300 Piotrków Trybunalski, ul. Targowa 10B/24	19.09.2005	Opc	ZPiZPD
115	Grzegorz Górski – Stacja Paliw „COLO.COLO”	59-921 Sieniawka, ul. Bogatyńska	20.09.2005	Opc	ZPiZPD
116	Stacja Paliw SC Mirosław Staniszewski, Maria Staniszevska	10-308 Olsztyn, ul. M. Zientary-Malewskiej 51/53	21.09.2005	Opc	zmiana składu osobowego
117	Józef Krzeptowski, Maria Krzeptowska, Irena Gąsienica-Roj – Schronisko Górskie na Polanie Chochołowskiej PTTK SC	34-512 Witów, Dolina Chochołowska	26.09.2005	Wee	zmiana nazwiska jednego ze wspólników spółki
118	Wiesław Hałupka – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo- Usługowe „OMEGA”	64-100 Leszno, ul. Marii Sklódowskiej-Curie 3	26.09.2005	Wee	zmiana okresu, na jaki koncesja została udzielona oraz ZPiZPD
119	„PETRO-EKO-OIL” Sp. z o.o.	64-514 Pamiątkowo, Babrowo 30	26.09.2005	Opc	ZPiZPD oraz zmiana siedziby firmy

120	Stanisław Kępiński – ZPUH „STILLA”	77-416 Tarnówka, Annopole 11	26.09.2005	Opc	zmiana adresu zamieszkania oraz zmiana siedziby firmy
121	Spółdzielnia Rolniczo-Handlowa	86-141 Lniano, ul. Wyzwolenia 18	26.09.2005	Opc	ZPiZPD
122	Bożena Waszkiewicz – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe „MARKPOL”	40-321 Katowice, ul. Budowlana 2c	27.09.2005	Opc	zmiana adresu zamieszkania, oznaczenia siedziby firmy oraz zastąpienie nr REGON numerem NIP
123	„KERAD” Sp. z o.o.	47-220 Kędzierzyn-Koźle, ul. 9 Maja 8E/4	27.09.2005	Opc	zmiana adresu siedziby oraz zastąpienie nr REGON numerem NIP
124	Krajowa Spółka Cukrowa SA	87-100 Toruń, ul. Kraszewskiego 40	28.09.2005	Wee	ZPiZPD
125	Waldemar Iwaniuk	11-400 Kętrzyn, Muławki 5	30.09.2005	Wee	ZPiZPD
126	Młyn Handlowo-Usługowy „NAD TYKWA” – Longin Białek	74-111 Lubanowo, Trzaski 4	30.09.2005	Wee	zmiana siedziby firmy
127	Stacje Paliw Haczykowscy Sp.j.	99-400 Łowicz, ul. Poznańska 51	3.10.2005	Opc	ZPiZPD oraz zastąpienie nr REGON numerem NIP

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Dee – dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Dpg – dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

Ogz – obrót gazem z zagranicą

*) Zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności.

