

Robert Wojtowicz
Instytut Nafty i Gazu, Kraków

Zagadnienia wymienności paliw gazowych, wymagania prawne odnośnie jakości gazów rozprowadzanych w Polsce oraz możliwe kierunki dywersyfikacji

Wymiennosc paliw gazowych w urzadzeniach uzytku domowego oraz metody jej okreslania

Zagadnienie wymiennosci paliw wiaze sie z rozprawdaniem w tej samej sieci gazow ziemnych charakteryzujacych sie duza zmiennościa skladu.

Przyjmuje sie, ze dwa paliwa gazowe sa wzajemnie wymienne, jezeli spalaja sie prawidlowo w tych samych przyrzadach bez potrzeby ich modyfikacji, przy tym samym cisnieniu.

Pod pojeciem braku modyfikacji rozumie sie brak koniecznosci jakichkolwiek zmian w budowie urzadzenia gazowego oraz w konstrukcji stosowanych palnikow, wzlacznie ze zmianami srednicy dyszy oraz jej typu i ilosci doplywajacego powietrza pierwotnego.

Zeby zaistnialy warunki wzajemnej wymiennosci paliw gazowych musza zostac speelnione nastepujace kryteria:

- obciazenie cieplne przyrzadow pozostaje bez zmian,
- plomien jest stabilny,
- spalanie jest higieniczne, bez wytwarzania tlenu węgla w ilosciach przekraczajacych ustalona warteosc i bez odkladania sadzy,
- palniki iniekcyjne zasysaja odpowiednia ilosc powietrza.

Zagadnienie to stanowilo przedmiot licznych prac [np. 14, 15] w latach 50., 60. i 70. ubieglego wieku, a poddyktowane bylo to koniecznoscia przestawiania odbiorcow z gazu miejskiego i koksowniczego glownie na gaz ziemny wysokometanowy. W tym czasie powstalo wiele metod okreslania wymiennosci paliw gazowych [7]:

- metoda Delbourga (Francja, 1953 r.),
- metoda Weavera (USA, 1951 r.),

- metoda Caffo (Wlochy),
- metoda van der Linden'a (Holandia, 1970 r.),
- metoda Holmquist'a (Szwecja, 1957 r.),
- metoda Grumer van Krevelen'a (USA-Holandia),
- metoda Scheffer'a (Niemcy),
- metoda UVP (ZSRR).

Wyzej wymienione metody oceny wymiennosci wykorzystuja liczne wlasciwosci gazu, jakie ujawniaja sie przy spalaniu tego paliwa w urzadzeniach gazowych uzytku domowego. Zestawienie metod oceny wymiennosci oraz wykorzystywanych w nich wlasciwosci gazu przy ocenie wymiennosci przedstawiono w tablicy 1.

Metody oceny wymiennosci maja sluzyc do szybkiego okreslenia mozliwosci zastapienia jednego paliwa gazowego innym, bez koniecznosci prowadzenia kosztownych i dlugotrwalych badan. Najbardziej rozpowszechnione i najczesciej stosowane w Polsce metody oceny wymiennosci, tzn. metody Weavera i Delbourga, zostaly opracowane w latach 50. dwudziestego wieku, w oparciu o gazy i urzadzenia wykorzystywane w owczesnym czasie.

Od tego czasu jednak znacznej zmianie ulegla sytuacja na swiatowych rynkach gazu oraz nastapil istotny postep w zakresie technologii jego spalania. Znaczny wzrost popytu na gaz ziemny spowodowal, ze w wielu krajach siega sie po gaz o jakosci odbiegajacej od dotychczas stosowanego. Stad tez w swiecie prowadzona jest szeroka dyskusja na temat specyfikacji jakosci gazow ziemnych i potencjalnego wplywu, jaki wywoła ich

Tablica 1. Opis właściwości gazu ocenianych w różnych metodach oceny wymienności paliw gazowych [7]

Właściwość	Metoda*							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Moc cieplna	1	2		4	5		7	8
Zassanie powietrza pierwotnego		2						
Wysokość stożka płomienia					5		7	
Odrywanie się płomienia	1	2	3	4		6		8
Cofanie się płomienia	1	2	3	4	5	6		8
Tworzenie się CO	1	2		4	5			8
Powstawanie żółtych końców	1	2		4				
Powstawanie sadzy	1							

