

DOŚWIADCZENIA Z FUNKCJONOWANIA HURTOWEGO RYNKU GAZU W POLSCE

Maciej Sołtysik
Karolina Mucha-Kuś

Słowa kluczowe: ceny gazu, giełda, strategie handlowe

Streszczenie. Implementacja wytycznych kierunkowych zawartych w dyrektywach gazowych 2003/55 i 2009/73 nakłada na kraje członkowskie konieczność liberalizacji rynków regionalnych. Proces ten wymaga wprowadzenia rozwiązań animujących rynki. W Polsce przyjęte zostało rozwiązanie bazujące na wprowadzeniu obowiązkowej sprzedaży gazu z udziałem segmentu giełdowego. W referacie zaprezentowana została ocena możliwości realizacji strategii handlowych z uwzględnieniem ograniczeń wynikających z obowiązujących regulacji, płynności rynku, zmienności cen i struktur produktowych na rynku polskim i rynkach ościennych oraz kosztów logistyki w przypadku fizycznej dostawy.

1. WSTĘP

Uczestnictwo w strukturach wspólnotowych wskazuje z jednej strony na pewne obowiązki ciążące na krajach stowarzyszonych, z drugiej zaś na zagwarantowane Traktatem Akcesyjnym prawa, w tym w szczególności do swobody w przepływie towarów, przedsiębiorczości oraz świadczenia usług, które możliwe są do osiągnięcia jedynie w warunkach otwarcia rynków. Stopniowa liberalizacja realizowana w oparciu o wytyczne kierunkowe dyrektyw, ma na celu zapewnienie prawdziwej możliwości wyboru wszystkim konsumentom, stworzenie nowych możliwości gospodarczych oraz zwiększenie poziomu handlu transgranicznego, aby osiągnąć w ten sposób wzrost wydajności, konkurencyjne ceny i wyższe standardy usług oraz przyczynić się do bezpieczeństwa i stabilności dostaw.

2. LIBERALIZACJA RYNKU GAZU

Wytyczne kierunkowe polityki wspólnotowej znalazły odzwierciedlenie w regulacjach krajowych, w tym w szczególności w ustawie Prawo energetyczne [3] oraz w regulacjach sektorowych.

Jednym z pierwszych działań podjętych w kierunku liberalizacji rynku gazu w Polsce było uruchomienie programu uwalniania gazu (PUG), zainicjowane przez Prezesa URE w listopadzie 2011 r. Koncepcja ta zakładała udostępnienie przez PGNiG w systemie aukcyjnym, gazu na lata 2013-2015 w wysokości pokrywającej 70% zapotrzebowania rynku. Gaz miał być oferowany poprzez segment giełdowy, w ramach którego miał także zostać uruchomiony rynek wtórny dający, obok istniejącego rynku OTC, możliwość swobodnego obrotu tym towarem. Z uwagi na kontrowersyjność koncepcji, trudności techniczne i krytyczną ocenę środowiska wyrażoną podczas konsultacji społecznych, program ten nie został wdrożony.

Fiasko wcielenia w życie PUG nie skutkowało jednak zaniechaniem działań zmierzających do wypełnienia wytycznych z Dyrektywy 2009/73/WE oraz rozporządzeń wykonawczych. Istotnym zmianom uległa bowiem obowiązująca od 1 stycznia 2013 r. znowelizowana Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP). Do najistotniejszej, z punktu widzenia uwolnienia rynku, zmiany należy zaliczyć stworzenie warunków do handlu gazem w odseparowaniu od fizycznej lokalizacji punktu odbiorczego w sieci. Tak zdefiniowany „wirtualny punkt obrotu gazem” dał możliwości zawierania transakcji handlowych bez fizycznych dostaw, stając się przyczynkiem do powstania parkietu giełdowego i stworzenia segmentu umów bilateralnych. Dzięki takiemu rozwiązaniu stało się także możliwe stworzenie rynku usług bilansujących, którego celem jest danie narzędzi Operatorowi i wykreowanie nowych możliwości do efektywnego zarządzania bezpieczeństwem przesyłu gazu. W ramach segmentu, uczestnicy rynku mogą świadczyć na rzecz Operatora usługę dostarczania, bądź aktywnego ograniczania własnej podaży. Należy jednak podkreślić, że usługi bilansujące w ramach tego obszaru nie zaistniały w praktyce, z tego też względu trudno jest oceniać długookresowe znaczenie tego obszaru, przez pryzmat segmentu handlowego.

