

Robert WOJTOWICZ\*, Zdzisław GEBHARDT\*\*, Andrzej STRUGAŁA\*\*\*

## Możliwości dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski w świetle obowiązujących w kraju wymagań jakościowych

**STRESZCZENIE.** W artykule przedstawiono aktualnie rozpatrywane możliwości dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski, takie jak dostawy LNG do gazoportu w Świnoujściu, dostawy gazu ziemnego z Morza Północnego, dostawy z Rejonu Morza Kaspijskiego i Bliskiego Wschodu. Skład chemiczny i właściwości gazu z tych źródeł porównano ze składem i właściwościami gazu aktualnie dostarczanego odbiorcom w Polsce, czyli gazu ziemnego importowanego z Rosji oraz gazu wydobywanego z krajowych złóż. Na tle różnic tych gazów wskazano na trudności z wprowadzeniem w przyszłości gazu z nowych źródeł do krajowego systemu gazowniczego. Trudności te wynikają z niedostosowania aktualnie obowiązujących krajowych przepisów, jak również stosowanej metodologii oceny wymienności gazów. Zmiany w zakresie bazy surowcowej gazownictwa, rozwój konstrukcyjny urządzeń gazowych a także postęp w zakresie technologii spalania w nich gazu uzasadniają potrzebę wznowienia badań nad wymiennością paliw gazowych oraz opracowania nowych przepisów, niezbędnych dla wprowadzenia w przyszłości gazu ziemnego z nowych źródeł do krajowego systemu gazowniczego.

**SŁOWA KLUCZOWE:** gaz ziemny, wymiennosc paliw gazowych, dywersyfikacja dostaw

---

\* Mgr inż., \*\* Dr inż. – Instytut Nafty i Gazu w Krakowie, Zakład Użytkowania Paliw, Kraków; e-mail: wojtowicz@inig.pl, gebhardt@inig.pl

\*\*\* Dr hab. inż., prof. AGH – Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Energetyki i Paliw, Kraków; e-mail: strugala@agh.edu.pl

## Wprowadzenie

W krajowej strukturze dostaw gazu ziemnego dominują obecnie dwie pozycje: dostawy gazu z Rosji (ok. 56% w 2009 r.) oraz produkcja krajowa (ok. 31%). Pozostałe kierunki dostaw to: Niemcy (ok. 8%), Azja (ok. 5%), Ukraina (0,04%) oraz Czechy (0,002%) (Kończkowski 2010). Gaz ziemny pochodzący z tych źródeł charakteryzuje dość duże podobieństwo składu chemicznego oraz właściwości. W najbliższym jednak czasie sytuacja ta ulegnie istotnej zmianie w związku z realizowaną polityką naszego kraju w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego. Podstawowym aktem prawnym regulującym kwestie importu do Polski paliw gazowych jest Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy (Dz. U. RP z 2000r. Nr 95 poz. 1042). Zgodnie z zapisami tego rozporządzenia, maksymalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej ilości importowanego gazu nie może być wyższy niż:

- ✧ 70% – w latach 2010–2014,
- ✧ 56% – w latach 2015–2018,
- ✧ 49% – w latach 2019–2020.

W tej sytuacji należy oczekiwać pojawienia się w naszym kraju gazu ziemnego z całkowicie nowych dla nas źródeł, takich np. jak LNG dostarczany z Bliskiego Wschodu, gaz ze złóż norweskich czy gaz z Rejonu Morza Kaspijskiego i Środkowego Wschodu. Wiąże się to z wprowadzeniem do naszego systemu dystrybucyjnego gazu ziemnego o parametrach odbiegających od parametrów gazu pochodzącego z Rosji czy z większości kopalń krajowych. Główna różnica polega na tym, że te pierwsze zawierają znaczne ilości węglowodorów wyższych, głównie etanu i propanu. Podwyższona zawartość tych węglowodorów sprawia, że liczba Wobbego tych gazów przewyższa dopuszczalną obecnie w polskich przepisach górną granicę dla tego parametru a mianowicie  $54 \text{ MJ/m}^3$ . Może to być pewnym problemem dla krajowej branży gazowniczej, szczególnie w aspekcie zapewnienia prawidłowej pracy urządzeń gazowych odbiorców indywidualnych. Z punktu widzenia wymagań dotyczących wymienności paliw gazowych, teoretycznie nie można nawet wykluczyć konieczności rozprowadzania oddzielnymi sieciami gazów ziemnych o tak różniącym się składzie i właściwościach. Aby uniknąć takich trudności w przyszłości, już dziś należy podjąć badania mające na celu wyjaśnienie wspomnianych wątpliwości.

### 1. Możliwości dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski

Kryzys gazowy rosyjsko-ukraiński z początku 2009 r. objął swym zasięgiem wiele państw europejskich. Kraje, które zostały dotknięte kryzysem gazowym można podzielić na trzy grupy (Kaliski 2009):

- ✧ kraje najbardziej dotknięte: Bułgaria, Słowacja, Serbia, Bośnia i Hercegowina, Macedonia,
- ✧ kraje poważnie dotknięte: Węgry, Grecja, Austria, Czechy, Słowenia, Polska, Rumunia, Chorwacja,
- ✧ kraje najmniej dotknięte: Niemcy, Włochy, Francja.

Ta sytuacja kryzysowa, jak i wcześniejszy kryzys wynikający z przerwania dostaw gazu do Europy przez Białoruś wywołały szereg działań mających na celu poprawę bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do krajów UE. Zostało m.in. wydane specjalne Rozporządzenie UE w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego oraz powstał Europejski Program Energetyczny na rzecz Naprawy Gospodarczej EPENG (Hubski 2010). Ich celem jest skuteczniejsze zapobieganie zaburzeniom w dostawach gazu ziemnego, skuteczniejsza koordynacja działań państw członkowskich w sytuacjach kryzysowych, rozbudowa infrastruktury i połączeń wzajemnych, umożliwiających kompensację zaburzeń w dostawach gazu oraz zwiększenie przejrzystości w zakresie kontraktów gazowych członków UE w stopniu umożliwiającym wspólne skuteczne działania w sytuacjach kryzysowych. W ramach EPENG przewidziane zostały środki finansowe (1,44 mld EURO) na rozbudowę infrastruktury gazowej niezbędnej dla osiągnięcia wspomnianych wcześniej celów. Skierowane są one głównie na budowę gazowych połączeń transgranicznych (tzw. interkonektorów) oraz działania mające na celu uzyskanie możliwości zmiany kierunku przepływu w gazociągach magistralnych (*reverse flow*). W ramach wspomnianego programu przewidziano m.in. wsparcie finansowe dla polskich inwestycji w zakresie infrastruktury gazowniczej, a mianowicie:

- ✧ rozbudowę sieci gazowych przesyłowych umożliwiających połączenie terminalu LNG w Świnoujściu z polskim systemem przesyłowym,
- ✧ rozbudowę gazociągu w okolicach Lasowa (zwiększenie jego przepustowości z 1,0 do 1,5 mld m<sup>3</sup>/rok) oraz budowę nowego gazociągu w okolicach Cieszyna (o przepustowości 0,5 mld m<sup>3</sup>/rok – z możliwością późniejszej rozbudowy do 2–3 mld m<sup>3</sup>/rok) jako działania w ramach *reverse flow* (połączenie polskiego systemu gazowniczego z systemem czeskim i niemieckim).

