

## Kodeks sieci na wspólnotowym rynku gazu

**Autor: Piotr Staręga, pracownik Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE**

**(Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki – nr 1/2006)**

Przygotowując się w Urzędzie do wdrożenia nadzoru regulatora nad zasadami zarządzania ograniczeniami sieciowymi oraz bilansowania przesyłowych sieci gazu ziemnego[1] warto zaprezentować doświadczenia rynku brytyjskiego, który należy obecnie do najbardziej liberalnych.[2] Powszechne stosowanie zasady TPA spowodowało masowe zjawisko zmiany dostawcy. Powstaje jednak pytanie, czy tak szeroki zakres zmian świadczy o dynamice mechanizmów dostosowawczych, czy jest może sztuką dla sztuki, wywołaną przez agresywny marketing konkurujących *shipperów*?

Należy założyć, że powszechność stosowania zasady TPA spowodowana jest dążeniem odbiorców do racjonalnego gospodarowania środkami przeznaczonymi na zakup energii. Oszczędności poczynione z tego tytułu zostaną wykorzystane bardziej racjonalnie, jeśli nie będą marnowane na opłacenie zbyt wysokich rachunków. Optymalnie działające strony muszą widzieć sens zmiany dostawcy wyrażający się wzrostem ich dobrobytu teraz lub w przyszłości. Wzrost liczby powiązań gospodarczych świadczy o dynamice mechanizmów dostosowawczych. Poprawia płynność rynku. Umożliwia również kształtowanie wartościowych sygnałów cenowych, które stanowią istotną wskazówkę dla licznych uczestników obrotu.

Polityka promowania konkurencji, poprzez powszechne wdrażanie zasady TPA, jest podstawowym narzędziem dynamizowania zmian rynkowych, co przyczynia się do wzrostu konkurencyjności całej gospodarki. Liczba transakcji zależy nie tylko od ilości uczestników obrotu, ale także od kosztów ich zawarcia, jak również – ceny usług sieciowych. Aby więc utrzymać wysoki poziom dynamiki zmian na rynku energii, należy rozwiązać problem kosztów przesyłu i dystrybucji. Dokonanie dostawy zamówionej elektryczności lub paliwa gazowego jest podstawowym warunkiem zrealizowania transakcji zawartych na spotowym rynku energii[3]. Nie można więc marzyć o płynności obrotu w warunkach istotnych trudności związanych z wykonaniem dostaw zamówionej energii, o czym decyduje przepustowość sieci. Do jej newralgicznych elementów należy oczywiście bilansowanie oraz ściśle z nim związana problematyka opomiarowania.[4] Również zarządzanie ograniczeniami sieciowymi, czy też zasady bilansowania nie powinny stanowić bariery, która utrudnia wejście na rynek nowym podmiotom. Ceny oraz dostępność usług związanych z elastycznością[5] funkcjonowania infrastruktury nie powinny przeszkadzać drobnej konkurencji w dostępie do klienta.

Rozwiązanie powyższych problemów w poszczególnych państwach członkowskich nie oznacza jednak automatycznej poprawy funkcjonowania wspólnotowego rynku oraz optymalizacji wykorzystania jego olbrzymiego potencjału. Ujednolicenie polityki energetycznej powinno być – zdaniem premiera Wielkiej Brytanii Tony'ego Blaira[6] – wiodącym kierunkiem globalnej polityki unijnej w tym zakresie. Wyraźną zapowiedzią podjęcia działań w tym samym kierunku jest również, przygotowana przez Komisję Europejską przy współpracy z CEER-em, *Strategia rozwoju infrastruktury jednolitego rynku gazu*[7].

Przygotowana *Strategia* wzoruje się na niebagatelnym osiągnięciu brytyjskiego rynku gazu. Wydaje się, że jest to słuszne podejście – pomimo różnego stopnia zaawansowania procesu liberalizacji rynków w poszczególnych krajach członkowskich – ponieważ to Wielka Brytania jest liderem w dziedzinie demonopolizacji obrotu tym nośnikiem energii.[8] Kamieniem milowym na drodze promowania konkurencyjności było wdrożenie w marcu 1996 r. Kodeksu sieciowego operatora Transco[9]. Stanowi on podstawę działania użytkowników tej sieci. Jego wdrożenie w Wielkiej Brytanii zajęło dwa lata w porównaniu do 10 lat potrzebnego na implementację o wiele prostszego kodeksu w USA.[10] W Wielkiej Brytanii koncesje na usługi przesyłu otrzymało 12 innych firm przesyłowych (ang. *Gas Transporters*).[11] Każda z nich jest zobowiązana do przygotowania własnego kodeksu. Jednak w 2005 r. – po dokonaniu sprzedaży przez Transco czterech lokalnych sieci dystrybucyjnych – kodeks tego operatora został poddany większemu sformalizowaniu i przekształceniu we Wzorcowy kodeks sieci (ang. *Unified network code*), który stanowi wzór przydatny dla wszystkich operatorów.