Kolejnym krokiem postawionym w kierunku liberalizacji rynku, było wyrażone w komunikacie [2] zwolnienie koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf na paliwa gazowe, w zakresie ich sprzedaży do przedsiębiorstw energetycznych nabywających je w celu dalszej odsprzedaży. Prezes URE wskazał tym stanowiskiem, że obszar hurtowego obrotu gazem spełnia przesłanki do uznania go za rynek konkurencyjny, a dalsze jego taryfowanie mogłoby ograniczać rozwój tego segmentu.

Dopełnieniem regulacji mających stworzyć, a następnie sukcesywnie pogłębiać możliwości handlowe, było ustawowe wprowadzenie zapisów obligujących przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi do sprzedaży określonej ilości gazu z udziałem segmentu giełdowego. Nowelizacja ustawy [4] nałożyła zatem obowiązek dla wprowadzanego do sieci przesyłowej gazu z wyłączeniem przypadków o których mowa w art. 49b, w wymiarze co najmniej 30%, 40% odpowiednio dla lat 2013, 2014 oraz 55% począwszy od 2015 r. Z obowiązku zwolnione zostały przedsiębiorstwa obracające gazem z zagranicą posiadające prawo do przepustowości w wymiarze nieprzekraczającym 10% sumy wszystkich punktów wymiany.

3. STRATEGIE HANDLOWE

Stworzone przez ustawodawcę i organ regulacyjny potencjalnie sprzyjające warunki do zaistnienia, a następnie intensyfikacji działań handlowych, w ocenie autorów referatu, nie odniosły zakładanego rezultatu. Obrót gazem realizowany jest głównie w ramach segmentu giełdowego z wykorzystaniem systemu aukcyjnego oraz rynku terminowego i bieżącego. Pomimo szerokiej gamy produktowej charakteryzuje się on niską płynnością, w ślad za którą podąża wariacja cen, których poziomy są silnie skorelowane z notowaniami europejskich giełd gazu.

Niekorzystna sytuacja handlowa potęgowana jest dodatkowo spadkiem zapotrzebowania na gaz, co powoduje, że z dużym prawdopodobieństwem istotną część obserwowanych obrotów jest jedynie pochodną transakcji zawieranych między sobą przez spółki z grupy PGNiG.

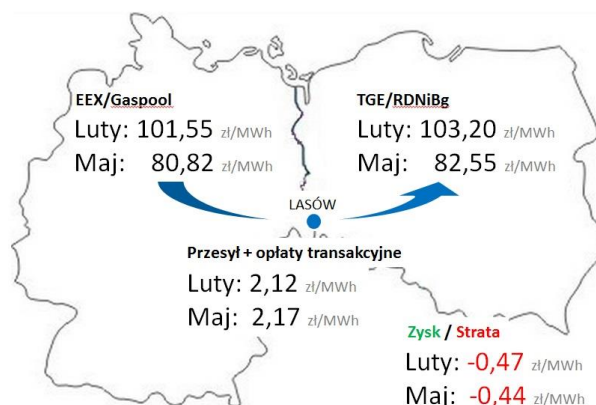
Teoretycznie istnieje wiele sposobów i możliwości prowadzenia działalności obrotowej zarówno na rynku bez fizycznej dostawy, jak i z dostawą paliwa. Jednak, głównie z uwagi na wysokie koszty wejścia i wyjścia z systemów przesyłowych krajów europejskich i Polski, ograniczenia przepustowości, koszty bilansowania oraz taryfowanie obszaru odbiorców, realny potencjał scenariuszy handlowych ulega istotnej redukcji.

