

Maciej Kaliski*, Dominik Staśko, Beata Trzaskuś-Żak*****

**UREGULOWANIA PRAWNE I ORGANIZACYJNE DOTYCZĄCE
ZASADY TPA (*THIRD PART ACCESS*)
W SEKTORZE GAZOWNICZYM
NA PRZYKŁADZIE POLSKI I WIELKIEJ BRYTANII**

**1. UREGULOWANIA PRAWNE I ORGANIZACYJNE
DOTYCZĄCE STOSOWANIA ZASADY TPA (*THIRD PART ACCESS*)
NA POLSKIM RYNKU W SEKTORZE GAZOWNICTWA**

Obecnie obowiązującym aktem prawa wspólnotowego, w którym zawarto zasadę dostępu stron trzecich do sieci TPA (*Third Party Access*) i nałożono na Państwa Członkowskie obowiązek jej wdrożenia, jest Dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 98/30/WE.

W punkcie (18) wytycznych dyrektywy, zawarte są uwagi dotyczące wprowadzania liberalizacji rynku gazu: „odbiorcy gazu powinni mieć możliwość swobodnego wyboru dostawcy. Niemniej należy przyjąć etapowe tworzenie wewnętrznego rynku gazu, włącznie z określeniem konkretnego terminu jego realizacji, w celu umożliwienia dostosowania się przemysłu i zagwarantowania, że istnieją odpowiednie środki i systemy ochrony interesów odbiorców oraz że mają oni rzeczywiste i efektywne prawo wyboru swego dostawcy”.

W szczególności art. 3 ust. 5 dyrektywy zobowiązuje Kraje Członkowskie UE do wprowadzenia odpowiednich kroków, aby uprawnieni odbiorcy mogli rzeczywiście zmienić sprzedawcę: „Państwa Członkowskie powinny zapewnić w oparciu o swe struktury instytucjonalne i przy należyтым uwzględnieniu zasady pomocniczości, aby (...) przedsiębiorstwa gazownicze działały zgodnie z zasadami niniejszej dyrektywy, mając na celu stworzenie konkurencyjnego, bezpiecznego i zrównoważonego pod względem ochrony środowiska rynku

* Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH, Kraków.

** Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH, Karpacka Spółka Gazownicza, Kraków.

*** Wydział Górnictwa i Geoinżynierii AGH, Kraków.

gazu ziemnego i aby nie stosowały dyskryminacji wobec żadnego z tych przedsiębiorstw, tak jeśli chodzi o prawa, jak i obowiązki”.

Zgodnie z zawartymi w dyrektywie zapisami w art. 23, ust. 1, prawo wyboru sprzedawcy od 1 lipca 2004 roku mają w Krajach Członkowskich tzw. odbiorcy komercyjni (tj. wszyscy odbiorcy z wyjątkiem gospodarstw domowych). Pełne otwarcie rynku gazu, czyli nabycie prawa również przez odbiorców w gospodarstwach domowych musi nastąpić nie później niż 1 lipca 2007 roku.

Dzięki temu, na wzór i podobieństwo innych sektorów gospodarki, również w tym sektorze, w coraz większym zakresie będą się przejawiać mechanizmy rynkowe, a konkurencja pomiędzy różnymi sprzedawcami gazu sprawi, że odbiorcy będą mogli zakupić po cenach rynkowych gaz o akceptowanej przez nich jakości.

Do innych istotnych zmian wprowadzonych przez znowelizowaną Dyrektywę 2003/55/WE należy zaliczyć przede wszystkim [2, 5]:

- wprowadzenie dostępu stron trzecich do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych na zasadach regulowanych;
- ustanowienie instytucji pełniącej funkcję regulatora rynku w każdym Państwie Członkowskim UE oraz przekazanie jej określonego minimum kompetencji w zakresie regulowania krajowego rynku gazu; w Polsce takim regulatorem jest Urząd Regulacji Energetyki (URE), w Wielkiej Brytanii – Office of Gas and Electricity Markets (OfGEM);
- wprowadzenie dostępu do pojemności magazynowych na zasadach negocjowanych lub regulowanych;
- wydzielenie operatorów systemu przesyłowego w zakresie prawnym i funkcjonalnym od dnia 1.07.2004;
- wydzielenie operatorów systemu dystrybucyjnego w zakresie funkcjonalnym od dnia 1.07.2004, a w zakresie prawnym od dnia 1.07.2007.

Poza Dyrektywą 2003/55/WE uregulowania prawne dotyczące zasady TPA można znaleźć również w znowelizowanej ustawie *Prawo Energetyczne*, a mianowicie według art. 4 tejże ustawy „odbiorcy paliw gazowych lub energii mają prawo zakupu tych paliw lub energii od wybranego przez siebie sprzedawcy”. W Ministerstwie Gospodarki trwają prace nad kolejną nowelizacją ustawy mającą wdrożyć nowe dyrektywy Unii Europejskiej.