Dokument tego typu ma fundamentalne znaczenie dla rozwoju rynku. W procesie liberalizacji energetyki sieciowej trzeba zawsze zmierzyć się z problemem monopolu naturalnego, który jest nierozdzielnie związany z kosztownymi inwestycjami w infrastrukturę. Rozdzielenie handlu nośnikami energii od usług jej przesyłu wymaga unormowania zasad współpracy operatorów sieci z podmiotami, które z niej korzystają lub również obsługują – w ramach outsorsingu – funkcjonowanie infrastruktury. W tym kontekście warto przedstawić zasady funkcjonowania Kodeksu sieci.

Spółki, które handlują tym paliwem, zobowiązane są do podpisania Kontraktu ramowego (ang. *Framework Agreement*) z operatorem przesyłu. Ponieważ działają w warunkach pluralizmu, poddane są silnej presji konkurencyjnej. To właśnie dla nich stworzono Kodeks sieci, pomimo że ich działalność nie musi być związana z posiadaniem infrastruktury. Szczegółowe określenie warunków korzystania z sieci jest bowiem niezbędnym warunkiem minimalizacji ryzyka ich działalności.

Spółki obrotu hurtowego (ang. *shippers*) kupują gaz od producentów lub importerów. Zakupione paliwo sprzedają dostawcom detalicznym (ang. *suppliers*), którzy obsługują odbiorców końcowych na poziomie sieci dystrybucyjnej. Dostawcy mogą jednak łączyć działalność prowadzoną zarówno na poziomie hurtowym, jak i detalicznym. Aby zrealizować zamówienie, obrotowiec musi podjąć następujące działania:

- wdrożyć procedury operacyjne zgodnie z Kodeksem sieci,
- zinwentaryzować punkty zaopatrzenia odbiorców i zarejestrować je u operatora,
- zapewnić dostawy paliwa gazowego do systemu przesyłowego,
- dokonać rezerwacji mocy na wejściu i wyjściu z systemu oraz wystąpić o nominację; albo też zakupić je na rynku wtórnym i dokonać renominacji,
- wdrożyć oprogramowanie do współpracy z operatorem sieci.

*Shipper* pozyskuje niezbędny przydział mocy w trybie aukcyjnym. Celem organizowanych przetargów jest rozdysponowanie ograniczonej przepustowości w danym punkcie sieci zgodnie z logiką mechanizmu rynkowego. Korzystniejszy cenowo jest zakup mocy w systemie miesięcznym na aukcjach, które odbywają się co pół roku. Aukcje dzienne pozwalają natomiast na uzupełnienie zakupionego portfolio.

W celu dokonania dostaw *shipper* zgłasza nominację, aby otrzymać alokację mocy w punktach wejścia do sieci przesyłowych z terminala nadmorskiego (ang. *sub-terminal*) albo złóż lądowych (ang. *on-shore field*). Transco dokonuje nominacji w imieniu *shiperów* na punktach wyjścia z sieci przesyłowej oraz w ramach Lokalnej strefy dystrybucyjnej (ang. *Local Distribution Zone*) w cyklu dziennym – w przypadku liczników tradycyjnych (ang. *Non Daily Meter*) lub miesięcznym – w przypadku liczników nowoczesnych (ang. *Daily Meter*). Akceptacja nominacji przez operatora oznacza zobowiązanie do uiszczenia opłat przesyłowych. Transco może jednak odkupić moce przydzielone w przypadku braku możliwości transportu.