Czy zatem, uwzględniając istniejące ograniczenia rynkowe i regulacyjne jest możliwe skonstruowanie strategii handlowej, której realizacja nie przynosiłaby strat? Tak sformułowane pytanie w sposób celowy poddaje w wątpliwość formę obowiązujących zasad i reguł determinujących funkcjonowanie rynku w obecnym i zdaniem autorów nierozwojowym kształcie. W celu uzyskania odpowiedzi na postawione pytanie, dokonano wielowariantowych analiz, uwzględniających m.in.: (i) kierunek działań handlowych tj. eksport bądź import gazu, (ii)

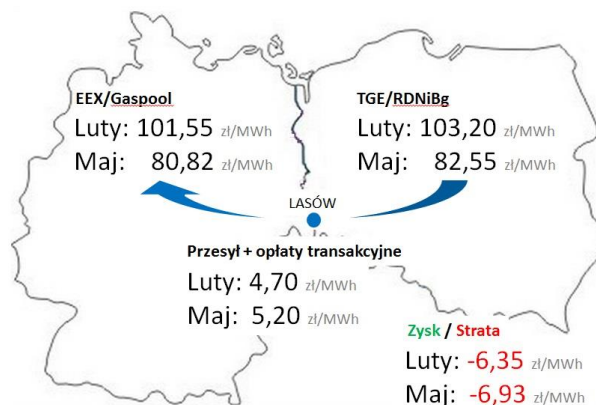
realizację transakcji na parkiecie terminowym i/lub bieżącym oraz (iii) spekulacje i arbitraż między rynkami, w tym także w obszarze rynku bilansującego (RB). Należy podkreślić, że obliczenia przygotowane zostały z uwzględnieniem sezonowości i zmiennego profilu popytowego rynku. Wyniki zaprezentowane zostały dla dwóch wybranych miesięcy z drugiego i trzeciego kwartału roku gazowego. Takie ujęcie pozwala dodatkowo ocenić poziom różnorodności stawek przesyłowych oraz wpływ sezonowej zmienności cen gazu, zwizualizowanej średnią ważoną ceną z notowań.

Poszczególne scenariusze przykładowych strategii dotyczą zatem:

- Handlu na profilach PL/DE oraz DE/PL i uwzględniają:
 - zakup gazu na rynku SPOT EEX/Gaspool i jego sprzedaż w ramach TGE/RDNIbG (rys.1) oraz zakup na rynku TGE/RDNIbG i jego sprzedaż w SPOT EEX/Gaspool (rys.2).
 - koszty przesyłu dla systemów: Ontrans i Gaz-System poprzez punkt wymiany Lasów,
 - opłaty zmienne transakcyjne giełd i izb rozliczeniowych: EEX, ECC, TGE, IRGiT.



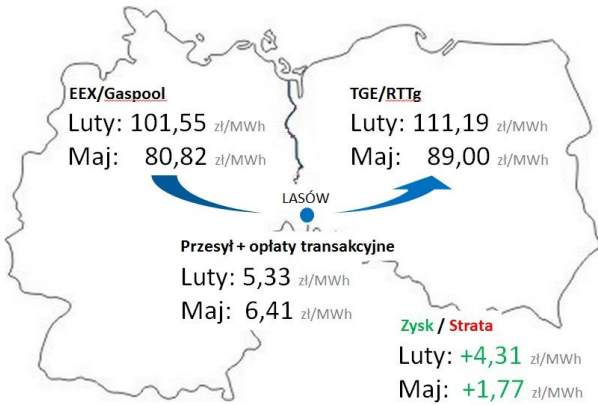
Rys. 1. Import gazu do Polski, transakcja SPOT-SPOT