Według (Hubski 2010) w marcu 2011 r. przewidziane jest rozpoczęcie stosowania przepisów Trzeciego Pakietu Legislacyjnego, uwzględniającego m.in.:

- ✧ ułatwienia obrotu gazem między państwami członkowskim UE w efekcie lepszej integracji rynków poprzez opracowanie stosownych wytycznych dotyczących alokacji zdolności przesyłowych, zarządzania ograniczeniami oraz przejrzystości w zakresie handlu gazem,
- ✧ lepszą koordynację inwestycji w zakresie infrastruktury gazowniczej (Europejska Sieć Operatorów Przesyłowych Gazu),
- ✧ dalsze działania, mające na celu poprawę warunków konkurencji, m.in. rozszerzenie dostępu stron trzecich (TPA) do infrastruktury przesyłowej oraz skuteczne rozdzielenie działalności w zakresie przesyłu gazu od działalności związanej z produkcją i dostawami gazu.

Oprócz wymienionych działań w ramach całej UE należy wspomnieć także o szczególnie aktywnej w ostatnich latach działalności Państw Grupy Wyszehradzkiej, które

szewowie we wspólnej Deklaracji Energetycznej z 24.02.2010 r. określili priorytety polityki energetycznej Grupy V4, m.in.:

- ✧ integrację rynku gazu,
- ✧ zapewnienie dostępu dla alternatywnych dostaw gazu,
- ✧ utworzenie korytarza gazowego północ–południe, stanowiącego połączenie budowanego w Świnoujściu terminala LNG z wybrzeżem Adriatyku,
- ✧ zwiększenie potencjału reagowania kryzysowego.

Dla realizacji w/w celów powołano wspólną Grupę Wysokiego Szczebla ds. Energii (Kończakowski 2010). W przyszłości przewiduje się możliwość połączenia wspomnianego korytarza z duńskim systemem gazowniczym za pomocą podmorskiego gazociągu.

Utworzenie biegnącego przez Polskę, Czechy, Słowację, Węgry i Chorwację korytarza północ–południe ma za zadanie poprawę bezpieczeństwa dostaw gazu do wspomnianych krajów, szczególnie w okresie do 2020 r. Istotnym elementem wspomnianego korytarza ma być terminal LNG w Świnoujściu. Będzie to pierwszy taki terminal w Europie Środkowej. Obsługiwać go będą tankowce LNG o pojemności do 216 000 m<sup>3</sup> (Zwierzyński 2010). Budowa terminala rozpoczęła się w 2011 r., a jego wykonawcą będzie Konsorcjum firm: Saipem, Techint i PBG. Planowany całkowity koszt przedsięwzięcia to około 8 mld zł, z czego 2,95 mld zł stanowi koszt samego terminala, a 3,5 mld zł to koszt gazociągów przesyłowych (Budzanowski 2010). Zakończenie budowy oraz uruchomienie terminala przewidziano na koniec czerwca 2014 r., a pierwsze dostawy LNG zostały zakontraktowane na lipiec 2014 r. Zdolność regazyfikacyjna terminala w pierwszym etapie wynosić ma 5 mld m<sup>3</sup>/rok i może być w przyszłości powiększona do 7,5 mld m<sup>3</sup>/rok.

PGNiG posiada dwudziestoletnią umowę z Qatargas na import około 1,4 mld m<sup>3</sup> gazu/rok (1 mln Mg/rok). Planowane są rozmowy dotyczące zwiększenia poziomu importu, ale ich wynik nie jest pewny. W tej sytuacji szczególnie ważne mogą być zamówienia złożone przez inne jeszcze firmy (np. z Czech, Słowacji czy Litwy), gdyż stopień wykorzystania zdolności terminala LNG posiada istotny wpływ na koszty działania samego gazoportu. Funkcjonujące w Europie Zachodniej terminale LNG są zazwyczaj wykorzystywane w 50–70%.

Innym przedsięwzięciem o charakterze regionalnym jest Program BEMIP (Kończakowski 2010). Jego celem jest integracja państw bałtyckich z europejskim rynkiem energii oraz wzmocnienie połączeń energetycznych między krajami tego regionu. W przypadku Polski działania w jego ramach obejmują:

- ✧ budowę gazociągu Baltic Pipe,
- ✧ działania zmierzające do stworzenia możliwości fizycznej rewersji przepływu gazu w gazociągu jamalskim,
- ✧ budowę łącznika: Polska–Litwa (gazociąg Amber).

Innymi istotnymi elementami tego przedsięwzięcia ma być m.in. budowa gazociągu Skanled, Baltic Gas Interconnector oraz rozbudowa duńskiego systemu gazowniczego i połączeń Litwy z Estonią i Łotwą.

Kolejnym przedsięwzięciem o potencjalnie dużym znaczeniu dla dywersyfikacji dostaw gazu dla UE – w tym także dla Polski – jest budowa gazociągu Nabucco (McMillan 2010).

Umożliwi on dostawy gazu z całkowicie nowego źródła, tj. ze Środkowego Wschodu oraz Rejonu Morza Kaspijskiego. W dalszej przyszłości możliwym będzie zasilanie tego gazociągu także gazem z Iraku. Jego trasa ma prowadzić przez Turcję, Bułgarię, Rumunię i Węgry do Austrii, z możliwością połączenia z innymi jeszcze krajami, w tym także z Polską. Plany budowy gazociągu Nabucco o długości około 3300 km i przepustowości 31 mld m<sup>3</sup>/rok są już gotowe od 10 lat. Złożona w ostatnim czasie przez Azerbejdżan i Turkmenistan deklaracja o gotowości dostaw gazu do tego gazociągu umożliwia podjęcie decyzji o rozpoczęciu tej inwestycji. Budowa gazociągu winna rozpocząć się do 2012 r. i zakończyć na przełomie 2015 i 2016 roku. Według wstępnych analiz z gazociągu tego do Polski mogłoby trafić nawet do 3 mld m<sup>3</sup>/rok.