Nominacje znajdują swoje odzwierciedlenie w module grafikowania przepływów. W większości przypadków istnieje wiele alternatywnych szlaków przesyłu paliwa pomiędzy danym punktem wejścia i wyjścia. Odcinek sieci może zostać wyłączony z użycia również z powodu konserwacji. W rezultacie gaz w danym kierunku pokonuje różne długości rurociągów. Dla *shippera*, który wprowadza gaz do systemu NBP, droga fizycznego przepływu paliwa (w tym użycie stacji kompresorów oraz konieczność uwzględnienia ograniczeń przesyłowych) nie mają znaczenia. Dostawca wprowadza paliwo do zintegrowanej sieci *National Balancing Point*.

Dostawy przerywane są podstawowym elementem zarządzania ograniczeniami sieciowymi. Ich stosowanie jest dopuszczalne w przypadku zaistnienia ograniczeń przepustowości albo powstania ryzyka naruszenia zapasów magazynowych przeznaczonych na sezon grzewczy. Procedury związane z nimi są wyrazistym przykładem troski o niedyskryminacyjne traktowanie wszystkich podmiotów. Dobór miejsc dostawy przerywanej nie może bowiem wykazywać cech dyskryminacji lub preferencji

dla jakiejkolwiek grupy odbiorców. Umieszczenie wyłączeń odbywa się oczywiście zgodnie z technicznymi potrzebami systemu, ale średnioroczna liczba dni wyłączeń nie może wskazywać na odmienne traktowanie punktu wyjścia lub *shipperów*. W celu wyeliminowania ewentualnej dyskryminacji Transco stara się uzyskać zgodę dostawców na dostawy przerywane w punktach wyjścia z codziennym szczytowaniem pomiaru. Mogą oni wnosić o dokonanie zmian w planach wyłączeń. Operator składa więc *shipperom* alternatywne propozycje w tym zakresie. W zamian za zgodę na dostawy przerywane, obrotowiec zostaje zwolniony z części opłat. Zobowiązuje jednak swoich klientów do zaniechania odbioru przez określoną liczbę dni w roku. Brak zastosowania wyłączeń spotyka się z sankcjami finansowymi lub nawet odcięciem przyłącza i opłatami za dokonanie ponownego przyłączenia.

Odrębną metodą zarządzania ograniczeniami sieciowymi jest dokonywanie zakupu przepustowości na rynku wtórnym w punktach wejścia albo wyjścia. *Shipper* z nadwyżką mocy może w ten sposób odzyskać poniesione koszty z korzyścią dla dostawcy, który dokonuje jej zakupu, ponieważ nie ma innej możliwości przesyłania zakontraktowanego gazu. Efektywny rynek wtórny mocy przesyłowych pozwala na optymalne wykorzystanie całego systemu gazowniczego.

Obrót gazem, który został wprowadzony do systemu, stanowi kolejny sposób na ominięcie ograniczeń sieciowych. *Shipper* z nadmiarem zarezerwowanych zdolności przesyłowych na punkcie wejścia wprowadza gaz do systemu, aby go potem sprzedać dostawcy, który uzyskał nominację na punktach wyjścia. Jest to profil działalności typowy dla hurtownika: wprowadza on gaz do systemu i sprzedaje go innym uczestnikom obrotu.

Obrót gazem może być również pomocny w zrównoważeniu systemu poprzez dokonanie obrotu niezbilansowaniami o przeciwnej wielkości. Taka sama transakcja może zostać przeprowadzona w danym fragmencie sieci. Umożliwia to pominięcie ograniczeń systemowych w przesyłach gazu, który jest niezbędny dla celów pokrycia różnic związanych z nierównowagą lokalną. Ma to sens zwłaszcza w przypadku, gdy gaz wędruje przez różne fragmenty sieci nawet kilkanaście godzin.

British Gas projektował sieć do pracy w warunkach równowagi. W tej sytuacji nie ma możliwości taniego zbilansowania. Transco jest obecnie odpowiedzialny za zbilansowanie techniczne. Koszty niezbilansowania ponosi jednak dostawca. Obowiązkiem operatora jest dokonywanie zakupu brakującego paliwa lub też upłynnienie nadwyżek po cenie najkorzystniejszej dla uczestników rynku bilansującego. Spełnienie tego warunku jest najprostsze w przypadku wykorzystania giełdy gazu dla potrzeb bilansowania.