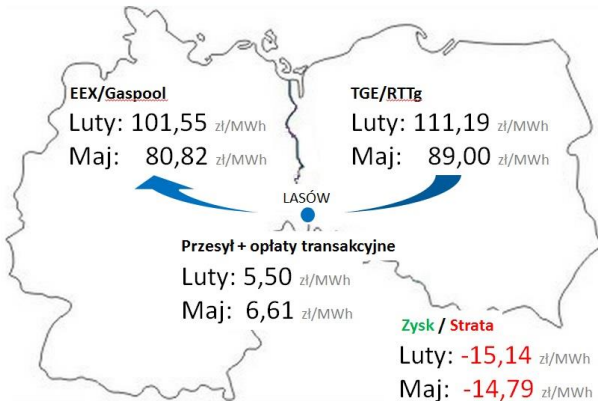
Rys. 2. Eksport gazu z Polski, transakcja SPOT-SPOT

b. Handlu na profilach PL/DE oraz DE/PL i uwzględniają:

- zakup gazu na rynku bieżącym EEX/Gaspool i jego sprzedaż w ramach TGE/RTTg (rys.3) oraz zakup na rynku terminowym TGE/RTTg i jego sprzedaż w SPOT EEX/Gaspool (rys.4).
- koszty przesyłu dla systemów: Ontrans i Gaz-System poprzez punkt wymiany Lasów,
- opłaty zmienne transakcyjne giełd i izb rozliczeniowych: EEX, ECC, TGE, IRGiT.



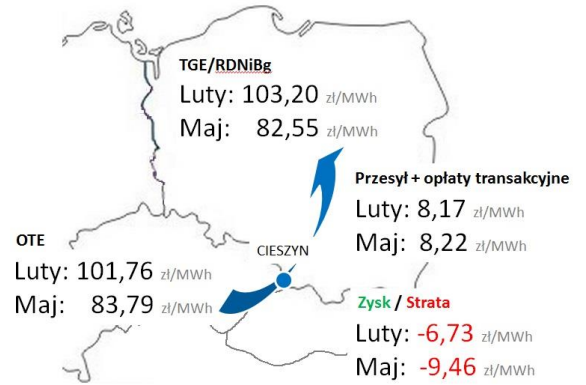
Rys. 3. Import gazu do Polski, transakcja SPOT-RTTg



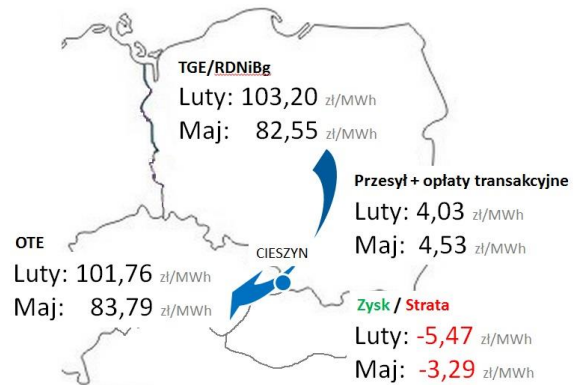
Rys. 4. Eksport gazu z Polski, transakcja RTTg-SPOT

c. Handlu na profilach PL/CZ oraz CZ/PL i uwzględniają:

- zakup gazu na rynku bieżącym OTE i jego sprzedaż w ramach TGE/RDNiBg (rys.5) oraz zakup na rynku TGE/RDNiBg i jego sprzedaż na OTE (rys.6).
- koszty przesyłu dla systemów: Net4gas i Gaz-System poprzez punkt wymiany Cieszyn,
- opłaty zmienne transakcyjne giełd i izb rozliczeniowych: OTE, TGE, IRGiT.