Należy także przywołać inne jeszcze zamierzenia w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu do Polski. Choć w momencie pojawienia się często wzbudzały duże zainteresowanie, to obecnie albo całkowicie straciły na znaczeniu, albo zostały odłożone na bliżej nieokreśloną przyszłość, albo będą realizowane w istotnie zmienionej wersji. Do tego typu przedsięwzięć (rys. 1) zaliczyć należy m.in. następujące projekty (Dotychczasowe projekty...):

a) Gazociąg Norweski – gazociąg miał być budowany na podstawie podpisanego porozumienia polsko-norweskiego. Miał stanowić wspólne przedsięwzięcie PGNiG oraz norweskiego Statoil. Gazociąg o długości około 1000 km miał biec z Morza Północnego do polskiego wybrzeża Bałtyku. Za jego pośrednictwem gaz miał trafiać również do południowej Norwegii i Szwecji. Łączna przepustowość tego gazociągu miała sięgać 8 mld m<sup>3</sup>, z czego do Polski miało trafiać 5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie.

b) Gazociąg Bernau–Szczecin – gazociąg ten miał rozpocząć pracę pod koniec 2006 r. jako wspólne przedsięwzięcie Bartimpeksu i Ruhrgasu. Jego roczna wydajność miała wynieść 2 mld m<sup>3</sup> (z czego dla Polski miało przypadać 1,5 mld m<sup>3</sup>). Gazociągiem do Polski miał być przesyłany gaz z Niemiec. W tej chwili propozycja ta jest poza obszarem zainteresowania rządu, choć ma swoich zwolenników wśród części ekspertów.

c) Gazociąg Sarmacja – gazociąg mający biec po dnie Morza Czarnego, przez Ukrainę, Polskę do Europy Zachodniej. Miałyby przepływać nim gaz ze złóż w Iranie i w sąsiadujących z nim państwach. Planowana przepustowość to 25 mld m<sup>3</sup>/rok, w tym 5 mld m<sup>3</sup>/rok dla Polski.

d) Gazociąg Ustług–Zosin–Moroczyn – gazociąg stanowiący nowe połączenie z siecią gazową Ukrainy. W obecnym stanie jego maksymalna przepustowość to 200 mln m<sup>3</sup>, ale po dalszej rozbudowie sieci można byłoby nim przesyłać do 0,8 mld m<sup>3</sup>. Cała przepustowość przeznaczona miała być dla Polski.

e) Gazociąg Baltic Pipe – gazociąg miał rozpocząć pracę jesienią 2003 r. i umożliwiać przesył 2 mld m<sup>3</sup> gazu z Danii, a od 2007 r. 5 mld m<sup>3</sup> z Norwegii (w tym dla Polski od 2 do 5 mld m<sup>3</sup>/rok). Długość gazociągu biegnącego ze Stevens w Danii do Niechorza miała wynieść 230 km, a koszt budowy około 1,3 mld zł.

f) Gazociąg Amber – gazociąg połączyłby Danię z Litwą, a w dalszej perspektywie również Finlandię, Łotwę i Estonię. Miałyby przebiegać na północy Polski i pozwalać na dwukierunkowy przesył gazu, najpierw duńskiego, a następnie rosyjskiego. Jego roczna wydajność dla Polski miałyby wynieść 2 mld m<sup>3</sup> (spośród 30 mld m<sup>3</sup>/rok całkowitej przepustowości).

g) Gazociąg Północny (Nord Stream) – biegnący po dnie Bałtyku gazociąg o długości 1200 km, łączący bezpośrednio Rosję i Niemcy o docelowej przepustowości dwóch nitek 55 mld m<sup>3</sup> gazu/rok. Polska mogłaby pobierać 5–8 mld m<sup>3</sup>/rok.

h) Jamał II – gazociąg ten miałby przebiegać równoległe do dotychczasowego gazociągu Jamalskiego. Planowana łączna przepustowość obu nitek tych gazociągów wynosiłaby 65,7 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, w tym na Jamał II przypadłoby 33 mld m<sup>3</sup>/rok (z tego dla Polski 7 mld m<sup>3</sup>/rok).



Rys. 1. Możliwe kierunki dywersyfikacji dostaw gazu do Polski (Dotychczasowe projekty...)

Fig. 1. Possible directions of diversification of gas supplies to Poland

Ważnym elementem dywersyfikacji dostaw gazu – a równocześnie poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju – jest rozbudowa podziemnych magazynów gazu (Filar, Kwilosz 2008). Powiększenie pojemności czynnej magazynów gazu można dokonać poprzez:

- ✧ rozbudowę pojemności czynnej PMG obecnie eksploatowanych magazynów gazu,
- ✧ budowę nowych magazynów gazu.

Obecnie w Polsce eksploatowanych jest sześć podziemnych magazynów gazu ziemnego (PMG): Wierzchowice, Husów, Strachocina, Swarzędz, Brzeźnica (złoże szcerpane) oraz Mogilno (kawerny solne). Ich aktualne możliwości magazynowe to 1,655 mld m<sup>3</sup> gazu. PGNiG S.A. planuje powiększenie pojemności czynnej aktualnie eksploatowanych PMG do wielkości 2,66 mld m<sup>3</sup>. Powiększenie to nastąpi w wyniku rozbudowy magazynów: Wierzchowice, Strachocina, Brzeźnica, Husów i Mogilno. Przeprowadzone analizy wykazały, że z punktu widzenia złożowego istnieje możliwość dalszej rozbudowy PMG Wierzchowice,

Strachocina i Husów, w wyniku czego pojemność czynna obecnie eksploatowanych PMG może zostać powiększona do około 6,110 mld m<sup>3</sup> (Filar, Kwilosz 2008). Aktualnie w budowie jest magazyn zlokalizowany w gminie Kosakowo w powiecie puckim. Do roku 2014 planowane jest uzyskanie pojemności czynnej 100 mln m<sup>3</sup>, a przewidywany termin zakończenia rozbudowy magazynu do pojemności 250 mln m<sup>3</sup> to koniec roku 2020.