Uwzględniając obowiązujące regulacje prawne implementowane do prawa krajowego, przyjęty został w dniu 5 października 2004 r. Rządowy Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG SA, który określił następujący harmonogram działań [5]:

- do 1.07.2007 nastąpi doprowadzenie do pełnego rozdzielenia działalności handlowej i technicznej dystrybucji gazu w zależnych spółkach dystrybucyjnych,
- spółki prawa handlowego świadczące wyłącznie usługi technicznej dystrybucji gazu wyposażone będą we wszystkie składniki majątkowe, finansowe i instytucjonalne niezbędne do pełnienia funkcji operatora systemu dystrybucyjnego najpóźniej do 1.07.2007.

2. ZMIANY DOSTOSOWAWCZE DO WYMAGAŃ UE W KRAJOWYM SEKTORZE GAZOWNICZYM

2.1. Przesył

Wydzielenie operatora sieci przesyłowej to jeden z wymogów Dyrektywy 2003/55/WE, według art. 9, pkt. 1 „gdy operator systemu przesyłowego stanowi część pionowo zintegrowanego przedsiębiorstwa, powinien on pozostać niezależny, przynajmniej w swej formie prawnej, organizacyjnej i podejmowaniu decyzji od innych działań niezwiązanych z przesyłem”.

Początek działań związanych z wydzieleniem Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) datuje się na kwiecień 2004 r., kiedy to został utworzony podmiot PGNiG-Przesył Sp. z o.o. Z dniem 1 lipca 2004 r. PGNiG-Przesył Sp. z o.o. rozpoczął formalną działalność jako OSP.

W dniu 8 czerwca 2005 r. zmieniono dotychczasową nazwę Spółki PGNiG-Przesył na nową w pełni odzwierciedlającą charakter prowadzonej przez tę spółkę działalności: Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. W dniu 1 lipca 2005 r. decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. został wyznaczony operatorem systemu przesyłowego gazowego, w związku z czym spółka ta od tego dnia nie wchodzi w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, a tym samym zagwarantowano jej niezależność od przedsiębiorstw zajmujących się wydobywaniem i obrotem gazu.

OGP Gaz-System Sp. z o.o. działający jako jednoosobowa spółka Skarbu Państwa dysponuje majątkiem przesyłowym na podstawie Umowy Leasingu Sieci Przesyłowej zawartej z PGNiG SA. Jednocześnie część infrastruktury przesyłowej, nieobjęta umową leasingu, została przekazana Skarbowi Państwa jako dywidenda. Decyzja o wydzieleniu prawnym operatora systemu przesyłowego miała przyczynić się do efektywniejszego wdrażania zasad liberalizacji w sektorze gazu. Spółka OGP Gaz-System Sp. z o.o. zajmuje się zarządzaniem oraz nominowaniem przepustowości połączeń międzysystemowych, czyli deklaracjami dotyczącymi wprowadzania i wyprowadzania z systemu przesyłowego danej ilości paliwa gazowego w określonym czasie [7].

Po rozpoczęciu realizacji umowy o świadczenie usług przesyłania, nominację składa zlecający usługę przesyłową do OGP Gaz-System Sp. z o.o. Operator systemu przesyłowego sprawdza zgodność wielkości dostaw otrzymanych z wielkościami nominowanymi w systemach krajów sąsiednich i magazynach gazu.

Zasady korzystania z systemu przesyłowego określane są zazwyczaj w Kodeksie Sieciowym (*Network Code*). W zależności od specyfiki związanej z uwarunkowaniami panującymi na rynku gazu w poszczególnych państwach członkowskich, dokument ten obejmuje różny zakres i przybiera odmienne formy. Zgodnie z wytycznymi wynikającymi z Dyrektywy Gazowej 2003/55/WE oraz wchodzącym w życie od 1 lipca 2006 roku rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowej gazu ziemnego, operatorzy powinni opracować jednolite, przejrzyste i niedyskryminacyjne zasady korzystania z sieci oraz podać je do publicznej wiadomości. W prawodawstwie polskim zapisy dotyczące *Kodeksu Sieciowego* znalazły odzwierciedlenie w *Ustawie Prawo Energetyczne*.

Zgodnie z jej zapisami na operatorów systemów przesyłowych nałożono obowiązek przygotowania dokumentu pt. *Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej* (IRiESP), który stanowi odpowiednik Kodeksu Sieciowego.

Przygotowana przez Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. IRiESP stanowi regulamin w zakresie świadczenia i korzystania z usługi przesyłania paliwa gazowego, uwzględniający wymagania prawne, techniczne i organizacyjne na tworzącym się rynku gazu w Polsce. IRiESP obejmuje całą infrastrukturę techniczną zarządzaną przez operatora oraz określa prawa i obowiązki podmiotów uczestniczących w procesie przesyłania paliwa gazowego.