Rynkowe mechanizmy bilansowania zostały zastosowane po raz pierwszy w październiku 1999 roku. *Shipperzy* proponują dostawę lub zakup paliwa gazowego, którego ilości wynikają z aktualnego nie zrównoważenia systemu. Zakupy paliwa na ten cel dokonywane są więc po transparentnych cenach giełdowych. Ułatwia to bilansowanie handlowe, którego skutki ponoszą dostawcy. Jego koszty są raportowane zainteresowanym w rytmie dobowym.

W przypadku braku ofert podaźowych operator może skorzystać, dla celów bilansowania, ze zgromadzonych zapasów paliwa. Odpowiedzią na zmienność zużycia są więc również podziemne magazyny gazu. Operator magazynów gazu (ang. *Top-up manager*) jest odpowiedzialny za zapewnienie zimowych zapasów paliwa gazowego. Może on dokonywać zakupów w celu dopełnienia zbiorników. Po zapewnieniu poziomu rezerw niezbędnych na sezon grzewczy może on również gromadzić zapasy związane z ogólnym bezpieczeństwem energetycznym. Niezbędne rezerwy operacyjne oraz zasady ich użycia zawarte są w Kodeksie sieci.

Bezpieczeństwo pracy systemu jest dodatkowo zapewnione poprzez zapasy zgromadzone z użyciem technologii LNG, co pozwala zabezpieczyć się przed następującymi problemami wynikającymi w trakcie eksploatacji sieci:

- nagłe wahania popytu,
- braki w dostawach ze złóż podmorskich,

- problemy z dostawami dla spółek obrotu,
- awarie stacji kompresorów oraz wycieki z rurociągów.

Magazyny LNG położone są najczęściej blisko centrów zużycia. Pozwala to na błyskawiczne zaspokojenie popytu bez zbędnych inwestycji w rurociągi. Tego typu funkcja określona jest w języku angielskim jako *Constrained Storage Facilities*. Operatorem instalacji LNG jest spółka powiązana z Transco. Ich pojemność może być również oferowana *shipperom*. Dostawcy, którzy dokonują rezerwacji zdolności magazynowych, otrzymują również nominacje, które pozwalają zatłaczać i wytłaczać gaz z magazynów do sieci.

Ze względu na szybkość obsługi zbiorników możliwe jest zaspokojenie popytu w szczytach zapotrzebowania. Każdy z nich może być zatłoczony i wytłoczony w ciągu 5 dni. Szybka interwencja operatora magazynów stabilizuje ceny paliw, mimo że gaz z tych magazynów jest sprzedawany po bardzo wysokich cenach na rynku. Stanowi to silną motywację dla *shipperów* do pozostawiania zbilansowanym.

Pozyskiwanie wiarygodnych danych pomiarowych jest podstawą procesu fakturowania. Operator układów pomiarowych (ang. *Meter reading agent*) – odczytuje liczniki dla spółek obrotu detalicznego. *Supplier* przedstawia wyniki odczytu Transco w celu rozliczenia opłat dystrybucyjnych.

Oszacowany lub odczytany stan licznika jest również niezbędny w celu zmiany dostawcy. Umożliwia to otwarcie rozliczeń z nowym podmiotem.<sup>[12]</sup> Dopuszczalne jest orientacyjne ustalenie stanu licznika w przypadku trudności z pozyskaniem odczytu. W przyszłości nowy dostawca będzie jednak nadal korzystał z usług lokalnej firmy pomiarowej.

Optymalizacja nakładów na urządzenia pomiarowe spowodowała ich następujący podział. Punkty odczytu sporadycznego obejmują drobnych odbiorców gazu. Są odczytywane co parę miesięcy i nie oferują naliczania narastającego w rytmie dobowym (ang. *Non-Daily Metered*). Pozostałe punkty wyjścia są odczytywane na żądanie z zachowaniem dobowego rytmu rejestracji poborów paliwa gazowego (ang. *Daily Metered*). Odbiorcy z danego regionu grupowani są w strefy dwojakiego rodzaju: Lokalne strefy dystrybucyjne (ang. *Local Distribution Zone*) oraz Strefy wyjścia (ang. *Exit Zone*).