## 2. Wymiennność paliw gazowych

Wymiennność paliw gazowych definiowana jest jako możliwość zastąpienia jednego paliwa gazowego innym paliwem gazowym, które spalając się w tych samych przyborach i przy tym samym ciśnieniu nie powoduje istotnych zmian w zakresie bezpieczeństwa użytkowników, ogólnej charakterystyki i sprawności urządzeń, a także wzrostu emisji zanieczyszczeń do atmosfery. Zagadnienie wymienności paliw gazowych było przedmiotem licznych prac w początkach drugiej połowy ubiegłego wieku, co wynikało z konieczności przestawienia odbiorców z gazu miejskiego i koksowniczego na gaz ziemny wysokometanowy (m.in. Zieleniewski 1962; Zieleniewski, Kozakiewicz 1962). Przez szereg następujących lat wydawało się, że problematyka wymienności straciła na znaczeniu. W ostatnim jednak czasie istotnej zmianie uległa sytuacja na światowych rynkach gazu, a równocześnie nastąpił znaczący postęp w zakresie rozwiązań konstrukcyjnych urządzeń, jak i samej technologii spalania gazu. Znaczny wzrost popytu na gaz ziemny spowodował, że w wielu krajach świata coraz częściej sięga się po gaz o jakości odbiegającej od jakości gazu dotychczas użytkowanego. Z tego powodu sugerowana jest konieczność specyfikacji parametrów jakościowych gazów ziemnych, a także identyfikacji potencjalnego wpływu, jakie ich zmiana może mieć na bezpieczeństwo pracy urządzeń gazowych, ich sprawność oraz emisję zanieczyszczeń do atmosfery. Szczególnie ożywiona dyskusja na ten temat ma miejsce w USA i Europie (m.in. Study on Interoperability... 2008; UK Energy White Paper... 2006; Towards a harmonized... 2005). W Stanach Zjednoczonych obserwuje się dążenie do ujednoczenia specyfikacji parametrów jakościowych gazów ziemnych na szczeblu federalnym, natomiast w Europie rozważa się opracowanie jednolitych wymagań jakościowych dla gazu w przepływach transgranicznych krajów Wspólnoty Europejskiej (White Paper... 2005). Jest to efekt dążenia do integracji rynków gazowych krajów Wspólnoty Europejskiej oraz przyszłych zmian struktury zasilania sieci gazowych różnych krajów europejskich, konieczności prognozowania emisji zanieczyszczeń oraz realizacji zasady dostępu strony trzeciej do sieci przesyłowych (TPA).

Zaprzestanie w drugiej połowie ubiegłego wieku badań nad wymiennością paliw gazowych uniemożliwia dziś udzielenie szybkiej, a zarazem wiarygodnej odpowiedzi co do ewentualnych skutków wprowadzenia na nasz rynek gazów ziemnych o składzie i właściwościach odbiegających od aktualnie rozprowadzanych w naszym kraju gazów ziemnych. Oczywiście należy zaznaczyć, że nie jest to problem wyłącznie polski. W wielu krajach Europy dopiero teraz, w związku z pojawieniem się nowych źródeł dostaw – a także

propozycją European Association for the Streamlining of Energy Exchange-gas (EASEE-gas), dotyczącą nowej specyfikacji parametrów jakościowych gazu ziemnego wymaganych w przepływach transgranicznych – rozpoczęto prace nad skutkami zasilania krajowych sieci gazem o jakości odbiegającej od dotychczasowej (European Commission... 2007).

### 3. Aktualny stan przepisów w zakresie jakości paliw gazowych rozprowadzanych w Polsce

W Polsce wymagania dotyczące jakości gazów ziemnych zawarte są w różnych dokumentach. Podstawowym aktem prawnym zawierającym te wymagania jest Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego. Zgodnie z tym rozporządzeniem przedsiębiorstwo gazownicze dostarcza paliwa gazowe, spełniające parametry jakościowe dotyczące zawartości siarkowodoru, siarki całkowitej, par rtęci, intensywności zapachu gazu oraz ciepła spalania. Te parametry charakteryzujące jakość gazu są istotne dla użytkownika gazu, gdyż powinien on otrzymywać paliwo o odpowiedniej wartości kalorycznej, nie powodujące zagrożeń dla zdrowia i środowiska. W rozporządzeniu zamieszczono również zakres zmienności liczby Wobbego oraz temperaturę punktu rosy wody. W rozporządzeniu nie wymieniono natomiast innych parametrów, które mogą być istotne dla użytkownika, takich jak zawartość pyłu i ciśnienie przed kurkiem głównym. Ponadto ze zrozumiałych względów (rozporządzenie dotyczy jakości gazu u odbiorców) nie podano wartości wielkości istotnych dla operatora przesyłu, tj: punktu rosy węglowodorów, zawartości wody, zawartości pyłu i węglowodorów wyższych.

Źródłem wymagań dotyczących jakości gazu jest również zatwierdzona przez Urząd Regulacji Energetyki w grudniu 2009 roku Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej w skrócie IRiESP (Operator Gazociągów Przesyłowych... 2009), stanowiąca regulamin w zakresie świadczenia i korzystania z usługi przesyłu paliwa gazowego, uwzględniająca przy tym wszelkie wymagania prawne i techniczne zawarte w nadrzędnych regulacjach i przepisach dotyczących takiego przesyłu. W Instrukcji sformułowano wymagania dotyczące jakości gazu przesyłanego przez Operatora Systemu Przesyłowego, które są zgodne z wymaganiami zawartymi w podanych w dalszej części Polskich Normach, z wyjątkiem ciepła spalania oraz Liczby Wobbego gazu dostarczanego do systemu przesyłu dla których wymagania opisano w samej Instrukcji. Różne zakresy górnej liczby Wobbego podawane przez IRiESP i obowiązujące normy wynikają z faktu, że w marcu 2011 roku wprowadzono do użytku znowelizowaną serię norm PN-C-04750÷53. W normach PN-C-04750:2011 oraz PN-C-04753:2011 zmieniono zakres górnej liczby Wobbego z 45–54 MJ/m<sup>3</sup> do 45–56,9 MJ/m<sup>3</sup> robiąc w ten sposób pierwszy krok w kierunku otwarcia naszego rynku na gaz z Morza Północnego i LNG, których liczba Wobbego znacznie



przewyższa wartość 54 MJ/m<sup>3</sup> (tab. 2, 3). Aby można było bez żadnych przeszkód wprowadzić te gazy do polskiego systemu przesyłowego zmienione musi zostać jeszcze w/w Rozporządzenie oraz oparta na nim Instrukcja, co ma nastąpić do końca 2011 r.

Normy: PN-C-04752:2011: „Gaz ziemny – Jakość gazu w sieci przesyłowej” i PN-C-04753:2011: „Gaz ziemny – Jakość gazu dostarczanego odbiorcom z sieci dystrybucyjnej” zawierają najpełniejszą specyfikację wymaganych parametrów jakościowych gazu.

Według PN-C-04753:2011 dotyczącej gazów ziemnych dostarczanych odbiorcom z sieci dystrybucyjnej jakość tego gazu powinna być taka, aby:

- ✧ urządzenia spalające gaz pracowały prawidłowo w wyniku zapewnienia odpowiedniej liczby Wobbego i ciśnienia przed odbiornikiem gazu,
- ✧ spaliny nie zawierały pochodzących z gazu zanieczyszczeń w postaci związków siarki i par rtęci w ilościach zagrażających zdrowiu użytkownika oraz czystości atmosfery,
- ✧ nawonienie gazu umożliwiało wykrycie niekontrolowanych upływów gazu z sieci rozdzielczej, instalacji i urządzeń gazowych,
- ✧ gaz miał określoną wartość kaloryczną,
- ✧ zawartość tlenu nie przekraczała 0,2%.

Jak widać norma ta nie precyzuje składu gazów ziemnych, podając tylko minimalne wymagania, jakie muszą spełniać, aby można je było rozprowadzać siecią rozdzielczą.

Podstawowym parametrem, który związany jest ze składem gazu – a jednocześnie decyduje o wymienności paliw gazowych – jest Liczba Wobbego, którą oblicza się ze wzoru:

$$W_S = \frac{H_S}{\sqrt{d}} \quad \text{lub} \quad W_i = \frac{H_i}{\sqrt{d}}$$

gdzie:  $H_S$  – ciepło spalania gazu [MJ/m<sup>3</sup>],  
 $H_i$  – wartość opałowa gazu [MJ/m<sup>3</sup>],  
 $W_S$  – górna Liczba Wobbego [MJ/m<sup>3</sup>],  
 $W_o$  – dolna Liczba Wobbego [MJ/m<sup>3</sup>],  
 $d$  – gęstość względna gazu [-].

Dla gazów ziemnych wysokometanowych według PN-C-04753:2011 dopuszczalny zakres zmienności górnej liczby Wobbego leży w przedziale od 45 do 56,9 MJ/m<sup>3</sup> ( $t = 25^\circ\text{C}/0^\circ\text{C}$  i  $p = 1013,25$  mbar).

## 4. Specyfikacja jakości gazów ziemnych proponowana przez EASEE-gas a przepisy polskie

W 2005 roku organizacja European Association for the Streamlining of Energy Exchange-gas opublikowała dokument (EASEE-gas harmonized... 2006), zawierający propozycję specyfikacji jakości gazów ziemnych o wysokiej wartości kalorycznej przesyłanych przez granice krajów Wspólnoty oraz dostarczanych do niej przez eksporterów zewnętrznych. Wskazano też datę 1 października 2006 jako najwcześniejszą możliwą datę jej przyjęcia w EU-25 z zastrzeżeniem, że parametry istotne dla procesu spalania (liczba Wobbego, gęstość względna i zawartość tlenu) mają zostać przyjęte nie wcześniej niż w roku 2010. Gaz, który nie będzie spełniał wymagań zawartych w specyfikacji będzie mógł być przesyłany gazociągami transgranicznymi między krajami sąsiadującymi tylko na podstawie dwustronnych umów. Specyfikacja EASEE-gas nie odnosi się natomiast do gazów ziemnych stosowanych lokalnie w krajach Wspólnoty.

W tabeli 1 przedstawiono syntetyczne porównanie wymagań jakościowych zawartych w dokumencie EASEE-gas (EASEE-gas harmonized... 2006) oraz wymagań aktualnie

TABELA 1. Porównanie wymagań jakościowych dla gazów ziemnych zaproponowanych przez EASEE-gas (EASEE-gas harmonised EU... 2006) z wymaganiami wynikającymi z przepisów polskich

TABLE 1. Comparison of quality requirements for natural gases suggested by EASEE-gas (EASEE-gas harmonized EU... 2006) with requirements resulting from Polish regulations

Parametr	Jednostka	Propozycja EASEE-gas			Przepisy polskie	
		wartość minimalna	wartość maksym.	proponowana data wdrożenia	wartość minimalna	wartość maksym.
Liczba Wobbego	MJ/m <sup>3</sup> (25°C/0°C)	48,97	56,92	01.10.2010	45 <sup>1</sup>	54 <sup>1</sup>
Gęstość względna		0,555	0,700	01.10.2010	–	–
Siarka całkowita	mg/m <sup>3</sup>	–	30	01.10.2006	–	40 <sup>1</sup>
Siarka z H <sub>2</sub> S i COS	mg/m <sup>3</sup>	–	5	01.10.2006	–	7 <sup>1</sup>
Siarka alkanotiolowa	mg/m <sup>3</sup>	–	6	01.10.2006	–	–
Tlen	%mol/mol	–	0,01	01.10.2010	–	0,2 <sup>1</sup>
Ditlenek węgla	%mol/mol	–	2,5	01.10.2006	–	3 <sup>2</sup>
Punkt rosy wody	°C przy 70 bar (a)	–	–8	01.10.2006	–	–2,8 <sup>2</sup>
Punkt rosy węglowodorów	°C przy 1–70 bar (a)	–	–2	01.10.2006	–	0 <sup>2</sup>

<sup>1</sup> Wymagania wg normy PN-C-04753:2002.

<sup>2</sup> Wymagania wg normy PN-C-04752:2002.

obowiązujących w Polsce. Z porównania tego wyniku, że zasadnicza różnica dotyczy zawartości tlenu w gazie. O ile zmiana zakresu górnej liczby Wobbego do wartości 45–56,9 MJ/m<sup>3</sup> (co już zrobiono w serii norm PN-C-04750–53) jest słusznym posunięciem, z uwagi na wartości tego parametru jakie posiadają chociażby gazy LNG, to już obniżenie dopuszczalnej zawartości tlenu w gazie do wartości 0,01% jest co najmniej niezrozumiałe. Istnieje uzasadniona obawa, że dotrzymanie tego parametru będzie trudne z technicznego punktu widzenia.