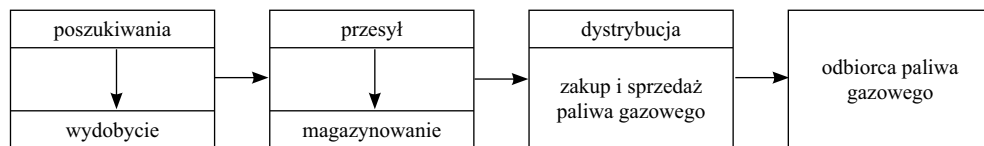
Projekt IRiESP został opublikowany w dniu 1 sierpnia 2005 roku w celu zebrania uwag od użytkowników systemu przesyłowego. W dniu 3 listopada 2005 roku przekazano dokument do Urzędu Regulacji Energetyki po analizie uwag na spotkaniach konsultacyjnych i dokonanych zmianach w projekcie. Ostateczna wersja projektu została złożona 3 kwietnia 2006 roku. Wniosekowany termin rozpoczęcia obowiązywania IRiESP określono na dzień 1 lipca 2006 roku.

2.2. Dystrybucja

W odniesieniu do dystrybucji z dyrektywy gazowej wynika obowiązek wydzielenia operatorów sieci dystrybucyjnych, gdzie w art. 11 stwierdzono, że „Państwa Członkowskie wyznaczają albo nakładają na przedsiębiorstwa będące właścicielem albo odpowiedzialne za systemy dystrybucyjne obowiązek wyznaczenia jednego albo więcej operatorów systemu dystrybucyjnego” [1].

W dniu 22.06.2004 zarząd PGNiG przyjął *Wytyczne właścicielskie dla Spółek Gazownictwa w zakresie utworzenia operatorów systemów dystrybucyjnych* [11]. Opierając się na nich, wszystkie spółki dystrybucyjne przystąpiły do tworzenia operatora.

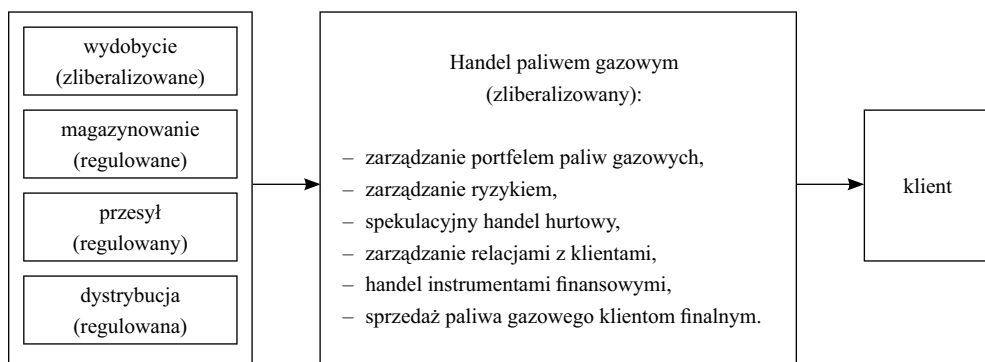
W ramach tych działań w sześciu spółkach dystrybucyjnych grupy kapitałowej PGNiG SA (Pomorskiej, Wielkopolskiej, Dolnośląskiej, Górnoszląskiej, Mazowieckiej, Karpackiej), nastąpiła szeroko zakrojona reorganizacja polegająca na księgowym wyodrębnieniu działów zajmujących się działalnością dystrybucyjną. Spółki dystrybucyjne prowadzą działalność obrotową i dystrybucyjną, a także pełnią funkcję operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD). Z chwilą wydzielenia OSD, tj. najpóźniej do 30 czerwca 2007 roku, nastąpi w tych spółkach rozdzielenie działalności dystrybucyjnej od działalności obrotu pod względem formy prawnej.



Rys. 1. Struktura sektora gazowniczego przed liberalizacją

Źródło: [4]

Strukturę sektora gazowego przed liberalizacją przedstawia rysunek 1, a strukturę zliberalizowanego (z uwzględnieniem stosowania zasady TPA) rynku gazowego ilustruje rysunek 2.



Rys. 2. Struktura zliberalizowanego sektora gazowniczego

Źródło: [4]

3. UREGULOWANIA DOTYCZĄCE USTALANIA TARYF GAZOWYCH W WARUNKACH ZLIBERALIZOWANEGO RYNKU GAZU

Praktyczne zastosowanie zasady TPA powinno odbywać się na podstawie taryf lub, co najmniej, metodyki opracowywania taryf w zależności od systemu regulacji przyjętego przez poszczególne państwa członkowskie zatwierdzanych *ex-ante*, czyli z góry przez organy regulacyjne.