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM COFNIĘTO KONCESJE

(stan na 29.09.2005 r.)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Ferrum SA	40-241 Katowice, ul. Porcelanowa 12	1.07.2005	Occ	zaprzestanie prowadzenia działalności
2	Zakład Energetyczno-Mechaniczny ENERGETYK Sp. z o.o.	99-320 Żychlin, ul. Narutowicza 72	5.07.2005	Wcc, Pcc	zaprzestanie prowadzenia działalności i wykreślenie firmy z rejestru
3	REMONDIS Tarnowskie Góry Sp. z o.o.	42-600 Tarnowskie Góry, ul. Nakielska 1-3	6.07.2005	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
4	Energetyka Ciepła i Odlewnie Ostrowieckie Sp. z o.o.	27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Świętokrzyska 8	18.07.2005	Wcc, Pcc	zaprzestanie prowadzenia działalności
5	Przedsiębiorstwo Produkcji, Usług i Handlu KROTON Sp. z o.o.	26-600 Radom, ul. Mickiewicza 23	27.07.2005	Wcc, Pcc	zaprzestanie prowadzenia działalności
6	Koksownia PRZYJAŻŃ Sp. z o.o.	42-523 Dąbrowa Górnicza, ul. Koksownicza 1	29.07.2005	Occ	zaprzestanie prowadzenia działalności
7	Paweł Spaloniak, Tadeusz Makarewicz AUTO-GAZ SC	62-005 Bolechowo, ul. Poznańska 31	4.08.2005	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
8	Rzeszowska Gospodarka Komunalna Sp. z o.o. Miejskie Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji	35-055 Rzeszów, ul. Naruszewicza 18	8.08.2005	Dee, Oee	zaprzestanie prowadzenia działalności
9	Krystyna Jasińska – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „U BARTKA”	22-100 Chełm, ul. Pogórze 18	9.08.2005	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
10	PUH ANI-MAR Kazimierz Baran	26-060 Chęciny, Tokarnia 55	16.08.2005	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
11	ZRUG Warszawa SA w likwidacji	01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25	18.08.2005	Ppg, Opg	zaprzestanie prowadzenia działalności
12	Energomontaż-Południe SA	40-951 Katowice, ul. Mickiewicza 15	18.08.2005	Oee	zaprzestanie prowadzenia działalności
13	Zakład Usług Komunalnych ENERGOKOM Sp. z o.o.	37-111 Rakszawa, Rakszawa 334	22.08.2005	Wcc, Pcc	zaprzestanie prowadzenia działalności
14	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	39-200 Dębica, ul. Rzeszowska 83	22.08.2005	Occ	zaprzestanie prowadzenia działalności
15	Eco Energy Sp. z o.o.	03-543 Warszawa, ul. Barkocińska 6	23.08.2005	Wpc	zaprzestanie prowadzenia działalności
16	MAWEX Łobodziec Marek	37-420 Rudniki, ul. Sandomierska	24.08.2005	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności

COFNIĘTE KONCESJE

17	Roman Nitecki – likwidator Przedsiębiorstwa Transportowo-Komunikacyjnego Sp. z o.o.	42–400 Zawiercie, ul. Polska 21	24.08.2005	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
18	ENERGOTECH-2 Sp. z o.o.	72–600 Świnoujście, ul. Moniuszki 11-14	24.08.2005	Wcc	zaprzestanie prowadzenia działalności
19	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „AGROTEX” Sp. z o.o.	25–122 Kielce, ul. Chodkiewicza 33	25.08.2005	Dee, Oee	zaprzestanie prowadzenia działalności
20	Panogaz Sp. z o.o.	00–810 Warszawa, ul. Srebrna 16	30.08.2005	Opc	likwidacja i zmiana nazwy firmy Supergaz Sp. z o.o.
21	Janusz Struzik – Syndyk masy upadłościowej Huty „Andrzej” SA w upadłości	47–120 Zawadzkie, ul. Ks. Wajdy 1	5.09.2005	Ppg, Opg	zaprzestanie prowadzenia działalności
22	Ewa Mikołajewska – FHU „Petro-Mal”	62–800 Kalisz, ul. Złota 71	15.09.2005	Opc	nie uiszczenie opłat koncesyjnych
23	Jerzy Komorniczak – Młyn Wodny”	26–020 Morawica, Bieleckie Młyny 1	16.09.2005	Wee	zaprzestanie prowadzenia działalności
24	Spółdzielnia Pracy „Ekspedytor” Transport-Przeladunek-Spedycja	81–061 Gdynia, ul. Hutnicza 20	16.09.2005	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
25	Tomasz Niestępski – Auto-Gaz. Stacja Dystrybucji LPG	66–441 Świniary, gm. Krzynowłoga Mała	19.09.2005	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
26	ENERGO-INVEST SA	41–710 Ruda Śląska, ul. Obrońców Westerplatte 36	21.09.2005	Dee, Oee	zaprzestanie prowadzenia działalności
27	„FLO” Sp. z o.o.	87–100 Toruń, ul. Dekerta 26	28.09.2005	Opc	nie uiszczenie opłat koncesyjnych
28	Cezary Piotr Zdanowicz – „PROGRESS”	58–314 Wałbrzych, ul. Kasztelańska 4/7	29.09.2005	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Dee – dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

**WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM UMORZONO POSTĘPOWANIE
KONCESYJNE, UCHYLONO DECYZJE KONCESYJNE, POZOSTAWIONO
WNIOSKI KONCESYJNE BEZ ROZPATRZENIA LUB ROZPOZNANIA**