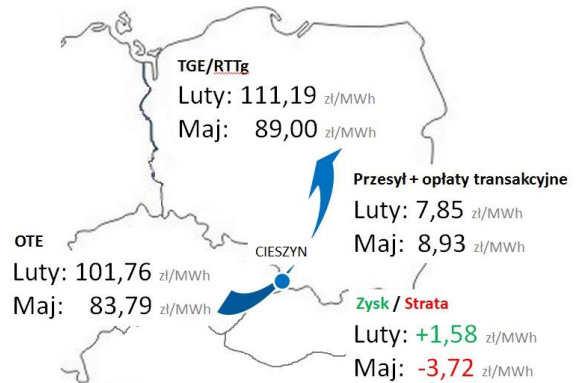
Rys. 5. Import gazu do Polski, transakcja SPOT-SPOT



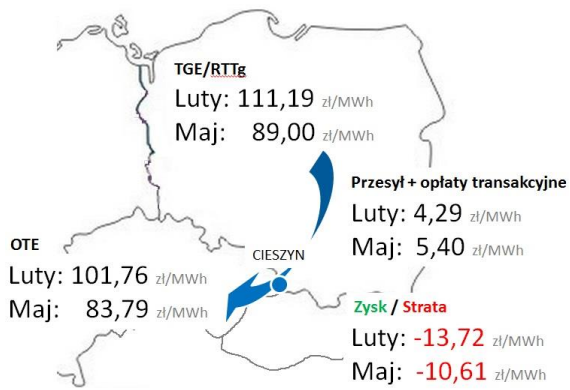
Rys. 6. Eksport gazu z Polski, transakcja SPOT-SPOT

d. Handlu na profilach PL/CZ oraz CZ/PL i uwzględniają:

- b. zakup gazu na rynku bieżącym OTE i jego sprzedaż w ramach TGE/RTTg (rys.7) oraz zakup na rynku terminowym TGE/RTTg i jego sprzedaż na OTE (rys.8).
- koszty przesyłu dla systemów: Net4gas i Gaz-System poprzez punkt wymiany Cieszyn,
- opłaty zmienne transakcyjne giełd i izb rozliczeniowych: OTE, TGE, IRGiT.



Rys. 7. Import gazu do Polski, transakcja SPOT-RTT



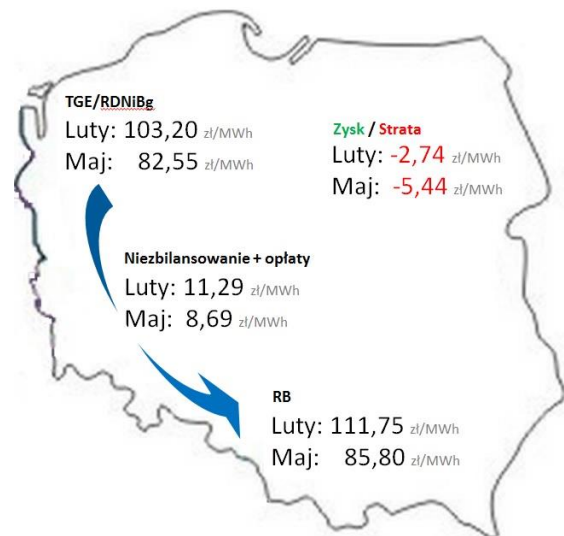
Rys. 8. Eksport gazu z Polski, transakcja RTT-SPOT

e. Arbitrażu wewnątrzrynkowego w Polsce i uwzględniają:

- zakup gazu na rynku bieżącym TGE/RDNiBg i jego sprzedaż w ramach rynku bilansującego (rys.9)
- koszty niezbilansowania i opłaty zmienne transakcyjne.

Wyniki przeprowadzonych analiz wskazują w większości przypadków na brak uzasadnienia ekonomicznego do przeprowadzania transakcji w ramach omówionych strategii handlowych. W zależności od przyjętego wariantu straty wahają się w przedziale 0,44 zł/MWh do 15,14 zł/MWh. Należy podkreślić, że poziomy te wyliczone zostały w oparciu o średnie ceny z notowań giełdowych dla zadanego okresu. Istnieje zatem, szczególnie w przypadku transakcji SPOT, teoretycznie potencjał do minimalizacji strat, dla dni w których ceny nabycia kształtują się poniżej, a ceny zbycia powyżej średniej miesięcznej. W opozycji do powyższego stwierdzenia stoi jednak ryzyko związane z udostępnianiem przepustowości na zasadach przerywanych zatem z