Państwa członkowskie muszą zapewnić powszechny dostęp do nich i w związku z tym narzucić obowiązek ich publikowania. Uregulowania te zawarte są w punkcie 13 i 16 wytycznych dyrektywy: „Ważne jest, aby urzędy regulacji we wszystkich Państwach Członkowskich miały ten sam minimalny zakres kompetencji, [który] powinien obejmować ustalanie lub zatwierdzanie taryf lub przynajmniej metodologii kalkulacji taryf przesyłowych lub dystrybucyjnych oraz taryf na dostęp do instalacji skroplonego gazu ziemnego (LNG). W celu uniknięcia niepewności oraz kosztownych i długotrwałych sporów, taryfy te powinny być publikowane przed ich wejściem w życie” [1].

Prawo Energetyczne, m.in. w art. 45, wymienia kilka warunków przy ustalaniu taryf:

- Podstawą wyznaczania cen i stawek opłat taryfowych w każdej grupie taryfowej muszą być koszty uzasadnione, czyli koszty niezbędne do wykonania zobowiązań powstałych w związku z prowadzoną działalnością przez przedsiębiorstwo, czyli w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji i obrotu paliwami w sposób ekonomicznie uzasadniony.
- Przyjęte rozwiązania taryfowe powinny uwzględniać ochronę odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen.
- Pokrycie kosztów uzasadnionych ponoszonych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w związku z realizacją ich zadań.
- Ustalone taryfy podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

- Taryfy paliw gazowych mogą uwzględniać koszty współfinansowania przez przedsiębiorstwa energetyczne przedsięwzięć i usług zmierzających do zmniejszenia zużycia paliw i energii u odbiorców, stanowiących ekonomiczne uzasadnienie uniknięcia budowy nowych źródeł energii i sieci.
- Taryfy paliw gazowych mogą uwzględniać koszty współfinansowania przez przedsiębiorstwa energetyczne przedsięwzięć związanych z rozwojem odnawialnych źródeł energii.
- Stawki opłat za usługi przesyłania lub dystrybucji kalkulowane są w taki sposób, aby udział opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji dla danej grupy odbiorców nie był większy niż ustalony przez Prezesa URE.

4. ODSTĘPSTWA OD ZASADY TPA

W dyrektywie przewidziano możliwość stosowania odstępstw od zasady TPA, tzn. operator sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej może odmówić dostępu do sieci w razie braku odpowiednich zdolności przesyłowych, zawsze jednak jest zobowiązany uzasadnić odmowną decyzję. Art. 21 dyrektywy, w ust. 1 i 2 stwierdza, że „przedsiębiorstwa gazownicze mogą odmówić dostępu do systemu z powodu braku przepustowości albo tam, gdzie dostęp do systemu uniemożliwiłby im wypełnianie usług o charakterze użyteczności publicznej [...], które zostały im wyznaczone albo z powodu poważnych trudności ekonomicznych i finansowych związanych z kontraktami typu „bierz lub płać”. [...] Należy podać dokładnie uzasadnione przyczyny takiej odmowy” [1].

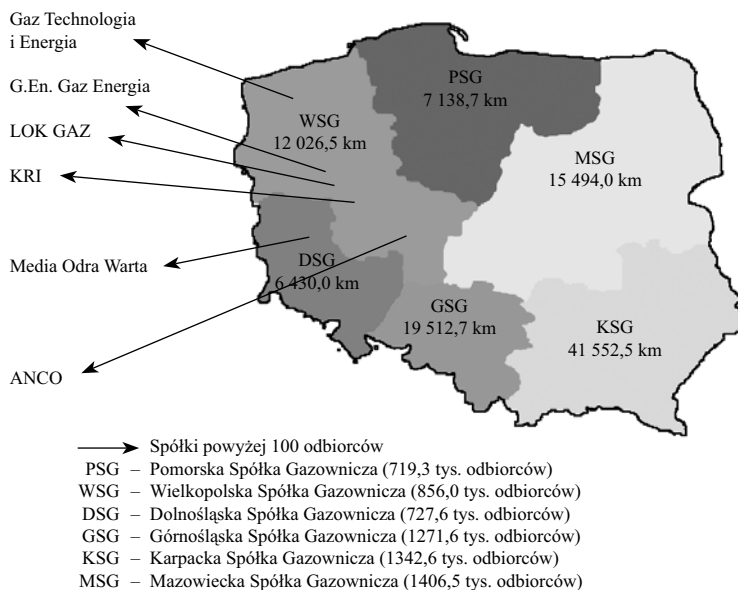
Państwa członkowskie mogą zobowiązać operatora do dostarczenia informacji na temat koniecznych działań, które umożliwią wzmocnienie sieci i w konsekwencji dostęp do niej. Strona, która wnosi o dostarczenie tego rodzaju informacji może być zobowiązana do uiszczenia opłaty w wysokości odzwierciedlającej koszty jej dostarczenia.

Na państwa członkowskie nałożono obowiązek wprowadzenia procedury rozstrzygnięcia sporów w zakresie świadczenia usług przesyłowych lub dystrybucyjnych przez niezależne organy regulacyjne. W razie sporów dotyczących dostępu do sieci w wymianie międzysystemowej organem rozstrzygającym jest organ regulacyjny, którego jurysdykcji podlega operator odmawiający dostępu do systemu.

5. ZASTOSOWANIE ZASADY TPA W DOTYCHCZASOWEJ PRAKTYCE W WARUNKACH POLSKI

Obecnie działalność dystrybucyjna jest prowadzona przez sześć spółek gazownictwa należących do grupy kapitałowej PGNiG SA oraz przez inne niezależne przedsiębiorstwa gazownicze, z których sześć obsługiwało więcej niż 100 odbiorców. Na rysunku 3 przedstawiono strukturę dystrybucji w Polsce.

Brak większego zainteresowania wśród podmiotów uprawnionych do zmiany sprzedawcy wynikał przede wszystkim z braku alternatywnych źródeł sprzedaży gazu poza gazem oferowanym przez PGNiG SA, istotną barierę dla TPA na rynku gazu stanowią również istniejące wieloletnie umowy na dostawy gazu zawarte pomiędzy PGNiG SA a odbiorcami gazu.



Rys. 3. Obszar działania spółek gazowych wraz z liczbą odbiorców. Zasięg geograficzny i długość sieci według stanu na 31 grudnia 2004 r.

Źródło: PGNiG

Obecnie nie ma szczegółowej regulacji określającej procedury wyboru sprzedawcy ani trybu postępowania sprzedawcy z urzędem. Zmiana dostawcy w praktyce będzie prawdopodobnie oznaczała rozwiązanie obowiązującej umowy i zawarcia innej – z nowym dostawcą. W wypadku zaś rozwiązania lub wygaśnięcia umowy z aktualnym dostawcą i niedokonania wyboru kolejnego, jego miejsce zajmie sprzedawca z urzędu, którym będzie przedsiębiorstwo energetyczne, mające koncesję na obrót paliwami gazowymi, które zobowiązane będzie świadczyć usługi kompleksowe na rzecz gospodarstw domowych, przyłączonych do sieci przedsiębiorstwa energetycznego wskazanego w koncesji tego sprzedawcy.

Pierwszy przetarg mający na celu wyłonienie sprzedawcy z urzędu może zostać przeprowadzony przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dopiero po 1 lipca 2007 roku. Jeśli ogłoszony przetarg nie przyniesie skutku, prezes URE wyznaczy sprzedawcę z urzędu za pomocą decyzji administracyjnej.

Rozpoczynając powolny proces eliminowania barier stosowania zasady TPA zapisanych w *Programie wdrażania konkurencji*, operator sieci przesyłowej podjął następujące prace [7]:

- rozbudowę systemu przesyłowego,
- rozbudowę połączeń międzysystemowych,
- opracowanie jednolitych standardów telemetrycznych i informatycznych,
- opracowanie systemu wymiany informacji rynkowej.

W zakresie rozbudowy systemu przesyłowego realizowano zadania inwestycyjne, których podstawowym celem była likwidacja ograniczeń przepustowości w poszczególnych odcinkach

systemu przesyłowego, wynikających z istnienia tzw. wąskich gardeł oraz z całkowitego wykorzystania dostępnej technicznej mocy przesyłowej.

Ponadto, realizowano zadania związane z rozbudową systemów pomiarowo-telemetrycznych mające poprawić obsługę odbiorców uprawnionych do korzystania z dostępu do sieci przesyłowej.

Zestawienie nakładów inwestycyjnych poniesionych w 2005 roku w podziale na powyższe działania z uwzględnieniem tytułu prawnego do majątku przesyłowego, przedstawia tabela 1.

Tabela 1
Nakłady inwestycyjne w procesie eliminowania barier
stosowania zasady TPA

	Ogółem [tys. zł]	Majątek wniesiony w dywidendzie (OGP Gaz-System Sp. z o.o.) [tys. zł]	Majątek leasingowy (PGNiG SA) [tys. zł]
Elementy rozbudowy systemu	122 584,1	8 615,5	113 968,6
likwidacja tzw. wąskich gardeł	62 736,0	1 659,0	61 077,0
rozbudowa systemów pomiarowo- -telemetrycznych	7 486,7	2 670,8	4 815,9
w tym:			
– systemy informatyczne	2 609,8	2 609,8	0,0
– pomiary ilości i jakości gazu	4 876,9	61,0	4 815,9
pozostała rozbudowa	52 361,4	4 285,7	48 075,7

Źródło: [7]

Jak wynika z tabeli 1, największe nakłady inwestycyjne zostały poniesione w celu likwidacji wąskich gardeł (51,18% nakładów na rozbudowę systemu), a także na pozostałą rozbudowę systemu przesyłowego (42,71% nakładów).