* Metody: 1 – Delbourga, 2 – Weavera, 3 – Caffo, 4 – van der Linden’a, 5 – Holmquist’a, 6 – Grumer van Krevelen’a, 7 – Scheffer’a, 8 – UV

zmiana na pracę i sprawność urządzeń gazowych oraz emisję zanieczyszczeń z procesów spalania. Dyskusja ta jest szczególnie ożywiona w USA i Europie [9, 10, 11]. W Stanach Zjednoczonych obserwuje się dążenie do ujednoczenia specyfikacji na szczeblu federalnym [12], natomiast w Europie rozważa się opracowanie jednolitych wymagań jakościowych dla krajów Wspólnoty Europejskiej w przepływach transgranicznych [3]. Jest to efekt dążenia do integracji rynków gazowych krajów Wspólnoty

Europejskiej oraz planowania przyszłych zmian struktury zasilania sieci gazowych różnych krajów europejskich, a także konieczności prognozowania emisji zanieczyszczeń i realizacji zasady dostępu strony trzeciej (TPA).

Zaniechanie w Polsce w drugiej połowie XX wieku prac w zakresie badań potencjalnych skutków zmiany parametrów jakościowych gazu, zwłaszcza pod kątem wymienności gazów, spowodowało, że obecnie brak jest eksperckiej wiedzy umożliwiającej szybką ocenę skutków wprowadzenia na rynek gazu ziemnego o specyfikacji odbiegającej od specyfi-

kacji surowca rozprowadzanego dotychczas.

Należy podkreślić, że nie jest to problem typowo polski, gdyż w wielu krajach Europy zagadnienie to również było bagatelizowane i dopiero teraz, w związku z koniecznością pozyskiwania nowych źródeł dostaw i z proponowaną przez EASEE-gas nową specyfikacją jakości gazu ziemnego w przepływach transgranicznych, trwają prace [5] nad konsekwencjami zasilania krajowych sieci gazem o jakości odbiegającej od dotychczas stosowanego.

Aktualne wymagania prawne dotyczące jakości gazów rozprowadzanych w Polsce – specyfikacja EASEE-gas a przepisy polskie

W Polsce specyfikację jakości gazów ziemnych zawierają różne dokumenty. Podstawowym aktem prawnym w tym zakresie jest rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. z 2010 roku nr 133, poz. 891).

Zgodnie z tym rozporządzeniem przedsiębiorstwo gazownicze dostarcza paliwa gazowe spełniające parametry jakościowe dotyczące zawartość siarkowodoru, siarki całkowitej, par rtęci, intensywności zapachu gazu i ciepła spalania. Te parametry charakteryzujące jakość gazu są istotne dla użytkownika, który powinien otrzymać paliwo o odpowiedniej wartości kalorycznej, nie powodujące zagrożeń dla zdrowia i środowiska. W rozporządzeniu zamieszczono również zakres zmienności liczby Wobbego dla gazów ziemnych oraz temperaturę punktu rosy wody.

Parametry jakościowe dla gazu ziemnego wysokometanowego przesyłanego gazowymi sieciami przesyłowymi i dystrybucyjnymi zawarte w rozporządzeniu:

1) zawartość siarkowodoru nie powinna przekraczać 7,0 mg/m³,

2) zawartość siarki merkaptanowej nie powinna przekraczać 16,0 mg/m³,

3) zawartość siarki całkowitej nie powinna przekraczać 40,0 mg/m³,

4) zawartość par rtęci nie powinna przekraczać 30,0 µg/m³,

5) temperatura punktu rosy wody przy ciśnieniu 5,5 MPa powinna wynosić:

a) od dnia 1 kwietnia do dnia 30 września nie więcej niż +3,7°C,

b) od dnia 1 października do dnia 31 marca nie więcej niż -5°C;

6) ciepło spalania powinno wynosić nie mniej niż:

a) 34,0 MJ/m³ – dla gazu ziemnego wysokometanowego grupy E o wartości liczby Wobbego z zakresu od 45,0 MJ/m³ do 54,0 MJ/m³ włącznie.

W rozporządzeniu nie wymieniono parametrów, które mogą być istotne dla użytkownika, np.: zawartość pyłu i ciśnienie przed kurkiem głównym. Ze zrozumiałych względów, nie podano wartości wielkości istotnych dla operatora przesyłu: punktu rosy węglowodorów, zawartości wody, zawartości pyłu i węglowodorów wyższych.

Źródłem wymagań dotyczących jakości gazu jest również zatwierdzona przez Urząd Regulacji Energetyki we wrześniu 2011 r. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) [6], stanowiąca regulamin w zakresie świadczenia i korzystania z usługi przesyłania paliwa gazowego, uwzględniająca przy tym wszelkie wymagania prawne i techniczne zawarte w nadrzędnych regulacjach i przepisach dotyczących przesyłu paliwa gazowego. W Instrukcji sformułowano wymagania dotyczące jakości gazu przesyłanego przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP), które są zgodne z wymaganiami zawartymi w opisanych poniżej Polskich Normach, z wyjątkiem ciepła spalania oraz liczby Wobbego gazu dostarczanego do systemu przesyłu, dla których wymagania opisano w Instrukcji. Według niej, ciepło spalania H_S gazu ziemnego wysokometanowego grupy E przesyłanego w systemie przesyłowym powinno mieć wartość: od $H_{Smin} = 38,0$ do $H_{Smax} = 41,6$ MJ/m³.

Podczas gdy paliwo gazowe dostarczane do systemu gazu ziemnego wysokometanowego grupy E ma wartość ciepła spalania w zakresie $34,0 < H_S < 38,0$ MJ/m³, OSP może odmówić przyjęcia takiego paliwa, a w przypadku wprowadzenia go do systemu pobiera od ZUP (Zleceńodawca Usługi Przesyłania) opłatę dodatkową.

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 normie PN-C-04753:2011 podwyższono liczbę Wobbego z 54 MJ/m³ do 56,9 MJ/m³, robiąc w ten sposób pierwszy krok w kierunku otwarcia naszego rynku na gaz ziemny z Morza Północnego i LNG, których liczba Wobbego znacznie przewyższa wartość 54 MJ/m³ (tablice 5 i 6). Oczywiście, aby można było bez żadnych przeszkód wprowadzić te gazy do polskiego systemu przesyłowe-

go, zmienione musi zostać jeszcze ww. Rozporządzenie oraz powiązana z nim Instrukcja.

Najpełniejszą specyfikację jakości gazu zawierają 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*.

Polska norma PN-C-04753:2011 określa wymagania dotyczące jakości gazów ziemnych dostarczanych odbiorcom z sieci dystrybucyjnej. Według normy, jakość 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 wpływów gazu z sieci dystrybucyjnej, instalacji i urządzeń gazowych,

Tablica 2. Wymagania dotyczące gazu ziemnego dostarczanego odbiorcom z sieci dystrybucyjnej (część tablicy 1 z PN-EN 04753:2011)

Wielkość charakteryzująca jakość gazu	Jednostka	Wymagane wartości
		Grupa E
Górna liczba Wobbego – wartość nominalna ^{a)} – dopuszczalny zakres zmienności ^{a)}	[MJ/m ³]	53,5 45,0÷56,9
Ciepło spalania nie mniejsze niż	[MJ/m ³]	34,0 ^{a)}
Wartość opałowa nie mniejsza niż	[MJ/m ³]	31,0 ^{a)}
Ciśnienie przed urządzeniami gazowymi: – wartość nominalna – dopuszczalne wahania	[kPa]	2,0 +0,5 –0,4
Ciśnienie na kurku głównym	wartość nominalna i dopuszczalne wahania – jak w projekcie instalacji	
Intensywność zapachu – zapach wyraźnie wyczuwalny, gdy stężenie gazu w powietrzu osiągnie wartość	[% (V/V)]	1,0
Zawartość siarkowodoru nie większa niż	[mg/m ³]	7,0 ^{b)}
Zawartość siarki merkaptanowej nie większa niż	[mg/m ³]	16,0 ^{b)}
Zawartość siarki całkowitej nie większa niż	[mg/m ³]	40,0 ^{b)}
Zawartość par rtęci nie większa niż	[μg/m ³]	30,0 ^{b)}
Zawartość tlenu nie większa niż	[% (mol/mol)]	0,2
Zawartość pyłu o średnicy cząstek większej niż 5 μm nie większa niż	[mg/m ³]	1,0 ^{b)}

UWAGA: Jako wartości nominalne górnej liczby Wobbego przyjęto wartości odpowiadające gazom odniesienia dla poszczególnych grup gazu podanym w PN EN 437+A1:2009.

^{a)} Warunki odniesienia dla procesu spalania i objętości: $T_1 = 298,15$ K (25°C); $T_2 = 273,15$ K (0°C); $p_1 = p_2 = 101,325$ kPa.

^{b)} Warunki odniesienia dla objętości: $T_2 = 273,15$ K (0°C); $p_2 = 101,325$ kPa.