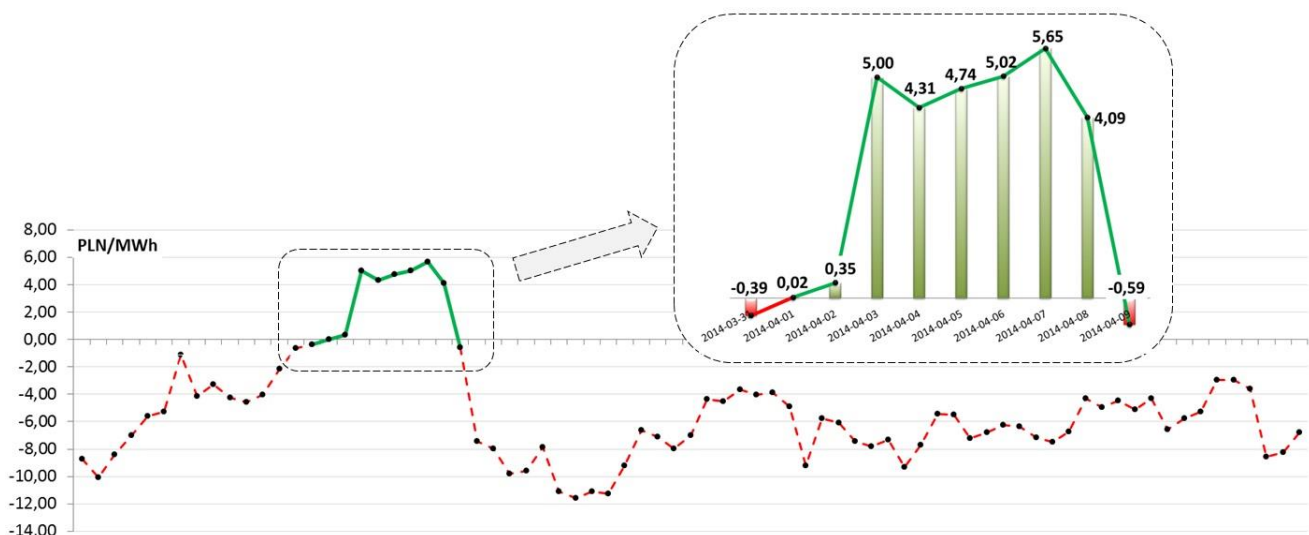
potencjalnym ograniczeniem możliwości importowo/eksportowych i koniecznością alokacji wolumenu w ramach mechanizmu bilansującego.



Rys. 9. Arbitraż SPOT-RB

Duże ryzyko zamykania transakcji na rynku bilansującym występuje także w związku z niewielką płynnością polskiego segmentu giełdowego. Należy podkreślić, że w lutym 2014 r. w 14 dniach handlowych (50%) nie zawarto żadnej transakcji na rynku SPOT. Nie analizowana w ramach scenariuszy zaprezentowanych w referacie, ale możliwa do realizacji transakcja zakupu produktu terminowego w Niemczech lub Czechach i sprzedaży w Polsce w ramach rynku bieżącego, przyniosłaby zatem duże straty z uwagi na konieczność odsprzedaży gazu na rynku bilansującym.

Szczegółowa analiza spreadów cenowych między TGE/RDNiBg a ceną referencyjną rynku bilansującego zaprezentowana na rys.10, wskazuje jednak na pewien potencjał w obszarze realizacji



Rys.10. Różnica cen między rynkiem TGE/RDNiBg, a RB uwzględniająca koszty bilansowania

transakcji arbitrażowych. Badanie wykazało, że w okresie I-V 2014 r. z uwagi na wyraźny i charakteryzujący się dużą dynamiką spadkową trend cen gazu, miały miejsce sytuacje, w których różnica w cenie między notowaniami giełdowymi, a mało elastycznym rynkiem bilansującym pozwalała na zawarcie transakcji z zyskiem. Zakup gazu na SPOT i świadome domknięcie pozycji na RB po cenie CRG gwarantowało pokrycie kosztów bilansowania i wypracowanie jednostkowej marży wahającej się w przedziale 0,02 – 5,65 zł/MWh. Biorąc jednak pod uwagę wyniki przedstawione na rys.9 ujmujące arbitraż w horyzoncie miesięcznym, można sformułować pytanie czy jedynie 8-dniowy i trudno przewidywalny okres utrzymywania się takich relacji cenowych może posłużyć do budowania docelowej i długoterminowej strategii handlowej?