Zasada TPA może stanowić w przyszłości zagrożenie, przyczynić się do spadku przychodów PGNiG.

Największe zagrożenie w tym zakresie dotyczy dużych odbiorców gazu. Jak pokazuje doświadczenie z innych zliberalizowanych rynków, najbardziej skłonni do zmiany dostawcy są najwięksi konsumenci gazu. W ich sytuacji cena paliwa gazowego ma znaczenie dla efektywności całego procesu produkcyjnego i konkurencyjności ich wyrobów.

Doświadczenie innych państw, w których otwierano rynki gazowe (Wielka Brytania, Norwegia, Szwecja, Dania) pokazuje, iż krajowe firmy gazownicze nie powinny się w obliczu konkurencji ograniczać do działań na rynku krajowym, ale próbować wejść na inne rynki.

6. ANALIZA FUNKCJONOWANIA ZASADY TPA NA RYNKU BRYTYJSKIM

Do krajów, w których wolny rynek gazu funkcjonuje najlepiej, zaliczyć można Wielką Brytanię z całkowicie konkurencyjną strukturą rynku oraz Irlandię, gdzie duzi odbiorcy mają swobodę wyboru dostawcy już od wielu lat .

Zmiany restrukturyzacyjne pod kątem deregulacji rynku w Wielkiej Brytanii rozpoczęły się 24 sierpnia 1986 roku, kiedy to aktywa British Gas Corporation zostały wniesione do spółki British Gas plc., będącej własnością rządu. W grudniu 1986 roku spółka weszła na giełdę.

Konkurencja na rynku gazu została zainicjowana w 1992 roku w odniesieniu do odbiorców przemysłowych, a budowa w pełni konkurencyjnego rynku została zakończona w 1997 roku [2].

W roku bilansowym 1989/1990 spółka British Gas plc wyodrębniła trzy jednostki biznesowe [6]:

- Gas Business mającą na celu sprzedaż gazu w Wielkiej Brytanii,
- Exploration and Production prowadzącą działalność poszukiwawczo-wydobywczą,
- Global Gas prowadzącą działalność międzynarodową.

W lutym 1997 roku nastąpił podział British Gas plc na dwie osobne, notowane na giełdzie spółki:

- Centrica plc, która przejęła handel hurtowy, detaliczny, usługi oraz wybrane złoża gazu;
- BG plc, która zachowała wcześniejsze elementy m.in. działalność poszukiwawczo-wydobywczą (złoża krajowe i zagraniczne) oraz przesył i składowanie. Firma ta w październiku 2000 roku podzieliła się na dwie spółki: BG Group plc (międzynarodowa działalność gazownicza) i Lattice Group plc (przesył i składowanie), która połączyła się z operatorem sieci przesyłowej elektrycznej National Grid Transco plc.

Trzy firmy wywodzące się z British Gas, czyli Centrica, National Grid Transco i BG Group nie ograniczyły się do zmian organizacyjnych w postaci wyodrębnienia kolejnych jednostek biznesowych oraz fuzji i podziałów. W ramach naturalnych podziałów dokonywały ekspansji geograficznej (najpierw na rynek amerykański) oraz wchodziły w nowe segmenty działalności. Najlepszym tego przykładem jest wejście firm na rynek energii elektrycznej we wszystkich obszarach (produkcja, przesył, dystrybucja). Stanowi to przejaw popularnej w sektorze użyteczności publicznej strategii *multi-utility*, czyli łączenia w ramach jednej firmy pełnej palety usług (dostawy energii, gazu, wody itp.). Dla byłych monopolistów stanowi to zdwersyfikowanie źródeł przychodów, gdy na podstawowym rynku traci udział na rzecz konkurentów .

Od 1998 roku w Wielkiej Brytanii funkcjonuje pełna konkurencja na rynku dostaw gazu dla końcowych odbiorców. Liczba odbiorców, którzy zmieniają dostawcę gazu, tygodniowo wynosi ok. 150 tys. osób. Regulatorem w Wielkiej Brytanii, wydającym koncesje dostawcom gazu, jest OfGEM (wcześniej Ofgas). Jego działania wynikające z ustawy gazowej (*The Gas Act*) oraz ustawy elektroenergetycznej (*The Electricity Act*) mają na celu ochronę interesów wszystkich odbiorców, zarówno obecnych, jak i przyszłych, co osiągnęte jest dzięki promowaniu efektywnej konkurencji pomiędzy przedsiębiorstwami prowadzącymi działalność w sektorze gazu i energii elektrycznej [6].

Mechanizm zmiany dostawcy cechuje się dużą liczbą podmiotów i procesów związanych z jego realizacją oraz generuje wysoki stopień usług na zliberalizowanym rynku.