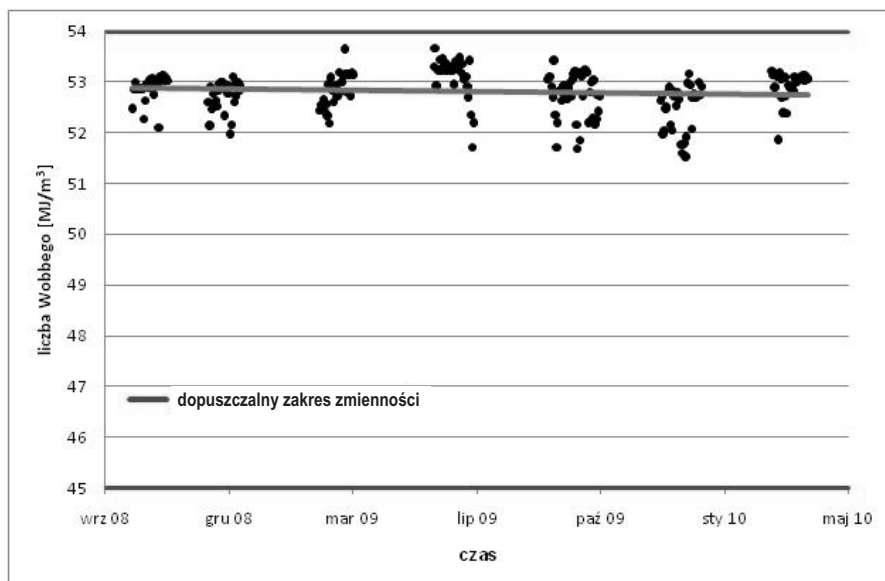
## 5. Porównanie parametrów jakościowych gazu ziemnego aktualnie rozprowadzanego w Polsce oraz gazu z przewidywanego w przyszłości importu

Zużycie gazu ziemnego w Polsce w 2010 r. kształtowało się na poziomie około 14,4 mld m<sup>3</sup> (źródło: [www.pgnig.pl](http://www.pgnig.pl)). Przy wydobywaniu własnym na poziomie 4,2 mld m<sup>3</sup>, pozostała część stanowił import. Główny kierunek importu gazu to Rosja, skąd w 2010 r. zakupiono około 9 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego wysokometanowego. W tej sytuacji o jakości gazu ziemnego wysokometanowego (grupy E), rozprowadzanego w naszym kraju, decydowała jakość gazu importowanego z Rosji, gazu z kopalń krajowych oraz gazu z węzła Odolanów (z instalacji odazotowania gazu). Skład i jakość gazu z Rosji oraz gazu z krajowych kopalń są podobne i zarazem dość stabilne; tylko niewielkie ilości gazu dostarczanego z kopalń krajowych posiadają jakość istotnie odbiegającą od jakości gazu rosyjskiego.

Jakość gazu w krajowym systemie przesyłu w latach 2008–2010 w sposób syntetyczny ilustrują rysunki 2 i 3. Jak widać, rozprowadzany aktualnie gaz ziemny wysokometanowy charakteryzuje się liczbą Wobbego oscylującą wokół wartości 53 MJ/m<sup>3</sup>, a zatem nie przekraczającą maksymalnej wartości określonej w polskich przepisach, to jest 54 MJ/m<sup>3</sup> (Rozporządzenie i IRiESP). Ciepło spalania tego gazu jest na ogół bliskie wartości 40 MJ/m<sup>3</sup> ( $t = 25^{\circ}\text{C}/0^{\circ}\text{C}$  i  $p = 1013,25$  mbar).

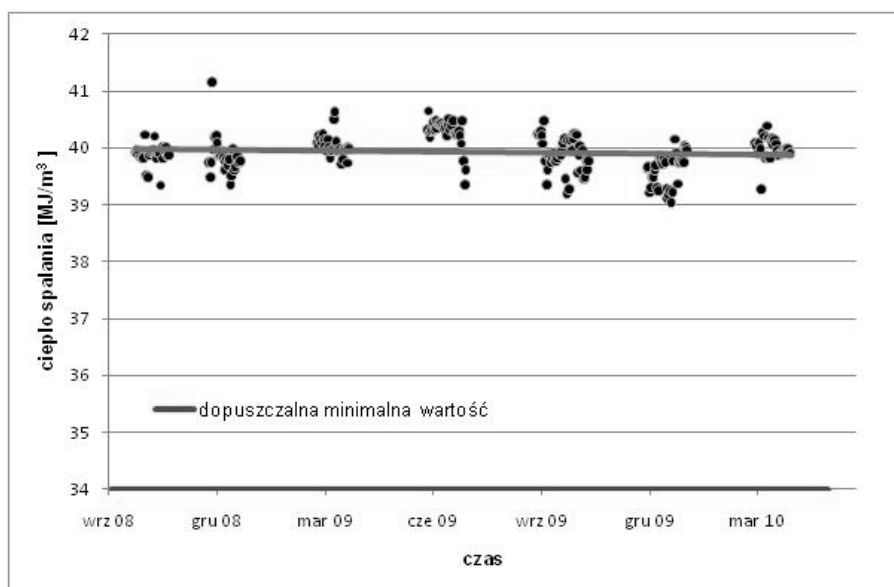
W tabeli 2 porównano średni skład gazu ziemnego wysokometanowego aktualnie dostarczanego odbiorcom w Polsce ze składami gazów ziemnych, które w wyniku dywersyfikacji dostaw mogą pojawić się w polskim systemie gazowniczym. Dla porównania w tabeli 3 zamieszczono charakterystyki gazów LNG, pochodzących z różnych stron świata. Analizując zawarte w tabelach 2 i 3 dane można zauważyć, że w porównaniu z gazem obecnie rozprowadzanym w Polsce, gazy pochodzące z rejonu Morza Północnego a także gazy LNG mogą zawierać kilka, a nawet kilkadziesiąt razy więcej węglowodorów wyższych niż metan. I tak udział procentowy etanu w tych gazach może przekraczać 22%, a udział propanu może sięgać nawet 6%.