(stan na 3.10.2005 r.)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Rajmund Zawadzki UNIPOL	42-200 Częstochowa, ul. Srebrna 49	1.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
2	EURO-JET Sp. z o.o.	35-296 Rzeszów, ul. Przemysłowa 18	4.07.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
3	Marian Sowała	98-200 Sieradz, ul. P.O.W. 169	4.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
4	Przedsiębiorstwo Zaopatrzenia Rolnictwa AD-ROL	07-111 Wierzbno, Jaworek 44	5.07.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
5	PHU „DELUXE” Magdalena Spychała	14-100 Ostróda, Plac Tysiąclecia PP 4/1	5.07.2005	Opc	pozostawiono bez rozpoznania w związku z nieuzupełnieniem o wskazane braki formalne
6	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	33-100 Tarnów, ul. Wita Stwosza 7	5.07.2005	Wcc, Dcc	umorzenie
7	Ireneusz Piasecki FHU LOGOTRANS	42-200 Częstochowa, ul. Dekabrystów 41	5.07.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
8	MARK-PAL	06-213 Gąsewo, Nowe Gąsewo 1	6.07.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
9	DOGMA Firma Handlowa Małgorzata Skalska	20-630 Lublin, ul. Kaliska 3 lok. 38	6.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
10	ROL-PAL	23-225 Szastarka, Polichna IV nr 45	6.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
11	GORYLEX PPHU	50-440 Wrocław, ul. T. Kościuszki 145/9	6.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
12	Elektrociepłownie Toruń SA	87-100 Toruń, ul. Ceramiczna 6	6.07.2005	Pcc	umorzenie
13	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Gniewkowo)	88-140 Gniewkowo, ul. 17 Stycznia 11	6.07.2005	Pcc	umorzenie
14	FHU ASPAL Andrzej Kołodziejczak	05-088 Brochów, Plewice 29	7.07.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
15	Rad-Mar SC	05-555 Tarczyn, Oś. Ustronie 2/42	7.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
16	Aleksander Sołta LECHPOL	28-330 Wodzisław, Konary 55	7.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
17	Jamar SC	42-200 Częstochowa, Żytniów 1	7.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
18	Przedsiębiorstwo Handlowo- Usługowe „METROPOL” Andrzej Wanke	80-298 Gdańsk Kokoszki, Leżno, Al. Lipowa 61	8.07.2005	Opc	umorzenie postępowania z uwagi na brak aktualnie technicznych możliwości podjęcia działalności w zakresie obrotu paliwami ciekłymi i gazem płynnym
19	Auto-Gaz Padoł Dorota	32-742 Gorlice, ul. Kościuszki 108	11.07.2005	Opc	umorzenie

UMORZENIA, UCHYLENIA...

20	Zdzisław Owedyk „TEMIR”	60-779 Poznań, ul. Skryta 15 m. 4 A	11.07.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
21	EURO GAZ Robert Śnioch	63-460 Skalmierzyce, Ociąż, ul. Ostrowska 45	11.07.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
22	Barbara Wojciechowska	87-100 Toruń, ul. Sukiennicza 20/11	11.07.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
23	SAWA-OIL	14-300 Morąg, ul. Dworcowa 7	13.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
24	Henryk Falkiewicz	87-162 Lubicz Górny, ul. Rataja 8/21	14.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
25	Handel-Uslugi Mariusz Bukowiecki	62-740 Tuliszków, Piętno 79	15.07.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
26	DEX-POL Sp. z o.o.	15-365 Kielce, ul. Słowackiego 12	18.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
27	Marek Wesoly MAREX	76-200 Słupsk, ul. Kosynierów Gdynskich 4/57	18.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
28	SHADE POLSKA Sp. z o.o.	41-303 Dąbrowa Górnicza, ul. Piłsudskiego 60	19.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
29	D.J. – GAZ Dobrzański, Flis,	72-013 Stare Czarnowo	19.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
30	Ryszard Sachanek PW EURO-TRADE-PALIWA	58-309 Wałbrzych, ul. Duracza 7/9	20.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
31	POLBRAND Sp. z o.o.	01-167 Warszawa, ul. Zawiszy 12	25.07.2005	Wcc, Pcc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
32	KROTON Sp. z o.o.	01-413 Warszawa, ul. Magistracka 27 lok. 18	25.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
33	MOLTO SC	05-092 Łomianki, ul. Konwaliowa 6	25.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
34	EDMON Grzegorz Stefański	95-200 Pabianice, ul. Kopernika 14 m. 13	25.07.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
35	BART-BUD Przedsiębiorstwo Ogólnobudowlane Spychała Krzysztof	14-100 Ostróda, Plac Tysiąclecia PP 4/1	27.07.2005	Opc	pozostawiono bez rozpoznania w związku z niezpełnieniem o wskazane braki formalne
36	PHU DARKO	14-100 Ostróda, ul. Garnizonowa 22/14	27.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
37	Bartosz Łapinski	15-663 Białystok, ul. Skrajna 14/16	27.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
38	AGRO STAR Sp. z o.o.	25-413 Kielce, ul. Górna 13/15	27.07.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
39	Adam Piertas	26-500 Szydłowiec, ul. Jachowskiego 2/31	27.07.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
40	JW.ENERGIA	32-500 Chrzanów, ul. Pęcowskiego 1/51	27.07.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
41	JAN-TRANS Jan Ignaczak	60-106 Poznań, ul. Kacza 17	27.07.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
42	Petrex Import-Export	80-356 Gdańsk, ul. Maciwoja II 60/1	27.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
43	Green & Blue SA	50-128 Wrocław, ul. Św. Mikołaja 72	28.07.2005	Opc	umorzenie
44	Zakład Produkcji Cystern LDS Sp. z o.o.	02-495 Warszawa, ul. Gierdziejewskiego 1	29.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
45	Maciej Strachota	08-443 Sobienie Jeziory, ul. Warszawska 20	29.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
46	Zbigniew Machlewski Hurtowy Handel Paliwami	10-467 Olsztyn, ul. Sprzętowa 4	29.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania

47	Kazimierz Marszałek	23–275 Gościeradów, Aleksandrów 117	29.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
48	L.Z. DRZYMALSKI SC Drzymalski Zygmunt, Drzymalska Łucja	28–200 Staszów, Wiązownica Duża 215	29.07.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
49	AEROKLUB BIELSKO-BIALSKI	43–300 Bielsko-Biała, ul. Cieszyńska 321	29.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
50	Wiesław Durka	63–500 Ostrzeszów, ul. Gen. Sikorskiego 60	29.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
51	CENTRO METAL Bożena Wierzbicka	68–200 Żary, ul. 17-go Lutego 27a	29.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
52	UNIGRAF Sp. z o.o.	80–716 Gdańsk, ul. Rzesna 3	29.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
53	PROFIT SC	96–500 Sochaczew, ul. 15 Sierpnia 87	29.07.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
54	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „WIP” Sp. z o.o.	40–645 Katowice, ul. Radockiego 108/15	1.08.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
55	Łukasz Miś	61–680 Poznań, ul. Dolna 11A	1.08.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
56	PHU „TOMIX” Jolanta Gorzelańczyk	62–800 Kalisz, ul. Rzymska 38-40	1.08.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
57	Krzysztof Łoś Przedsiębiorstwo Wielobranżowe MOTO-POL	22–100 Chelm, Al. Przyjaźni 2	2.08.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
58	Handel Agata Dędek	97–352 Łęki Szlacheckie, Bęczkowice 20 A	2.08.2005	—	umorzenie
59	General Aniation Sp. z o.o.	05–462 Wiązowna, Góraszka	4.08.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
60	AUTO-ARGAZ SC R. Węgliński, L. Szymański	26–600 Radom, ul. Kozienicka 165	4.08.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
61	PW EURO-BUD	61–695 Poznań, ul. Armii Ludowej 25 lok. 19	4.08.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
62	Sebastian Badeński Bad-Gas Dystrybucja Butli Gazowych	26–600 Radom, ul. dr. J. Henryka Jordana	5.08.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
63	PIOBUD-TRANS Sp. z o.o.	44–335 Jastrzębie Zdrój, ul. Podhalańska 4	5.08.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
64	PHU MONIKA Pietrzak Mariusz	97–200 Tomaszów Mazowiecki, ul. Lipowa 19/9	5.08.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
65	Jan Skwarek RADSTYR Transport Drogowy, Fabryka Styropianu	26–600 Radom, ul. Orzechowa 2	10.08.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
66	Krzysztof Wojtala AGROZBYT	29–100 Włoszczowa, Przygardów 102 A	10.08.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
67	Hummel MK	41–500 Chorzów, ul. Konopnickiej 15B/6	10.08.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
68	EURO-NOVA 2 PLUS Sp. z o.o.	43–609 Jaworzno, ul. Ławczana 5	10.08.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
69	FHU CENTRINO Stacja Paliw Cezary Wójciak	96–200 Rawa Mazowiecka, Wilkowice 86	10.08.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
70	E.J.A.S.-GAZ Ewa Jakubaszek	03–188 Warszawa, ul. Śreniawitów 3 m. 90	11.08.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
71	Dolnośląski Zakład Termoenergetyczny SA	58–309 Wałbrzych, ul. Broniewskiego 1 b	11.08.2005	Pcc	umorzenie
72	Cetan Poland Sp. z o.o.	26–600 Radom, ul. Czachowskiego 34 lok. 214	12.08.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
73	PETROPOL Sp. z o.o.	00–372 Warszawa, ul. Foksal 18	16.08.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania

74	Sławomir Chrostowski	19-230 Szczuczyn, ul. Szczuki 19	16.08.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
75	PHU „DROS” Ryszard Osuch	63-210 Żerków, Dobieszczyzna 47	16.08.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
76	Tomasz Kaźmierski Firma T.O.M.	97-500 Radomsko, ul. Narutowicza 108	16.08.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
77	KOBI SC Wojciech Biel – Piotr Kulaczkowski	21-132 Kamionka, Siedliska 9	17.08.2005	—	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
78	Agnieszka Matysiak Petro-Mat	85-021 Bydgoszcz, ul. Gdańska 118/9	17.08.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
79	PP „MALECHA” Krzysztof Juchniewicz	89-210 Łabiszyn, Łabiszyn Wieś 15A	17.08.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
80	PETROCAR SC	21-003 Ciecierzyn, Jakubowice Konińskie	18.08.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
81	Kas-pol Jacek Malicki	26-420 Nowe Miasto Nad Pilicą, Domaniewice 24	18.08.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
82	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo- Handlowe „ETON” Sp. z o.o.	96-100 Skierniewice, Al. Macieja Rrataja 14	18.08.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
83	Rajnard Kopka „TRANS-MAK”	48-250 Głogówek, Błażejowice 34	19.08.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
84	AD-MAR Przedsiębiorstwo- Produkcyjno-Usługowo- Handlowe Piotr Pach	41-400 Mysłowice, Świerczyny 56	22.08.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
85	FHU „ROYAL” Agnieszka Kalinowska	43-100 Tychy, Al. Bielska 80/40	22.08.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
86	PH TRANS-BENZ Leszek Urban	37-600 Lubaczów, Oś. Mickiewicza 8/4	23.08.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
87	DRABEX Drabczyński Leszek	54-066 Wrocław, ul. Stabłowiecka 147/149	23.08.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
88	HEdEw	05-126 Nieporęt, ul. Rynek 1	24.08.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
89	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Gniewkowo)	88-140 Gniewkowo, ul. 17 Stycznia 11	24.08.2005	Woc, Pcc	umorzenie
90	Przedsiębiorstwo Handlowo- Usługowe „GEO” Władysław Jankowski	62-800 Kalisz, ul. Serbinowska 9/33	25.08.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
91	Firma Handlowo-Usługowa „KOMA-GAS” Wojciech Tokarek	72-010 Police, ul. Kamienna 3	25.08.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
92	Kazimierz Roziński	83-110 Tczew, ul. Jagiellońska 29 A/22	25.08.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
93	PHU Sukces Zbigniew Załęski	10-603 Olsztyn, ul. Metalowa 6	26.08.2005	Opc	pozostawiono bez rozpoznania
94	Stacja Auto-Gazu Dariusz Mielewczyk	83-320 Sulęczyń, Al. Zwycięstwa 45	29.08.2005	Opc	pozostawiono bez rozpoznania
95	Renata Hen Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „RENI”	26-020 Chmielnik, Zrecze Małe 22	30.08.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
96	„SAB” SC Monika Warta, Edwin Warta	62-400 Słupca Oś. Niepodległości 16/31	30.08.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
97	EURO-GAZ-TECH Ujma Józef	42-200 Częstochowa, ul. Łukasieńskiego 17 m. 36	31.08.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania
98	Jastrzębska Spółka Węglowa SA	44-330 Jastrzębie Zdrój, ul. Armii Krajowej 56	31.08.2005	Opc	umorzenie
99	MERITUM Sp. z o.o.	64-840 Budzyń, ul. Rynkowa 15	31.08.2005	Opc	bez rozpatrzenia/ rozpoznania