Poza jego tradycyjnymi uczestnikami, tj. odbiorcami, dostawcami (nowo wybrany, dotychczasowy), operatorami systemów pomiarowych (świadczących usługi w zakresie

instalacji oraz obsługi punktów pomiarowych) występują dodatkowo agenci pośredniczący pomiędzy dostawcami i odbiorcami, a dystrybutorami, tj. [10]:

- 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 agenci, brokerzy oraz niezależne firmy oferujące usługi porównywania cen, czyli uczestnicy, powstałego na bazie obowiązującego modelu, rynku „usług wtórnych”.

W podsektorze gazu zasady dotyczące transferu odbiorcy reguluje *Kodeks sieciowy* Publicznego przedsiębiorstwa Przesyłu Gazu (Public Gas Transporter's (PGT) Network Code), zawierający postanowienia w sprawie Rejestru Zarządzania punktem Dostaw (Supply Point Administration). *Kodeks sieciowy* stanowi swoistą umowę pomiędzy Publicznym Przedsiębiorstwem Przesyłu Gazu (operatorem sieci przesyłowej) a tzw. shipperami – pewnego rodzaju pośrednikami odpowiedzialnymi za miejsca dostaw w tejsze sieci. Ponieważ dostawcy są sygnatariuszami *Kodeksu sieciowego*, większość transakcji, podczas których niezbędne jest skorzystanie z Rejestru Zarządzania Punktem dostaw wymaga pośrednictwa shipperów działających w imieniu dostawców [3].

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

Istotną rolę w uświadamianiu klientów w procesie liberalizacji rynku odegrał marketing bezpośredni. Niezależne badania zlecone przez Ofgas (regulatora) wykazały, że większość klientów była pozytywnie nastawiona na sprzedawców odwiedzających ich bezpośrednio w domach, którzy informowali o konkurencyjnej ofercie. Dotarli oni aż do 57% gospodarstw domowych.

Ważne jest również rozgraniczenie działalności na rzecz klientów detalicznych i biznesowych. Obsługa tych ostatnich ma zindywidualizowany charakter w porównaniu do klientów detalicznych, wobec których występuje większa standaryzacja procesów.

Jednak głównym czynnikiem determinującym zmianę dostawcy gazu po wprowadzeniu pełnej liberalizacji była niższa cena. Za podstawową przesłankę gotowości do zmiany dostawcy wskazywało ją 61% klientów detalicznych, a dla 80% miała ona znaczenie.

Działania konkurencji i preferencje klientów spowodowały, iż w ciągu pierwszego roku funkcjonowania pełnej liberalizacji w poszczególnych regionach konkurencja przechwytywała do 25% rynku.

Już w 2000 roku, czyli 18 miesięcy po wprowadzeniu pełnej liberalizacji, na rynku zidentyfikowano wiele 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.

Wśród najczęstszych problemów dostawców w procesie zmiany dostawcy na rynku brytyjskim można wymienić [3]:

- Brak spójności oraz standaryzacji agregowania i publikacji danych adresowych odbiorców w Rejestrach Usług Zarządzania Punktem Pomiarowym różnych spółek dystrybucyjnych, co spowodowało utrudnienia w prawidłowej lokalizacji punktu dostaw przez nowego dostawcę.
- Błędy podczas przekazywania danych od przedsiębiorstw funkcjonujących przed liberalizacją w ramach monopolu sieciowego lub omyłek w trakcie rejestracji kolejnych połączeń lub odłączeń odbiorców.
- Brak standaryzacji protokołów interfejsów wszystkich publicznych przedsiębiorstw przesyłu gazu, co powodowało 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.

Najczęstsze problemy, które napotykali odbiorcy na rynku brytyjskim:

- trudności z uzyskaniem wy tłumaczenia istoty i uwarunkowań mechanizmu zmiany dostawcy;
- brak możliwości wskazania podmiotów odpowiedzialnych za powstanie i rozwiązanie sytuacji problemowych;
- pojawiające się nieporozumienia w związku z używaniem przez dostawców zróżnicowanej terminologii na określenie tych samych zjawisk, czego odbiorcy mogli doświadczyć w przypadku korzystania z oferty *dual fuel* polegającej na dostawie energii i gazu przez ten sam podmiot;
- niedokładne, szacunkowe odczyty, szczególnie kiedy odbiorca osobiście przekazywał dane rzeczywistego odczytu, które zasadniczo różniły się od przybliżonych wskazań.

Dotychczasowa praktyka brytyjska dowodzi, że – przyjmując metodę stopniowego doskonalenia funkcjonowania zliberalizowanego rynku w celu eliminacji perturbacji związanych ze zmianą dostawcy – niezbędne okazało się podjęcie następujących działań [7]:

- zwiększenie wymagań w stosunku do agentów odpowiedzialnych za punkty pomiarowe, tak by żądana informacja była dostarczana na czas oraz zgodnie ze stosownymi instrukcjami;
- opracowanie standardów danych sprzyjających ujednoliceniu interpretacji ich znaczeń oraz zwiększeniu spójności pomiędzy kluczowymi pozycjami w rejestrach.