W świetle aktualnie obowiązujących w Polsce przepisów (Rozporządzenie IRiESP), gazy te nie mogą być rozprowadzane krajową siecią, gdyż ich liczba Wobbego przekracza



Rys. 2. Zmienność liczby Wobbego gazu ziemnego grupy E w Polsce w latach 2008–2010  
(źródło: www.pgnig.pl)

Fig. 2. Wobbe Index changeability for E group natural gas in Poland in the years 2008–2010  
(source: www.pgnig.pl)



Rys. 3. Zmienność ciepła spalania gazu grupy E w Polsce w latach 2008–2010  
(źródło: www.pgnig.pl)

Fig. 3. Calorific value changeability for E group gas in Poland in the years 2008–2010  
(source: www.pgnig.pl)

TABELA 2. Charakterystyki gazów z Morza Północnego i LNG przewidywanych w imporcie do Polski (na podstawie danych własnych INiG)

TABLE 2. Characteristics of gases from the North Sea and LNG suggested for importing to Poland (on the basis of INiG data)

Parametr	Jednostka	2E	Gazy Morze Północne		Gazy LNG	
			Mieszanka 1	Mieszanka 2		
Skład gazu	metan	%	97,7251	73,0722	89,7374	83–99,8
	etan	%	0,7870	22,6515	5,8905	0–14
	propan	%	0,1787	0,8437	2,2035	0–4
	n-butan	%	0,0260	0,0247	0,5386	0–2,5
	i-butan	%	0,0282	0,0381	0,3906	
	n-pentan	%	0,0140	0,0027	0,0864	
	i-pentan	%	0,0120	0,0063	0,1063	
	C6+		0,0100	0,0050	0,0676	
	azot	%	1,2000	0,9630	0,2829	0–1,3
CO <sub>2</sub>	%	0,0190	2,3928	0,6961		
Ciepło spalania $H_S$	MJ/m <sup>3</sup>	39,80	46,00	43,83		
Wartość opałowa $H_i$	MJ/m <sup>3</sup>	35,88	41,70	39,64		
Liczba Wobbe (górna) $W_S$	MJ/m <sup>3</sup>	52,83	54,84	55,03		
Liczba Wobbe (dolna) $W_i$	MJ/m <sup>3</sup>	47,63	49,71	49,77		
Gęstość bezwzględna	kg/m <sup>3</sup>	0,734	0,909	0,820		
Gęstość względna	–	0,567	0,704	0,634		

Wartości wielkości fizykochemicznych podano dla warunków odniesienia  $t = 25^\circ\text{C}/0^\circ\text{C}$  i  $p = 1013,25$  mbar.

dopuszczalną w Polsce maksymalną wartość dla gazu ziemnego grupy E; tj. 54 MJ/m<sup>3</sup> ( $t = 25^\circ\text{C}/0^\circ\text{C}$  i  $p = 1013,25$  mbar). Ponadto ciepło spalania tych gazów jest wyższe od ciepła spalania gazu obecnie rozprowadzanego w kraju, co dodatkowo w świetle wymagań Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej może skutkować ich niedopuszczeniem do wprowadzenia do sieci przesyłowej. Według IRiESP ciepło spalania HS gazu ziemnego wysokometanowego grupy E transportowanego systemem przesyłowym powinno mieć wartość: od  $H_{S_{\min}} = 38,0$  do  $H_{S_{\max}} = 40,0$  MJ/m<sup>3</sup>.

TABELA 3. Charakterystyka LNG z wybranych źródeł (wg Electric Power... 2006)

TABLE 3. Characteristics of LNG from selected sources (according to Electric Power..... 2006)

Pochodzenie LNG	Skład				H <sub>s</sub> MJ/m <sup>3</sup>	H <sub>i</sub> MJ/m <sup>3</sup>	W <sub>s</sub> (górną) MJ/m <sup>3</sup>	ρ kg/m <sup>3</sup>	d –
	Metan	Etan	Propan	C <sub>4+</sub>					
	% mol	% mol	% mol	% mol					
Brunei	89,76	4,75	3,2	2,29	45,40	41,10	56,50	0,835	0,646
Trinidad	96,14	3,4	0,39	0,07	41,17	37,15	54,22	0,746	0,578
Algieria	88,83	8,61	2,18	0,38	44,15	39,92	55,85	0,808	0,625
Indonezja	90,18	6,41	2,38	1,03	44,22	39,98	55,88	0,809	0,626
Nigeria	90,53	5,05	2,95	1,47	44,57	40,31	56,06	0,817	0,632
Qatar	89,27	7,07	2,5	1,16	44,61	40,36	56,09	0,818	0,633
Abu Dhabi	85,96	12,57	1,33	0,14	44,61	40,36	56,10	0,818	0,632
Malezja	87,64	6,88	3,98	1,5	45,78	41,45	56,71	0,843	0,652
Australia	86,41	9,04	3,6	0,95	45,69	41,37	56,67	0,841	0,650
Oman	86,61	8,31	3,32	1,76	46,06	41,71	56,86	0,848	0,656

Wartości wielkości fizykochemicznych podano dla warunków odniesienia  $t = 25^{\circ}\text{C}/0^{\circ}\text{C}$  i  $p = 1013,25$  mbar.

## Podsumowanie

Przewidywany dla przyszłych dostaw do Polski gaz ziemny ze złóż na Morzu Północnym, jak też gazy LNG, charakteryzują się stosunkowo wysokimi stężeniami węglowodorów wyższych od metanu (głównie etanu i propanu). W świetle obowiązujących obecnie w Polsce przepisów gazy te nie mogą być rozprowadzane krajową siecią, gdyż ich wartość liczby Wobbego przekracza dopuszczalną maksymalną wartość określoną dla gazu ziemnego grupy E. Również ciepło spalania w/w gazów jest wyższe od ciepła spalania gazu obecnie rozprowadzanego w kraju, co może skutkować zakazem wprowadzania tych gazów do sieci przesyłowej zgodnie ze specyfikacją zawartą w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP).

Problem ten może zostać częściowo rozwiązany poprzez wprowadzenie do polskiego prawodawstwa specyfikacji jakości gazów ziemnych proponowanej przez EASEE-gas. W tym przypadku szczególnie istotna jest propozycja podwyższenia górnej granicy Liczby Wobbego do wartości 56,92 MJ/m<sup>3</sup>, co praktycznie rozwiązałoby problemy prawne z wprowadzaniem do polskiego systemu przesyłowego gazów LNG czy też gazów z Morza Północnego. Pierwszy krok w tym kierunku został już zrobiony, gdyż w marcu 2011 roku

wprowadzono do użytku znowelizowaną serię norm PN-C-04750–53, w których zmieniono zakres górnej liczby Wobbego z 45–54 MJ/m<sup>3</sup> do 45–56,9 MJ/m<sup>3</sup> dla gazów ziemnych wysokometanowych. Jednak zmiana zakresu nie rozwiązuje do końca wszystkich problemów związanych z wprowadzeniem do polskiego systemu gazowniczego gazów ziemnych o podwyższonej zawartości węglowodorów wyższych, jakimi niewątpliwie są np. gazy LNG. Istotne znaczenie ma bowiem także sam skład gazów, a konkretnie podwyższona zawartość etanu i propanu w aspekcie bezpieczeństwa użytkowania urządzeń gazowych przystosowanych do spalania gazów ziemnych wysokometanowych, zawierających kilkakrotnie niższe stężenia tych składników. W tej sytuacji należy poddać analizie możliwość wystąpienia niestabilnej pracy palników, tj. przeskoku lub odrywania się płomienia. Ponadto gazy LNG oraz gazy z Morza Północnego będą także generować wyższe obciążenia cieplne urządzeń. Koniecznym jest więc wcześniejsze dokonanie oceny wpływu tego wzrostu na pracę domowych urządzeń gazowych użytkowanych w naszym kraju, głównie w aspekcie trwałości tych urządzeń oraz emisji zanieczyszczeń do atmosfery.