100	Syltex Sylwester Dembowski	74–200 Pyrzyce, ul. Pod Lipami 7/9	31.08.2005	Opc	zwrócono w trybie 261 KPA
101	KOMA LPG II Kozak Krzysztof, Madejek-Kuczkowska Barbara Sp.j.	20–093 Lublin, ul. Melgiewska 39	12.09.2005	Opc	umorzenie
102	Firma Handlowo-Uslugowa „J.P.” Jacek Piekacz	42–200 Częstochowa, ul. Boya-Żeleńskiego 6/8	13.09.2005	Opc	umorzenie
103	Paweł Smoleń – PETRO-TANK Przedsiębiorstwo Handlowo- Uslugowe	64–400 Międzychód, ul. Piłsudskiego 1d/1	13.09.2005	Wpc	umorzenie
104	„Unitrans” Sp. z o.o.	81–185 Gdynia, ul. Gołębia 1	13.09.2005	Mpc, Opc	umorzenie
105	„AB” Arkadiusz Kaleta	57–500 Bystrzyca Kłodzka, ul. Wojska Polskiego 28/4	14.09.2005	Opc	uchylenie
106	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej Zduńska Wola Sp. z o.o.	98–220 Zduńska Wola, ul. Łaska 36	14.09.2005	Opc	umorzenie
107	Artur Kubiak – „ART.-BENA”	60–158 Poznań, ul. Keplera 4g m.16	19.09.2005	Opc	uchylenie
108	Krajowa Spółka Cukrowa SA Oddział „Cukrownia DOBRZELIN”	99–319 Dobrzelin, ul. Jagielly 92	21.09.2005	Opc	umorzenie
109	Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej Wieluń Sp. z o.o.	98–300 Wieluń, ul. Traugutta 53	3.10.2005	Opc	umorzenie

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Dcc – dystrybucja ciepła

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM WYGAŚŁY DECYZJE KONCESYJNE

(stan na 31.08.2005 r.)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Ferrum SA	40–241 Katowice, ul. Porcelanowa 12	1.07.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
2	Piotr Rudnicki – Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej	76–100 Sławno, ul. Jedności Narodowej38/2	1.07.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
3	Zakład Gospodarki Komunalnej ZB (Gmina Koczała)	77–220 Koczała, ul. Zielona 2	1.07.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
4	Zakład Usług Komunalnych (Gmina i Miasto Łasin)	86–320 Łasin, ul. Grudziądzka 11	1.07.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
5	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	88–100 Inowrocław, ul. Torowa 40	1.07.2005	Occ	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
6	Przedsiębiorstwo Farmaceutyczne JELFA SA	58–500 Jełena Góra, ul. Wincentego Pola 21	4.07.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem

7	Administracja Domów Mieszkalnych (Gmina Nowy Staw)	82-230 Nowy Staw, ul. Westerplatte 20	5.07.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
8	Przedsiębiorstwo Komunalne PEKOM SA	68-200 Żary, ul. Bohaterów Getta 9-11	7.07.2005	Wcc, Occ	stwierdzono wygaśnięcie na wniosek
9	SUGARPOL (Toruń) Sp. z o.o.	87-100 Toruń, ul. Szosa Bydgoska 40/62	8.07.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
10	Zespół Elektrowni Dolna Odra SA	74-105 Nowe Czarnowo, Nowe Czarnowo 76	11.07.2005	Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
11	Cukrownia Leśmierz SA	95-044 Leśmierz	11.07.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
12	INSTAL Sp. z o.o.	80-298 Gdańsk, ul. Budowlanych 42	12.07.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
13	Zarząd Morskich Portów Szczecin i Świnoujście SA	70-603 Szczecin, ul. Bytomska 7	13.07.2005	Pcc, Occ	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
14	Zakład Usług Komunalnych (Gmina Brześć Kujawski)	87-880 Brześć Kujawski, ul. Wł. Łokietka 1	13.07.2005	Occ	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
15	PKP CARGO SA	02-021 Warszawa, ul. Grójecka 17	14.07.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
16	Kombinat Koksochemiczny ZABRZE SA	41-800 Zabrze, ul. Pawliczka 1	15.07.2005	Wcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
17	Przedsiębiorstwo Przemysłu Spożywczego PEPEES SA	18-402 Łomża, ul. Poznańska 121	18.07.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
18	TABEX Sp. z o.o.	19-400 Olecko, ul. Gołdapska 22	18.07.2005 21.07.2005	Wcc Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
19	BUMAR-FABLOK SA	32-500 Chrzanów, ul. Fabryczna 3	19.07.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
20	Firma WAFRO Sp. z o.o.	36-200 Brzozów, ul. Bielawskiego 1	19.07.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
21	Benedykt Edward Nowak Nasza Energia B. Nowak	82-400 Sztum Czernin, ul. Reymonta 3A/2	19.07.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
22	Samodzielny Publiczny Zakład Opieki Zdrowotnej	87-600 Lipno, ul. Nieszawska 6	20.07.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
23	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej EMPEGIEK Sp. z o.o.	88-200 Radziejów, ul. Komunalna 19	20.07.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
24	Handel Agata Dędek	97-352 Łęki Szlacheckie, Bęczkowice 20 A	21.07.2005	Opc	na wykreślenie z rejestru przeds.
25	BOT Kopalnia Węgla Brunatnego BEŁCHATÓW SA	97-400 Bełchatów, Rogowiec	21.07.2005	Pcc, Occ	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
26	Spółdzielnia Mieszkaniowa „WZGÓRZE”	27-530 Ożarów, ul. Stodolna 5c	22.07.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem

27	Wojewódzki Szpital Neuropsychiatryczny im. dr. Emila Cyrana	42-700 Lubliniec, ul. Grunwaldzka 48	29.07.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
28	PH ARMED – Leśniewski Roman	77-300 Człuchów, ul. Wejhera 3/11	2.08.2005	Opc	wygaśnięcie z powodu zgonu przedsiębiorcy
29	KOMOPAL Sp. z o.o.	64-330 Opalenica, ul. 3 Maja 22	4.08.2005	Pcc, Occ	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
30	Koksownia PRZYJAŻŃ Sp. z o.o.	42-523 Dąbrowa Górnicza, ul. Koksownicza 1	5.08.2005	Wpg	działalność nie wymaga koncesji
31	Huta Szkła CZECHY SA	08-406 Trąbki	9.08.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
32	Pomorska Agencja Poszanowania Energii Sp. z o.o.	85-950 Bydgoszcz, ul. Konarskiego 1-3	10.08.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
33	Miejski Zakład Komunalny – Miasto Nowe Miasto Lubawskie	13-300 Nowe Miasto Lubawskie, Działyńskich 9A	11.08.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
34	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Suchedniów)	26-030 Suchedniów, ul. Kościelna 21	11.08.2005	Pcc, Occ	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
35	POLAR SA	51-210 Wrocław, ul. Gen. T. Bora-Komorowskiego 6	11.08.2005	Pcc, Occ	koncesja stała się bezprzedmiotowa
36	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	11-730 Mikołajki, ul. Łabędzia 1c	19.08.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
37	Spółdzielnia Mieszkaniowa Lokatorsko-Własnościowa ODRA	55-200 Olawa, ul. 1-go Maja 22	19.08.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
38	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	39-300 Mielec, ul. Grunwaldzka 3	22.08.2005	Wcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
39	OCTAGON Sp. z o.o.	81-366 Gdynia, ul. Batorego 28-32	22.08.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
40	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Gniewkowo)	88-140 Gniewkowo, ul. 17 Stycznia 11	24.08.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
41	Gminny Zarząd Oświaty w Brusach (Gmina Brusy)	89-632 Brusy, ul. 4 Marca 1	24.08.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
42	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej (Miasto Andrychów)	34-120 Andrychów, ul. Batorego 24	25.08.2005	Wcc, Pcc, Occ	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
43	Agencja Nieruchomości Rolnych	00-215 Warszawa, ul. Dolańskiego 2	31.08.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
44	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	58-580 Szklarska Poręba, ul. 1 Maja 35A	31.08.2005	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Wpg – wytwarzanie paliw gazowych

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ODMÓWIONO UDZIELENIA KONCESJI

(stan na 3.10.2005 r.)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Rodzaj odmowy, uzasadnienie
1	FORFAITING SA	88-430 Janowiec Wlkp., ul. Gnieźnieńska 18	5.08.2005	Opc	wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów
2	Barbara Bazela – COM.LINE	62-800 Kalisz, Al. Wojska Polskiego 124	1.09.2005	Opc	wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów
3	Celina Staniszevska – Autohaus X5	62-800 Kalisz, ul. Konopnickiej 3-5/24	9.09.2005	Opc	wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów
4	Rolimex Sp. z o.o.	98-220 Zduńska Wola, Janiszewice 3c	12.09.2005	Opc	wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów
5	Agnieszka Dąbrowska – „AGA ENERGIA”	55-020 Żórawina, Mnichowice 16	13.09.2005	Opc	wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów
6	Ekopetrol Group Sp. z o.o.	61-654 Poznań, ul. Zagrodnicza 11a	13.09.2005	Opc	wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów
7	Patryk Kubiak – Euroneft	91-314 Łódź, ul. Św. Teresy od Dzieciątka Jezus 106A	15.09.2005	Opc	wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów
8	Przedsiębiorstwo Budownictwa Inżynieryjno- Hydrotechnicznego „Inżbud” Ireneusz Sztuka, Marek Wojs Sp.j.	43-450 Ustroń, ul. Sportowa 9	15.09.2005	Opc	wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów
9	Zakład Obsługi Technicznej Sp. z o.o.	59-300 Lublin, ul. Skłodowskiej-Curie 177	21.09.2005	Opc	wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów
10	Przedsiębiorstwo Handlowo- Usługowe „PETRO NET” Sp. z o.o.	30-714 Kraków, ul. Gromadzka 22c	3.10.2005	Opc	odmowa wznowienia postępowania w spr. udzielenia koncesji – brak nowych istotnych dla sprawy okoliczności faktycznych

Legenda:

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Urząd Regulacji Energetyki

Oddziały Terenowe

- 1. Oddział Centralny w Warszawie**
(obszar działania – woj. mazowieckie)
ul. Canaletta 4
00-099 Warszawa
tel. (0-prefix 22) 828-02-31 (33)
fax (0-prefix 22) 828-02-37
e-mail: warszawa@ure.gov.pl
- 2. Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie**
(obszar działania – woj. zachodniopomorskie i lubuskie)
ul. Żubrów 3
71-617 Szczecin
tel. (0-prefix 91) 424-16-30
fax (0-prefix 91) 424-16-31
e-mail: szczecin@ure.gov.pl
- 3. Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku**
(obszar działania – woj. pomorskie i warmińsko-mazurskie)
Al. Jana Pawła II 20
80-462 Gdańsk
tel. (0-prefix 58) 340-90-02 (03)
fax (0-prefix 58) 346-83-86
e-mail: gdansk@ure.gov.pl
- 4. Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu**
(obszar działania – woj. wielkopolskie i kujawsko-pomorskie)
ul. Wierzbicice 1
61-569 Poznań
tel. (0-prefix 61) 833-12-64
fax (0-prefix 61) 835-16-95
e-mail: poznan@ure.gov.pl
- 5. Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie**
(obszar działania – woj. lubelskie i podlaskie)
ul. Garbarska 20
20-340 Lublin
tel. (0-prefix 81) 743-85-30 (09)
fax (0-prefix 81) 743-92-91
e-mail: lublin@ure.gov.pl
- 6. Środkowozachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi**
(obszar działania – woj. łódzkie i świętokrzyskie)
ul. Uniwersytecka 2/4
90-137 Łódź
tel. (0-prefix 42) 639-24-40
fax (0-prefix 42) 639-24-50
e-mail: lodz@ure.gov.pl
- 7. Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu**
(obszar działania – woj. dolnośląskie i opolskie)
ul. Marszałka J. Piłsudskiego 49/57
50-032 Wrocław
tel. (0-prefix 71) 780-38-28 (29)
fax (0-prefix 71) 780-38-05
e-mail: wroclaw@ure.gov.pl
- 8. Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach**
(obszar działania – woj. śląskie)
ul. Owocowa 6a
40-198 Katowice
tel. (0-prefix 32) 258-76-91
fax (0-prefix 32) 258-64-77
e-mail: katowice@ure.gov.pl
- 9. Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie**
(obszar działania – woj. małopolskie i podkarpackie)
ul. Juliusza Lea 114
30-133 Kraków
tel. (0-prefix 12) 638-80-90
fax (0-prefix 12) 637-55-47
e-mail: krakow@ure.gov.pl

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



URE

URZĄD REGULACJI ENERGETYKI