Przykład Wielkiej Brytanii wskazuje iż polski rynek po liberalizacji prawdopodobnie czekają znaczące zmiany pod względem zachowań klientów, oferty dostawców (w szczególności poziomu cen), struktury graczy rynkowych i polityki PGNiG. Główne zmiany, których można oczekiwać to [2, 6, 8]:

- prawne rozdzielenie poszczególnych rodzajów działalności (wydobycie, przesył, dystrybucja, obrót);
- wzrost konkurencji związany z wprowadzeniem liberalizacji rynku gazu (stosowanie zasady TPA);
- nowa polityka cenowa, konstruowanie taryf opartych na kosztach przy uwzględnieniu rodzaju klientów, a także eliminowaniu subsydiowania skrośnego;

- systemy taryf za przesył, dystrybucję i magazynowanie;
- zmiany ceny w poszczególnych taryfach, oferta dla dużych klientów na poziomie cen hurtowych (spadek cen);
- większa orientacja na klienta w procesie sprzedaży;
- zintensyfikowane działania marketingowe;
- potencjalne łączenie usług gazowych z elektrycznymi – strategia *multi-utility*;
- obniżka kosztów działalności operatorów;
- rozstrzygnięcie wątpliwości dotyczących kontraktów długoterminowych.

7. PODSUMOWANIE

Na podstawie analizy rynku polskiego i brytyjskiego można stwierdzić, że:

- Powinno usprawnić się system informacyjny dotyczący istoty liberalizacji rynku gazowego, wprowadzania zasady TPA itd.
- Państwo powinno zapewnić obywatelom poczucie bezpieczeństwa w związku z wprowadzanymi zmianami. Oznacza to, że musi ono opracować i wdrożyć zrozumiałe dla każdego zasady i sposoby postępowania wszystkich uczestników rynku gazu.
- Powinny zostać stworzone stabilne ramy prawne, dostosowane do dyrektywy unijnych, a regulację należy ograniczyć do niezbędnego minimum.
- Należy jak najszybciej określić i wdrożyć instrukcje opracowane przez operatorów systemów dystrybucyjnych na wzór *Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej*.
- Taryfy powinny być ustalane na podstawie kosztów uzasadnionych.

LITERATURA

- [1] *Dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej z dnia 26 czerwca 2003 r. [dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 98/30/WE].*
- [2] Juszczak M.: *Odbiorca detaliczny na rynku energii. Doświadczenia brytyjskie wyzwaniem dla Polski. Cz. II, Chcemy wybierać dostawcę? Musimy się do tego przygotować!*, „Biuletyn URE” 2005, nr 1, www.ure.gov.pl.
- [3] Kamiński M., Janiszewski A.: *Liberalizacja rynku gazu w Unii Europejskiej*. „Nowoczesne Gazownictwo” 2004, nr 2(IX), s. 13–19.
- [4] Oracz H.: *Liberalizacja polskiego rynku paliw gazowych. Większa przejrzystość gazu*. „Nafta i Gaz Biznes” 2005, nr 4, s. 61–64.
- [5] Pastuszko B.: *Restrukturyzacja przemysłu gazowniczego w Polsce na przykładzie Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.*, „Wiadomości naftowe i gazownicze” 2005, nr 5–6(85–86), s. 16–19.
- [6] Peryt M.: *Efekty deregulacji rynku gazu w Wielkiej Brytanii. Wędrówki ludów*. „Nafta i Gaz Biznes” 2004, nr 3, s. 45–48.
- [7] *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE za rok 2005*. „Biuletyn URE” 2006, nr 3, www.ure.gov.pl.

- [8] Trzaskuś-Żak B.: *Metoda wyznaczania wielkości granicznych parametrów ekonomicznych w warunkach dwuskładnikowych cen dystrybucji gazu*. [Praca doktorska], Wydział Górnictwa i Geoinżynierii AGH, Kraków 2005.
- [9] *Ustawa Prawo Energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r.* „Dz. U.” 1997, nr 54, poz. 348 z późn. zm.
- [10] Zaraś-Leśniowska E., Leśniowski R.: *Raport Komisji Europejskiej za rok 2004 o ustanowieniu wewnętrznego rynku gazu i energii elektrycznej opublikowany w dniu 3.01.2005 r.* „Wiadomości Naftowe i Gazownicze” 2005, nr 2(82), s. 15–17.
- [11] Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA: *Wytyczne właścicielskie dla Spółek Gazownictwa w zakresie utworzenia operatorów systemów dystrybucyjnych*. Warszawa 2004.
- [12] Urząd Regulacji Energetyki: *Rynek paliw gazowych. Strukturalna charakterystyka rynku*. www.ure.gov.pl/index.php?dzial=4&id=1815.