Wprowadzenie w przyszłości w Polsce do użytku gazów LNG czy też gazów z Morza Północnego wymaga także weryfikacji stosowanych obecnie metod oceny wymienności paliw gazowych pod kątem możliwości wiarygodnej oceny właściwości wymiennych wspomnianych gazów z aktualnie stosowanymi w Polsce gazami ziemnymi wysokometanowymi. Najbardziej popularne obecnie metody oceny wymienności, tzn. metody Weavera i Delbourga, opracowane zostały w latach pięćdziesiątych ubiegłego wieku na bazie gazów i urządzeń wykorzystywanych w tamtym okresie. Od tego czasu nastąpił jednak istotny postęp w zakresie technologii spalania (nowe konstrukcje palników i rozwiązania urządzeń gazowych), jak również istotnie zmienił się skład i właściwości gazów ziemnych spalanych w tych urządzeniach. W związku z tym uzasadniona jest potrzeba dokonania weryfikacji przydatności tych metod oceny wymienności w nowych warunkach. W zależności od wyników tej weryfikacji należy podjąć prace badawcze nad ich modernizacją lub opracowaniem całkowicie nowych metod.

## Literatura

- [1] BUDZANOWSKI M., 2011 – Nowa strategia energetyczna – nowa rola Polski. Rzeczpospolita, 07.02.2011 r., s. B12.
- [2] Dotychczasowe projekty dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski. Przywołane z [www.rynekgazu.pl](http://www.rynekgazu.pl)
- [3] Electric Power Research Institute: „Fuel Composition Impacts on Combustion Turbine Operability”. Technical Update, March 2006.
- [4] European Commission Directorate-General for Energy and Transport: „Mandate to CEN for standardisation in the field of gas qualities”. Brussels, 16 January 2007, M/400 EN.
- [5] FILAR B., KWIŁOSZ T., 2008 – Możliwości rozwoju podziemnych magazynów gazu w Polsce. Polityka Energetyczna t. 11, z. 2.
- [6] HUBSKI M., 2010 – Nowe Rozporządzenie UE w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego. Forum Gaz 2010: Kierunki Rozwoju Międzynarodowej Współpracy, Institute for International Research, Warszawa.

- [7] KALISKI M., SZURLEJ A., 2009 – Zapotrzebowanie na gaz ziemny w Polsce i możliwości jego zaspokojenia. *Polityka Energetyczna* t. 12, z. 2/2.
- [8] KOŁACZKOWSKI M., 2010 – Współpraca międzynarodowa w zakresie gazu ziemnego. *Forum Gaz 2010: Kierunki Rozwoju Międzynarodowej Współpracy*, Institute for International Research, Warszawa 22.11.2010 r.
- [9] McMILLAN N., 2010 – Nabucco: New Gas Supplies for Europe. *Forum Gaz 2010: Kierunki Rozwoju Międzynarodowej Współpracy*, Institute for International Research, Warszawa 22.11.2010 r.
- [10] Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ – SYSTEM S.A.: Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP). Część I – Ogólne warunki korzystania z systemu przesyłowego. Warszawa, grudzień 2009.
- [11] Study on Interoperability of LNG Facilities and Interchangeability of Gas and Advice on the Opportunity to Set-up an Action Plan for the Promotion of LNG Chain Investments FINAL REPORT, May 2008.
- [12] Towards a Harmonised European Gas Quality Specification For High Calorific Gases – Consequences for appliances manufacturers, standardisation and certification bodies, installers, national authorities, servicing organisations<sup>1</sup>, 3rd December 2005, St. Denis (France).
- [13] UK Energy White Paper Gas Quality Exercise – Findings and Implications of Gas Appliance Testing Chris Mansfield, DTI 2006.
- [14] White Paper on Natural Gas Interchangeability and Non-Combustion End Use, NGC+ Interchangeability Work Group February 28, 2005.
- [15] [www.pgnig.pl](http://www.pgnig.pl)
- [16] ZIELENIOWSKI R., 1962 – Zamiennosc gazow w eksploatacji. *Gaz, Woda i Technika Sanitarna* nr 7, str. 254.
- [17] ZIELENIOWSKI R., KOZAKIEWICZ K., 1962 – Metody okreslania wymiennosci gazow. *Gaz, Woda i Technika Sanitarna* nr 11, str. 418.
- [18] ZWIERZYŃSKI T., 2010 – Stan realizacji projektu LNG – budowa terminala LNG, *Forum Gaz 2010: Kierunki Rozwoju Międzynarodowej Współpracy*, Institute for International Research, Warszawa 22.11.2010 r.

Robert WOJTOWICZ, Zdzisław GEBHARDT, Andrzej STRUGAŁA

## Possibilities of diversification of natural gas supply to Poland in view of domestic gas quality requirements

### Abstract

The Paper presents currently considered possibilities of diversification of natural gas supplies to Poland, such as LNG supplies to the Świnoujście LNG terminal, natural gas supplies from the North Sea, supplies from the Caspian Region and the Near East. The chemical composition and properties of



gas from those sources were compared with the composition and properties of gas currently supplied to Polish consumers, i.e. gas imported from Russia and gas from Polish gas fields. On the basis of the differences between those gases, problems connected with the future introduction of gas from new sources to the domestic network were identified. The problems result from the inadequacy of Polish regulations as well as the applied methodology of gas interchangeability evaluation. Changes in the raw materials basis of the gas industry, as well as advances in the area of gas appliances and the technology of gas combustion make it necessary to resume examinations of gas fuels interchangeability and to establish new regulations crucial for the future introduction of natural gas from new sources to the domestic gas network.

**KEY WORDS:** natural gas, gas interchangeability, diversification of supplies