Podobne w treści pytanie można także sformułować w przedmiocie budowania strategii handlowych uwzględniających kontrakty terminowe. Analiza poszczególnych scenariuszy wykazała, że w trzech przypadkach sprzedaż gazu w ramach rynku terminowego w Polsce, po co najmniej średniej cenie z notowań właściwych dla danego okresu, wskazuje na możliwość wypracowania jednostkowego zysku na poziomie od 1,58 do 4,31 zł/MWh. Rezultat taki był możliwy do osiągnięcia dzięki zabezpieczeniu

kontraktu po średniej cenie na rynku SPOT w Niemczech i Czechach, jednak nie uwzględniał ryzyk związanych z ograniczeniami w przepustowości.

4. PODSUMOWANIE

Ramy ustawowe i regulacyjne wprowadzone w celu liberalizacji rynku gazu, wymagają zdaniem autorów przebudowy i dostosowania do specyfiki, ograniczeń oraz możliwości rozwoju jego funkcjonowania w Polsce. Wprowadzenie obligatoryjnej sprzedaży gazu z udziałem segmentu giełdowego, pomimo groźby wprowadzenia kar za brak jego realizacji, nie przyczyniło się w istotny sposób do wzrostu płynności i transparentności indeksów giełdowych. Brak paliwowej samowystarczalności Polski i istotne uzależnienie od importu gazu, uniemożliwia wprost implementację sprawdzonych technik i rozwiązań zastosowanych w procesie liberalizacji rynku energii elektrycznej w Polsce, ograniczając i wpływając tym samym na potencjał możliwych do realizacji strategii handlowych. Warte podkreślenia jest także hermetyczność tego rynku, wyrażona niewielką ilością graczy rynkowych, istotną sezonowością i dysproporcjami profilu zapotrzebowania na gaz, czy też ograniczeniami i brakiem danych do fundamentalnych analiz rynku.

LITERATURA

- [1] Dyrektywa 2009/73/WE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE L 211/94 Dziennik urzędowy Unii Europejskiej 14.8.2009.
- [2] Komunikat Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 2/2013 Prezes URE, dnia 19 lutego 2013 r.
- [3] Ustawa Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r. (Dz. U. z 2012, poz. 1059 z późniejszymi zmianami).
- [4] Ustawa z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustach (Dz.U. z 2013 poz.984).

EXPERIENCE IN POLISH WHOLESALE GAS MARKET FUNCTIONING

Key words: gas prices, gas exchange, trading strategies

Summary. Implementation of the guideline regarding gas market stated in Directives 2003/55 and 2009/73 requires the Member States to liberalize regional markets. This process imposes the introduction of solutions animating these markets. In Poland, there has been adopted a model based on the introduction of mandatory gas sales involving the exchange segment. The paper presents the analysis of trading strategies possible to realize taking into account the limitations of the existing regulations, market liquidity, price volatility and product structures on the Polish market and neighboring markets. Calculations include logistics costs in case of gas physical delivery.

Maciej Soltysik, dr inż., Szef Biura Analiz Operacyjnych w TAURON Polska Energia SA ul. ks. Piotra Ściegiennego 3, 40-114 Katowice, e-mail: maciej.soltysik@tauron-pe.pl.

Karolina Mucha-Kuś, mgr, Starszy Specjalista w Biurze Analiz Operacyjnych w TAURON Polska Energia SA ul. ks. Piotra Ściegiennego 3, 40-114 Katowice, e-mail: karolina.muchakus@tauron-pe.pl; Doktorantka w Katedrze Zarządzania Przedsiębiorstwem Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach.