

czerwiec 2010

# Przegląd gazowniczy

nr 2 (26)

cena 14 zł (w tym 7% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

**Rozmowa  
z Andrzejem Kraszewskim,  
ministrem środowiska**

**Popowodziowa  
solidarność gazowników**

Temat wydania:

**GAZOWNICTWO WSPIERA  
ODNAWIALNE  
ŹRÓDŁA ENERGII**



# Efektywny rynek gazowy – warunki i regulacje

Marcin Krupa, Andrzej Sikora

Rynek gazu ziemnego, aby był efektywny, musi spełniać pewne wymagania i to niezależnie od rodzaju występującego otoczenia konkurencyjnego w sektorze gazowym danego kraju. Szczególnie w UE istotnym jego elementem są konieczne formy regulacji. W sektorze gazowym różnią się one w znacznym stopniu pomiędzy poszczególnymi krajami OECD, od podejścia niemalże bez ingerencji instytucji regulujących do bardzo szczegółowego i wnikliwie uregulowanego rynku.

## GŁÓWNE CELE POLITYKI TARYFOWEJ

Efektywność produkcyjna oznacza, że usługa transportowa jest świadczona przy najniższych możliwych kosztach zgodnie z wymaganą jakością usługi. To kluczowy cel przy ustalaniu taryf przesyłowych. Aby osiągnąć cele taryf przesyłowych należy:

- zapewnić możliwie największe wykorzystanie systemu gazociągowego, ponieważ koszty marginalne związane z wykorzystaniem sieci są bardzo niskie (większość kosztów to tzw. koszty zatopione (*sunk cost*), związane z wybudowaną infrastrukturą; trzeba je ponieść niezależnie od tego, czy system jest wykorzystywany czy nie),
- stworzyć zachęty dla dostawców usług przesyłowych do wykorzystywania i utrzymywania systemów gazociągowych przy niskich kosztach, z zachowaniem wymaganego poziomu usług,
- zachęcać do rozwijania systemu, ale tylko wówczas, gdy przyrostowe korzyści z rozbudowy sieci przewyższają koszty związane z ekspansją.

Efektywność alokacji oznacza, że taryfy dla użytkowników powinny odzwierciedlać koszty dostarczanych usług. Jeśli tak jest, to koszty usług przesyłowych są równe wartości tych usług

dla użytkowników. Jeśli jednak taryfa jest wyższa/nizsza od kosztów, zniechęca/zachęca to do wykorzystania przesyłu oraz zmniejsza/zwiększa liczbę realizowanych usług transportowych niezależnie od ekonomicznego uzasadnienia tych dostaw.

Odpowiedni poziom przychodów jest najważniejszym elementem dla dostawców usług przesyłowych. Muszą oni bowiem uzyskać dostateczne przychody w celu osiągnięcia swej dopuszczalnej stopy zwrotu. Jest to istotny zapis z punktu widzenia osiągnięcia celów efektywności ekonomicznej, które gwarantują realizację tych celów. Z drugiej jednak strony, nacisk na osiąganie dostatecznego przychodu może prowadzić do wprowadzenia taryf, które nie będą efektywne ekonomicznie.

## PROCEDURA BUDOWY TARYFY

Regulacja krajowych taryf gazowych oparta jest na założeniu, że gazociągi są często naturalnymi monopolami, przez co wymagają pewnych form kontroli zewnętrznych w celu regulacji taryf i dostępu, wyznaczanych poprzez siły rynkowe i negocjacje, jednak w praktyce krajów wysoko rozwiniętych także poprzez pewne formy kontroli zewnętrznej, która ostatecznie nadzoruje proces budowy taryfy. Sto-

pień przejrzystości szczegółowych procesów krajowych znacznie się różni, dlatego w celu budowy krajowych taryf przesyłowych stosowane są odmienne procedury.

W pierwszym etapie ustalony jest ogólny dochód z taryfy operatora systemu przesyłowego.

W drugim etapie konieczne jest zbudowanie procedury rozmieszczenia kosztów pomiędzy poszczególnymi użytkownikami systemu. Główną metodą ustalania taryf dla krajów UE jest metoda kosztowa. W tej metodzie taryfy są określane na podstawie ponoszonych przez OSP kosztów przesyłu gazu. Zawierają one koszty pochodzące od nakładów inwestycyjnych w sieci gazociągów, włączając w to zarówno finansowanie oraz pewien poziom zysków, jak i koszty operacyjne obejmujące głównie tłoczenie/sprężanie gazu.

Koszty całkowite są zwykle określane przez regulatora lub negocjowane z OSP.

Ostatnio częściej stosowaną metodą jest metoda taryfikacji proefektywnościowej, która skłania do ustalania taryf docelowych na poziomach zachęcających OSP do tego, aby były bardziej efektywne oraz do cięcia kosztów poprzez zgodę na zatrzymanie dodatkowych zysków.

W praktyce różnice odnoszące się do istniejących gazociągów przesyłowych są raczej niewidoczne. Koszty stałe związane z inwestycjami są zdecydowanie największe – dominują w całkowitej strukturze kosztów (traktowane w sposób standardowy) i dość trudno doszukać się wpływu wmontowanych zachęt na zasadnicze obniżenie kosztów całkowitych. Urzędy regulacyjne skupiają się zatem na regulacjach nowych inwestycji oraz sposobie, w jaki sposób nowe instalacje mają być uwzględnione w regulowanej bazie aktywów.

Procedura ustalania taryfy zależy głównie od tego, czy kraj ma ustanowioną specjalną agencję regulacyjną dla sektora gazowego czy nadzór sprawuje bezpośrednio rząd. Zależy ona także od tego, do jakiego stopnia kontrakty przesyłu mogą być negocjowane pomiędzy stronami (tj. w przypadku nowych łączy dla nowej infrastruktury). Obecnie agencje regulacyjne występują w większości państw UE. Niektóre są jeszcze na relatywnie wczesnym etapie rozwoju, dlatego mają ograniczoną niezależność. W niektórych ważnych krajach tranzytowych przesył gazu jest regulowany przez umowy międzyrządowe, które przeważnie pomijają krajowe agencje regulacyjne.

Metodologia ustalania zarówno taryfy przesyłowych, jak i tranzytowych, jest dwustopniowa i obejmuje:

- a) kalkulację dozwolonych kosztów całkowitych dla zarządzania systemem, w celu określenia wymaganych przychodów,
- b) rozdzielenie tych kosztów między poszczególnych użytkowników.

Całkowity wymagany przychód jest podstawowym elementem każdej procedury budowy taryfy. Jest to przychód, który pokrywa wszystkie koszty operacyjne wraz z zyskiem obliczanym jako dopuszczalna stopa zwrotu z majątku operacyjnego.

Istotą taryf dla krajowych systemów gazociągów jest regulowana wartość aktywów firmy (*regulated asset value – RAV*), obliczana zgodnie z zasadami regulatora danego kraju i uzgadniana przez właściwy organ regulatora z OSP. Ta wartość wynika z wartości aktywów oszacowanych na początku, kiedy proces ustalania taryf był wprowadzany, a do której następnie może być dołączona zatwierdzona nowa infrastruktura. Taka nowa inwestycja jest zazwyczaj dołączona do bazy aktywów wraz z całkowitymi kosztami i nie powoduje większych problemów metodologicznych.

Drugi etap ustalania regulowanych taryf wymaga podzielenia dopuszczalnych rocznych przychodów przez bieżące przesyły gazu w celu uzyskania taryf jednostkowych. Aby zapewnić stabilną strukturę dla przesyłu i handlu gazem, przyjęte jest, by opierać wyczycze-

nia taryf na prognozach przesyłu gazu na okres jednego roku lub kilku najbliższych lat, a następnie dopasowywać przychody OSP w dół lub górę na podstawie znanych aktualnych wielkości przesyłu.

Taryfy są zwykle podzielone na opłatę za moc przesyłową (*capacity charge*) i opłatę za wykonany przesył (*commodity charge*).

Opłaty za wykonany przesył są stosunkowo niewielkie i obliczane w prosty sposób.

Tradycyjna procedura opiera się na standardowej procentowej stawce od wartości przesłanego gazu (np. 2% za 1000 km). Wartość ta rekompensuje główne koszty operacyjne związane z zużyciem energii na przesył gazu. Takie rozwiązanie preferencyjnie traktuje przesył dalekiego zasięgu w stosunku do transportu na krótkie dystanse, ale zaburzenie jest niewielkie i trudne do skorygowania.

Taryfy dotyczące mocy przesyłowych są ściśle połączone z procedurami rezerwowania przepustowości. Kolejne etapy procesu:

- użytkownik rezerwuje w określonych blokach przepustowość systemu odpowiadającą jego oczekiwanym potrzebom, które są dozwolone zgodnie z regułami dostępu do systemu;
- wstępna rezerwacja jest potwierdzana, zanim fizyczny przesył jest wymagany;
- użytkownik dokonuje przesyłu gazu przez system w ilościach odpowiadających lub różnych od zarezerwowanych przepustowości;
- na podstawie przyjętej procedury rozliczenia użytkownik płaci za przesłany gaz zgodnie z ustaloną taryfą i dodatkowo pokrywa inne płatności związane z kosztami transportu gazu w wielkościach wyższych lub niższych od pierwotnie zakontraktowanych przepustowości.

Proces staje się bardziej skomplikowany w przypadku wystąpienia rynków wtórnych dla zakontraktowanych przepustowości, ale podstawowe kroki nadal są bazową procedurą systemu. Główną cechą odróżniającą handel gazem od handlu innymi towarami jest to, że odbierany gaz w punkcie wyjścia przez kupujących nie jest nigdy tym samym, który został wpompowany

w punktach wejść (ale nie jest też możliwy do odróżnienia w systemie z ustalonym poziomem jakości) oraz że operatorzy systemów przesyłowych w przypadku nierównowagi popytu i dostaw gazu są zwykle zobligowani do wyrównywania różnic, a nie ograniczania przyływu do poszczególnych kupujących.

Przyczynami tego typu sytuacji mogą być:

- a) rozpoznawalność takich nierównowag tylko po wystąpieniu zjawiska,
- b) brak możliwości ograniczenia dostaw gazu do poszczególnych użytkowników, którzy w danym punkcie wyjścia mogą mieć różne kontrakty,
- c) brak możliwości zawieszenia dostaw, nawet jeżeli użytkownik może zostać zidentyfikowany i odsunięty, na przykład ze względów bezpieczeństwa lub z innych względów społecznych.

Zasady dostępu określone przez OSP mają istotne finansowe konsekwencje dla handlowców i powinny być zawarte jako główna część taryfy ustalonej przez każdego operatora systemu przesyłowego.

## TYPY TARYF

Występują dwa aspekty systemu taryfowego:

- rodzaj taryf, wśród których wyróżniamy:
  - taryfy dystansowe wejścia–wyjścia (*entry-exit*),
  - taryfy zryczałtowane (*postage-stamp*),
- rodzaj rezerwacji mocy (pojemności) przesyłowych, w których możliwe są kontrakty:
  - z punktu do punktu (*point to point*),
  - wejścia–wyjścia (*entry-exit*),
  - zryczałtowane (*postage-stamp*).

Na przykład zarówno w Irlandii, jak i w Wielkiej Brytanii występują taryfy typu wejście–wyjście, tj. opłata za usługę przesyłową jest sumą opłaty wejściowej i wyjściowej. Natomiast w Irlandii rezerwacja mocy jest z punktu do punktu, tj. użytkownicy zawierają kontrakty, które precyzują punkt początkowy i punkt końcowy, bez możliwości dokonywania jakichkolwiek zmian. W Wielkiej Brytanii obowiązuje rezerwacja mocy od wejścia do wyj-

ścia: użytkownicy zawierają oddzielne kontrakty pozwalające im wtłoczyć gaz w konkretnych punktach wejścia, bez względu na jego przeznaczenie, oraz pobierać gaz w konkretnych punktach wyjścia, niezależnie od jego punktu wejściowego.

W dystansowym systemie taryf całkowita opłata za przesył jest proporcjonalna do odległości pomiędzy punktem wtłoczenia i odbioru surowca. Zazwyczaj taryfa jest wyrażana w stosunku do zarezerwowanej mocy w euro lub dol. /m<sup>3</sup>/h/100 km/rok. W kilku krajach Europy Zachodniej opłaty zmieniają się w zależności od średnicy zastosowanego gazociągu. Opłata za rezerwację mocy musi być regulowana niezależnie od wykorzystania. Jedynym elementem odzwierciedlającym użytkowanie są koszty paliwa wykorzystywane do przesyłu gazu. Koszty przesyłu zależą więc od współczynnika wykorzystania. Taryfy dystansowe są najczęściej stosowane w systemach, w których gaz przesyłany jest w jednym kierunku na znaczną odległość wraz z kilkoma pośrednimi punktami odbioru. W Europie taryfy dystansowe były stosowane w wielu istotnych systemach, ale w ostatnim czasie są one często zastępowane taryfami wejście–wyjście, szczególnie do przesyłu wewnątrz kraju. Poza UE dystansowy system taryf jest standardem, chociaż zazwyczaj jest on przedstawiany w formie opłaty za przesył, a nie w formie opłaty za rezerwację mocy z uwagi na wysoki współczynnik wykorzystania tranzytowych sieci.

Zaletą dystansowego systemu taryf jest jego prostota, przejrzystość i odzwierciedlenie kosztów w prosty sposób dla jednokierunkowego przepływu. Jednak – z drugiej strony – ma on bardzo wiele często krytykowanych wad. Nie ma zwłaszcza możliwości należytego odzwierciedlenia kosztów w systemie, w którym nie występuje jedna prosta droga pomiędzy punktem wejścia i wyjścia oraz w którym linearny przepływ gazu jest coraz rzadszy. System dystansowy faworyzuje także przedsiębiorstwa zasiedlałe (dawnych monopolistów) na bazie tak zwanego efektu portfelowego. Firmy, które zawarły złożone kontrakty oparte na systemie zawierającym kilka punktów

wejścia–wyjścia, mogą minimalizować opłaty przesyłowe poprzez swapy w ramach swego portfela kontraktów. Nowi uczestnicy, którzy zawarli kilka kontraktów, mogą minimalizować koszty jedynie poprzez zaangażowanie się w transakcje swapowe z innymi użytkownikami na otwartym rynku, co oczywiście może być trudne na wczesnym etapie rozwoju rynku.

W systemie wyjścia–wejścia całkowita opłata za przesył jest sumą oddzielnych opłat za zdolności przesyłowe w poszczególnych punktach wejścia i wyjścia. Opłaty mogą różnić się w zależności od punktu i powinny być określone w taki sposób, by całkowita opłata za daną trasę była najbardziej zbliżona do rzeczywistych kosztów przesyłu. Rzeczywista aplikacja systemu zależy przede wszystkim od przyjętej metodologii naliczania i alokacji kosztów (kosztu krańcowego, kosztów średnich itp).

System taryfikacji wejścia–wyjścia wymaga szczegółowego materialnego i finansowego modelowania przesyłów w systemie, które jako całość są bardzo skomplikowane, a tym samym trudniejsze do zrozumienia. Na przykład operator systemu przesyłowego w Wielkiej Brytanii – Transco (obecnie National Grid Gas Plc.) wprowadził model systemu, który umożliwia zainteresowanym podmiotom modelowanie własnych systemów przesyłu oraz obserwowanie, jaki jest wpływ zarówno taryf, jak i innych czynników, na system.

System wejścia–wyjścia pozwala na rozwój bardziej elastycznego rynku kontraktów na moce przesyłowe, umożliwiając nowym uczestnikom łatwiejszy dostęp do systemu, bez ponoszenia ryzyka związanego z uciążliwymi opłatami za bilansowanie (nawet za cenę operatywności systemu). Ostatecznie rynek kontraktów zmierza do rynku częściowo regulowanego, na którym pewne opłaty są raczej nakładane przez rynek, a nie przez regulatora. Taką korzyść oferuje w Wielkiej Brytanii system aukcyjny na moce, w punktach wejścia, który mimo wszystko prowadzi do znacznych niedoborów mocy np. w St. Fergus (brak inwestycji w celu redukcji niedoborów).

System wejścia–wyjścia umożliwia naliczanie bardziej na podstawie kosztów krańcowych niż kosztów historycznych. Jednak w rzeczywistości całkowity zwrot kosztów realizowany na podstawie danych dotyczących inwestycji historycznych jest i tak priorytetowy.

W bardzo rozbudowanym systemie połączeń, użytkowanym dla niewielkich ilości przesyłu w stosunku do jego ogólnej przepustowości, system może pracować jako zbiornik dla dodatkowego gazu, wprowadzanego, a następnie pobieranego w różnych punktach bez określonych kosztów.

Systemy taryf wejścia mogą stopniowo stawać się standardem w UE, oprócz niewielkich i stosunkowo prostych systemów. Jednak w praktyce dostrzega się tendencję, iż owe systemy przypominają coraz bardziej systemy zryczałtowane, w których opłaty są ujednolicone dla większości punktów wejść i wyjść systemu.

System zryczałtowany taryf (*postage-stamp*) to najprostsza postać systemu wejścia–wyjścia z identycznymi stawkami w każdym punkcie wejścia i w każdym punkcie wyjścia.

Taryfy zryczałtowane zakładają jedną stawkę jednostkową za dowolną ilość przesyłanego surowca w obszarze, którego dotyczy dana taryfa. Niskociśnieniowe systemy dystrybucyjne niezmiennie używają taryf zryczałtowanych. Korzyści wynikające ze stosowania taryf zryczałtowanych są widoczne w przypadku systemów dystrybucyjnych lub innych silnie rozczłonkowanych, a zarazem skupionych w jednym obszarze – są one proste, przejrzyste i stosunkowo łatwe dla nowych uczestników. Prostota w tym przypadku oznacza, że taryfy zryczałtowane są często pierwszym narzędziem używanym przez „nowego” regulatora, który rozpoczyna realizację złożonych zadań wynikających z nadzoru sektora gazowego. W efekcie, dla wyliczenia taryfy całkowity dopuszczalny przychód może być podzielony przez zakładane moce przepustowe systemu, dając taryfę jednostkową.

Mimo że taryfy zryczałtowane stosowane są szeroko w krajach spoza UE (oprócz Rosji, która ma system

strefowy) i w kilku państwach członkowskich UE, uznano, iż mają one pewne wady. Mianowicie, dostrzega się dyskryminację w odniesieniu do użytkowników w różnych częściach systemów, polegającą na tym, że aby obsłużyć poszczególnych kupujących, wymagane są odmienne nakłady inwestycyjne. Co więcej, taryfy zryczałtowane nie generują bodźców do bardziej efektywnego wykorzystania systemu opartego na wąskiej i ograniczonej przepustowości w różnych jego miejscach. Systemy zryczałtowane taryf mogą być konstruowane, choć nie zawsze, w postaci opłat za moce przesyłowe.

## OCENA SYSTEMÓW TARYFOWYCH

Madryckie forum wypracowało zestaw kryteriów dla dobrze skonstruowanego systemu taryfowego. Powinien on:

a) odzwierciedlać koszty i być oparty na solidnym modelowaniu przesyłu w sieci,

- b) ułatwiać handel gazem, zapewniać płynność rynku i konkurencyjność opartą na cenie surowca *gas to gas*,
- c) zapewniać wysoki poziom transparentności,
- d) zapewniać efektywne i z odpowiednim wyprzedzeniem czasowym informowanie w celu zachęcania do efektywnej realizacji długoterminowych inwestycji w infrastrukturę przesyłową,
- e) brać pod uwagę specyfikę i rynkową charakterystykę różnych sieci,
- f) zapewniać satysfakcjonujące zwroty z inwestycji operatorom systemów przesyłowych (OSP),
- g) zapewniać właściwy nadzór,
- h) działać tak, aby różnice w taryfach były dostosowane do różnych klientów dla podobnych usług wraz z odzwierciedleniem podstawowych kosztów.

Wnioski płynące z powyższej analizy sugerują, iż system opłat dystansowych może zmniejszać płynność poprzez fragmentaryzację handlu gazem. W systemie wejścia-wyjścia sprzedawca jest skłonny sprzedać każdemu ku-

pującemu, a kupujący kupić od każdego sprzedającego, niezależnie od ich lokalizacji. Z punktu widzenia tradera, cały handel odbywa się w swego rodzaju „wirtualnym” hubie (np. *National Balancing Point*). W systemie dystansowym odpowiednia płynność może zależeć od istnienia specyficznych fizycznych punktów, przez które przepływają duże ilości gazu od różnych sprzedających. Bez istnienia takich hubów w systemie dystansowym uczestnicy rynku poszukują partnerów zlokalizowanych najbliżej, aby zminimalizować opłaty przesyłowe. Taryfy oparte na systemie wyjścia-wejścia są zatem lepsze w promocji handlu, płynności i konkurencyjności na rynku gazowym. ■

**Marcin Krupa,**  
partner i doradca w ISE

**Andrzej Sikora**  
prezes zarządu Instytutu Studiów Energetycznych

**ZRUG Sp. z o.o.**  
**33-152 Pogórska Wola 450**  
**tel. +48 14 622 59 51**  
**fax +48 14 622 09 01**



**Zakład Remontowy Urządzeń Gazowniczych Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli funkcjonuje na polskim rynku gazowniczym od ponad 40 lat.**

**Od początku swego istnienia działa w strukturach PGNIG SA.**

**Głównym przedmiotem działalności Spółki jest budowa i modernizacja sieci gazowych w pełnym zakresie ciśnień eksploatacyjnych i średnic oraz kompleksowe wykonawstwo strategicznych obiektów przesyłu gazu.**

**Wychodząc naprzeciw zapotrzebowaniu rynku ZRUG Sp. z o.o. rozszerzył ostatnio zakres swojej działalności o zagospodarowanie odwiertów gazowych, budowę PMG oraz prace hermetyczne na czynnych gazociągach.**

[zrug@zrug.tarnow.pl](mailto:zrug@zrug.tarnow.pl)  
[www.zrug.tarnow.pl](http://www.zrug.tarnow.pl)