Odbiór z sieci przesyłowych do Lokalnych stref dystrybucyjnych (ang. *Local Distribution Zone*) rejestrowany jest w rytmie dobowym. Strefy grupują również te punkty odbioru, które nie są odczytywane dobowo (ang. *Non-Daily Metered*). W celu obciążenia *shipperów* za dystrybucję dla tej grupy klientów zostały utworzone Lokalne strefy dystrybucyjne (ang. *Local Distribution Zone*) z sieci przesyłowej (ang. *National Transmission System*).

W normalnych dniach funkcjonowania sieci odbiorca może zostać zasilony z użyciem dowolnego fragmentu sieci dystrybucyjnej, która go zaopatruje. Na szczęście pomiary dobowe na punkcie wyjścia z sieci przesyłowej (ang. *National Transmission System*) pozwalają jednak na określenie dobowego zużycia całkowitego danej strefy. Po uwzględnieniu pomiarów nielicznych odbiorców o dobowym odczycie (ang. *Daily Metered*), którzy również są zaopatrywani w danym regionie, łatwiej jest kalkulować opłaty sieciowe. W tym celu różnica pomiędzy całkowitym zużyciem strefy a ściśle określonym pomiarem dobowym (ang. *Daily Metered*) u największych odbiorców jest przypisywana dostawcom, zgodnie z umownymi współczynnikami. Pozwala to rozliczyć w sposób uproszczony koszty dostarczenia paliwa do odbiorców o tradycyjnych licznikach.

W dniach szczytowego obciążenia sieci dystrybucyjnej istnieje natomiast pewność co do obciążenia poszczególnych fragmentów sieci dystrybucyjnej. W takiej sytuacji optymalizacja przepływów narzuca bowiem tylko jedną konfigurację obciążenia nominacjami *Shipperów* danego punktu wyjścia z sieci przesyłowej. Wiadomo również, który fragment sieci dystrybucyjnej zaopatruje każdy punkt poboru (ang. *Supply point*). Punkty poboru obsługiwane w szczycie zapotrzebowania przez ściśle określone punkty wyjścia z sieci przesyłowej oraz wskazane fragmenty sieci lokalnej są grupowane w Strefy wyjścia (ang. *Exit zone*). Gwarantuje to wysoką precyzję obliczenia kosztów dystrybucji dla każdego odbiorcy, niezależnie od rodzaju posiadanego licznika.

\* \* \*

Rozpoznanie szczegółowych zasad Kodeksu pozwala odpowiedzieć na pytanie, czy dokument ten realizuje założenia *Strategii dochodzenia do ujednoliconego rynku gazu* przygotowanej przez CEER? Czy warto wzorować się na jego założeniach, liberalizując polski rynek gazu?

Omówiona w artykule treść Kodeksu wskazuje na zaawansowany stopień realizacji zasad, które – zdaniem CEER-u – powinny charakteryzować lokalny rynek paliw gazowych. Oczywiście *Strategia* obejmuje o wiele szerszy zakres zagadnień. Jest to konieczne, aby zaprezentowana wizja była spójna i kompletna. Zakłada ona, że wyznacznikiem realizacji tej idei będą przede wszystkim następujące kryteria funkcjonowania obrotu i przesyłu:

- płynność rynku, która generuje wiarygodne sygnały cenowe;
- niedyskryminacyjna alokacja mocy przesyłowych;
- zapewnienie elastyczności systemu;
- udrożnienie przesyłu paliw gazowych poprzez eliminację wąskich gardeł, co wymaga jednak właściwego klimatu inwestycyjnego;
- dobowy rytm bilansowania oraz zmotywowanie dostawców do zbilansowania swych pozycji we własnym zakresie;
- opłaty oparte na kosztach świadczenia usług;
- bezpieczeństwo systemu gazowniczego oraz stabilność jego funkcjonowania;
- efektywny system komputerowy, który musi wspomagać funkcjonowanie sieci.

W procesie uwalniania sektora energetyki sieciowej należy zawsze zmierzyć się z problemem monopolu naturalnego, który jest nierozzerwalnie związany z kosztownymi inwestycjami w infrastrukturę. Pomimo istnienia tego problemu, operatorzy sieci przesyłowych nie powinni utrudniać odbiorcom końcowym zmiany dostawcy. Należy wyeliminować wykorzystywanie powiązań w zakresie grupy kapitałowej (ang. *unbundling*).

Co więcej: rozdzielenie handlu nośnikami energii od usług ich przesyłania wymaga unormowania zasad współpracy operatorów sieci z podmiotami, które z niej korzystają lub również obsługują – w ramach outsorsingu – ruch sieciowy. Jakkolwiek może to wywołać problemy związane z jakością wykonywanych prac i przepływem informacji, to jednak wejście konkurencji szerokimi drzwiami, które otwiera dobrze przygotowany Kodeks sieci, pozwala zmniejszyć koszty usług przesyłowych na przykład poprzez redukcję zatrudnienia i wynajęcie firm outsourcingowych.<sup>[13]</sup>

Jakość obsługi musi być standaryzowana, a prowizje za dokonane transakcje oraz stawki za przesył – ściśle określone. Nie mogą mieć one jednak charakteru zaporowego, aby nie załamywać płynności obrotu zrażając jego drobnych uczestników. Prawidłowe funkcjonowanie rynku paliw i usług sieciowych oparte jest bowiem na przejrzystych i nie dyskryminacyjnych zasadach działania. Równe traktowanie wszystkich uczestników ruchu sieciowego jest konieczne w celu promowania rozwoju rynku. Zwiększenie ilości podmiotów, obok zagwarantowania nadwyżki podaży paliwa oraz efektywnej infrastruktury przesyłowej, jest podstawowym warunkiem zapewnienia konkurencyjności. Jedynie wzrost ich liczby jest gwarancją ograniczenia zachowań monopolistycznych oraz spadku znaczenia dotychczasowych operatorów dominujących, którzy działają w ramach pionowo zintegrowanych monopolii gazowniczych. Najlepszym rozwiązaniem problemu nadużywania siły rynkowej jest zaprojektowanie Kodeksu sieci w taki sposób, aby promował pluralizm, zwiększał zaufanie odbiorców energii oraz stabilizował warunki działania nowych uczestników rynku. Operator przesyłu musi zapewnić swobodę kształtowania warunków obrotu oraz elastyczną pracę systemu, który gwarantuje jednocześnie bezpieczeństwo dostaw.

*Huby* w sposób znakomity obniżają krańcowy koszt obsługi sprzedaży, czy też zakupu jednostki paliwa gazowego. Ścisła współpraca platformy obrotu z operatorem systemu przesyłowego jest drugą zaletą sprawnie działającego centrum handlu gazem. Dostęp do mocy przesyłowych dla wszystkich uczestników rynku korzystających z zasady TPA nie może pozostawać na papierze. Jej praktyczna realizacja wymaga skutecznego systemu preferencji dla nowych inwestycji w infrastrukturę. Dwoista natura *huba*, który łączy platformę transakcyjną z infrastrukturą przesyłową, czyni rolę Kodeksu sieci bardzo istotną. Na tej właśnie zasadzie funkcjonuje *National Balancing Point*.

Przestawiony zakres Kodeksu sieci Transco definiuje kryteria, które zdaniem CEER-u powinien spełniać lokalny rynek gazu. A Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowych – po uwzględnieniu zmian, nad którymi pracują obecnie eksperci Urzędu Regulacji Energetyki – powinna wkomponować polski system przesyłowy w infrastrukturę wspólnotowego rynku energii, którego potencjał podkreślał premier Wielkiej Brytanii Tony Blair.

---

[1] Do Urzędu Regulacji Energetyki wpłynął, poddany wcześniej szerokiej konsultacji, projekt Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowych przygotowany przez państwowego monopolistę OGP GAZ-System Sp. z o.o. Obowiązek uzyskania akceptacji Prezesa URE dla wybranych części proponowanego dokumentu wynika z władczego wpływu operatora sieci na funkcjonowanie podmiotów, które z niej korzystają. Z tego właśnie względu nie może on samodzielnie decydować o najważniejszych zagadnieniach w zakresie zarządzania infrastrukturą.

[2] Obecnie 64% konsumowanego gazu jest dostarczane przez dostawców innych niż dotychczas (tj. przez dostawców zmienionych). Na rynku gospodarstw domowych także 50% konsumentów zmieniło dotychczasowego dostawcę od czasu otwarcia rynku tj. od roku 1998.

Źródło: Raport na temat postępu wdrażania wspólnotowego rynku energii elektrycznej i gazu przygotowany w 2005. Aneks techniczny do raportu Komisji Europejskiej dla Rady i Parlamentu Europejskiego.

[3] Rynek dostaw natychmiastowych ma na celu pozyskanie energii. Prawa pochodne oferują natomiast zabezpieczenia finansowe przed skutkami zmiany cen. W wyniku nieproporcjonalnie dużych wahań cen instrumentów pochodnych w stosunku do zmian ceny instrumentów bazowych powstaje szerokie pole do spekulacji. Z tego powodu instrumenty pochodne nie skutkują dostawami energii, a tylko i wyłącznie rozliczeniem w formie pieniężnej różnicy ceny oczekiwanej przez strony transakcji w momencie otwarcia pozycji oraz notowań rzeczywistych – w momencie wygaśnięcia instrumentu.

[4] Więcej na temat liczników energii elektrycznej w kontekście zmiany dostawcy w artykule dr. inż. Rafała Gawina w Biuletynie URE nr 6/2005.

[5] Usługi związane z zapewnieniem elastyczności mają duże znaczenie dla spółek obrotu wchodzących dopiero na rynek ze względu na większe ryzyko niezbilansowania. W zupełnie innej sytuacji są dostawcy dominujący, którzy dysponują bardziej ustabilizowaną bazą odbiorców. Pozwala to na zapewnienie bardziej przewidywalnego profilu poboru energii, co ułatwia planowanie jej zużycia oraz utrzymanie zbilansowania we własnym zakresie. Por.: *Roadmap for a competitive single gas market in Europe*.

[6] Por.: Tony Blair o priorytetach Prezydencji Brytyjskiej, [http://www.europarl.eu.int/news/expert/infopress\\_page/004-2005-307-11-44-901-20051103IPR02004-03-11-2005-2005--false/default\\_pl.htm](http://www.europarl.eu.int/news/expert/infopress_page/004-2005-307-11-44-901-20051103IPR02004-03-11-2005-2005--false/default_pl.htm).

[7] Por.: *Roadmap for a competitive single gas market in Europe*.

[8] Stopień zaawansowania konkurencji na rynku brytyjskim najlepiej określa liczba ponad sześćdziesięciu koncesji wydanych na działalność obrotową. Por.:

<http://www.nationalgrid.com/uk/Gas/About/Who+Supplies+Gas/>,  
[http://www.investis.com/ngt/ara\\_2005/ofr\\_ukgd.html](http://www.investis.com/ngt/ara_2005/ofr_ukgd.html).

[9] Pełna nazwa firmy brzmi National Grid Transco plc.

[10] Por.: Network Code – the summary.

[11] Por.: [http://www.ofgem.gov.uk/temp/ofgem/cache/cmsattach/10407\\_Bestpracticecons1.doc?wtfrom=/ofgem/work/index.jsp&section=/areasofwork/gasgovernance](http://www.ofgem.gov.uk/temp/ofgem/cache/cmsattach/10407_Bestpracticecons1.doc?wtfrom=/ofgem/work/index.jsp&section=/areasofwork/gasgovernance).

[12] Więcej na temat zmiany dostawcy w artykule Marioli Juszczyk: *[Odbiorca detaliczny na rynku energii. Doświadczenia brytyjskie wyzwaniem dla Polski ...](#)*, opublikowanym w Biuletynie URE nr 6/2005.

[13] Miało by to w Polsce ogromne skutki społeczne ze względu na fakt, że przedsiębiorstwa infrastrukturalne stanowią wiodącego pracodawcę również na terenach gospodarczo zaniedbanych. Pojawienie się konkurencji pozwala wejść na rynek dużej ilości firm outsourcingowych, które obsługują sieć, a także firm świadczących usługi w zakresie poprawy jakości energii elektrycznej, czy też doradztwa w zakresie efektywności energetycznej i to one właśnie tworzą nowe miejsca pracy.

---

#### Literatura:

1. Network Code – the summary, <http://www.transco.co.uk/publish/netcode/modhome.asp>.
2. Roadmap for a competitive single gas market in Europe, [http://www.ergeg.org-pls/econtrol/docs/FOLDER/ERGEG\\_PC/GAS\\_ROADMAP/E05\\_SEM-13-03\\_GASROADMAP\\_PC.PDF](http://www.ergeg.org-pls/econtrol/docs/FOLDER/ERGEG_PC/GAS_ROADMAP/E05_SEM-13-03_GASROADMAP_PC.PDF).