Tablica 3. Wymagania dotyczące jakości gazu przesyłanego pod wysokim ciśnieniem gazową siecią przesyłową

Wielkość charakteryzująca jakość gazu	Najwyższa dopuszczalna wartość wielkości (dla gazu rzeczywistego)	
	Jednostka	Warunki odniesienia
		273,15 K 101,325 kPa
Temperatura punktu rosy wody przy ciśnieniu 5,5 MPa w okresie od 1 kwietnia do 30 września	[°C]	+3,7
Temperatura punktu rosy wody przy ciśnieniu 5,5 MPa w okresie od 1 października do 31 marca	[°C]	-5,0
Temperatura punktu rosy węglowodorów	[°C]	0
Zawartość węglowodorów mogących ulec kondensacji w temperaturze -5°C przy ciśnieniu panującym w gazociągu	[mg/m ³]	30,0

- gaz miał określoną wartość kaloryczną.

Szczegółowe wymagania dotyczące jakości gazu dostarczanego odbiorcom z sieci dystrybucyjnej podano w tablicy 2.

Wymagania odnośnie gazów ziemnych rozprawdanych siecią przesyłową pod wysokim ciśnieniem zawarte w normie PN-C-04752:2011 są zgodne z wymaganiami podanymi w tablicy 2, jeżeli chodzi o parametry energetyczne i jakościowe gazów. Oprócz tego ww. norma wprowadza dodatkowe wymagania, które zamieszczono w tablicy 3.

Żaden z powyższych dokumentów nie precyzuje składu gazów ziemnych, podają one tylko minimalne wymagania, jakie te gazy muszą spełniać, aby można je było rozprawdzać siecią rozdzielczą. Podstawowym parametrem, który związany jest ze składem gazu, a jednocześnie decyduje o zamienności paliw gazowych, jest liczba Wobbego, którą oblicza się z następującego 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/m³],

H_i – wartość opałowa gazu [MJ/m³],

W_s – górna liczba Wobbego [MJ/m³],

W_o – dolna liczba Wobbego [MJ/m³],

d – gęstość względna gazu [-].

W 2005 roku organizacja European Association for the Streamlining of Energy Exchange-gas (EASEE-gas) opublikowała dokument [3] określający proponowaną specyfikację jakości gazu ziemnego o wysokiej wartości kalorycznej, przesyłanego przez granice krajów Wspólnoty oraz dostarczanego do niej przez eksporterów zewnętrznych

i wskazała datę 1 października 2006 r. jako najwcześniejszy możliwy termin jej przyjęcia w EU-25, z zastrzeżeniem, że parametry istotne dla procesu spalania (liczba Wobbego, gęstość względna i zawartość tlenu) mogłyby zostać przyjęte nie wcześniej niż w roku 2010.

Gaz, który nie spełniałby wymagań zawartych w specyfikacji (zestawionych w tablicy 4), mógłby być przesyłany gazociągami transgranicznymi między krajami sąsiadującymi tylko na podstawie dwustronnych umów. Specyfikacja EASEE-gas nie będzie się odnosić do gazu ziemnego stosowanego lokalnie w krajach Wspólnoty.

W tablicy 4 przedstawiono syntetyczne porównanie wymagań jakościowych zawartych w dokumencie EASEE-gas (EASEE-gas harmonized ... 2006) oraz wymagań aktualnie obowiązujących w normach serii PN-C-04750-53:2011. Z porównania tego wynika, że zasadnicza różnica dotyczy zawartości tlenu w gazie, gęstości względnej i zawartości siarki alkanotiolowej.

W Polskich Normach nie wprowadzono wymogu 0,01% zawartości tlenu w gazie, gdyż istnieje uzasadniona obawa, że dotrzymanie tego parametru będzie trudne z technicznego punktu widzenia.

W normach serii PN-C-04750-53:2011 nie podaje się wartości gęstości względnej dla gazu, z uwagi na to, że podawana jest minimalna wartość ciepła spalania oraz dopuszczalny zakres zmienności liczby Wobbego (EASEE-gas nie podaje ciepła spalania). Liczbę Wobbego oblicza się jako stosunek wartości kalorycznej gazu do pierwiastka kwadratowego jego gęstości względnej (wzór powyżej).

Jeżeli chodzi o brak wymogów w Polskich Normach co do dopuszczalnej zawartości siarki alkanotiolowej w gazie, wydaje się, iż zawartość tego związku została uwzględniona w wymaganiach odnoszących się do siarki całkowitej.

Tablica 4. Porównanie specyfikacji jakości gazów ziemnych proponowanej przez EASEE-gas z przepisami polskimi

Parametr	Jednostka	Propozycja EASEE-gas [3]			Przepisy polskie	
		wartość minimalna	wartość maksymalna	proponowana data wdrożenia	wartość minimalna	wartość maksymalna
Górna liczba Wobbego	[MJ/m ³] (25°C/0°C)	48,97	56,92	01.10.2010	45 ¹⁾	56,9 ¹⁾
Gęstość względna		0,555	0,700	01.10.2010	-	-
Siarka całkowita	[mg/m ³]	-	30	01.10.2006	-	40 ¹⁾
Siarka z H ₂ S i COS	[mg/m ³]	-	5	01.10.2006	-	7 ¹⁾
Siarka alkanotiolowa	[mg/m ³]	-	6	01.10.2006	-	-
Tlen	[% mol/mol]	-	0,01	01.10.2010	-	0,2 ¹⁾
Ditlenek węgla	[% mol/mol]	-	2,5	01.10.2006	-	3 ²⁾
Punkt rosy wody	[°C] przy 70 bar	-	-8	01.10.2006	-	-5 ²⁾
Punkt rosy węglowodorów	[°C] przy 1÷70 bar	-	-2	01.10.2006	-	0 ²⁾

¹⁾ Wymagania wg normy PN-C-04753:2011

²⁾ Wymagania wg normy PN-C-04752:2011

Możliwe kierunki dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski

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. z 2000 roku nr 95, poz. 1042). Zgodnie z zapisami tego rozporządzenia, maksymalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej wielkości gazu pochodzącego z importu nie może być wyższy niż:

70% – w latach 2010–2014,

56% – w latach 2015–2018,

49% – w latach 2019–2020.

W ostatnich kilku latach pojawiło się wiele koncepcji dywersyfikacji dostaw gazu do Polski. Powstawały one głównie wraz z planowanymi i projektowanymi gazociągami, i mówiły raczej o teoretycznych możliwościach podłączenia się do nich niż o rzeczywistych planach budowy. Niektóre początkowo uzyskały szerokie poparcie, które jednak – wraz z upływem czasu – zmniejszało się lub zupełnie zanikało. Wśród rozważanych koncepcji dywersyfikacji należy wymienić następujące projekty:

a) **Terminal LNG** – przedsięwzięcie polegające na budowie na brzegu Bałtyku (Świnoujście) terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego (LNG). Zakładana przepustowość terminalu to 5 mld m³ gazu na rok, z możliwością zwiększenia zdolności regazyfikacyjnej nawet do 7,5 mld m³. Potencjalne kierunki dostaw LNG do Polski to Afryka Północna, Bliski i Środkowy Wschód oraz Norwegia. Rozważanych jest kilka rozwiązań transportu LNG do Polski, m.in. statkami

własnymi, poprzez czarter, zawiązanie spółki żeglugaowej z armatorem lub zakupy na zasadzie *ex ship*.

- b) **Gazociąg Norweski** – gazociąg miał być budowany na podstawie podpisanego porozumienia polsko-norweskiego. Stanowiłyby wspólne przedsięwzięcie PGNiG oraz norweskiego Statoil. Gazociąg o długości ok. 1000 km miał biec z Morza Północnego do polskiego wybrzeża Bałtyku. Za jego pośrednictwem gaz trafiłby również do południowej Norwegii i Szwecji. Polska miała odbierać tą drogą 5 mld m³ gazu rocznie z 8 mld m³ całkowitej przepustowości.
- c) **Gazociąg Nabucco** – ma on transportować gaz z Turcji przez Bułgarię, Rumunię i Węgry do Austrii. Mógłby być zasilany gazem wydobywanym w rejonie Morza Kaspijskiego, Azji Środkowej i Środkowego Wschodu. Długość gazociągu wynosiłaby 3900 km, a jego przepustowość miałyby wynosić 31 mld m³ gazu rocznie, z czego Polska mogłaby dostawać ok. 3 mld m³/rok.
- d) **Gazociąg Bernau-Szczecin** – gazociąg miał rozpocząć pracę pod koniec 2006 r. Stanowiłyby wspólne przedsięwzięcie Bartimpeksu i Ruhrgasu. Jego roczna wydajność miała wynieść 2 mld m³ (dla Polski przeznaczone było 1,5 mld m³). Gazociągiem tym do Polski przesyłano by gaz z Niemiec. W tej chwili nie budzi on zainteresowania rządu, choć ma swoich zwolenników wśród ekspertów.
- e) **Gazociąg Sarmacja** – gazociąg mający biec po dnie Morza Czarnego, przez Ukrainę, Polskę do Europy Zachodniej. Miałby nim przepływać gaz ze złóż w Iranie i z sąsiadujących z nim państw. Planowana przepustowość to 25 mld m³/rok, w tym 5 mld m³/rok dla Polski.

f) **Gazociąg Ustług-Zosin-Moroczyn** – gazociąg stanowi nowe połączenie z siecią gazową Ukrainy. Obecnie jego maksymalna przepustowość to 200 mln m³, ale po dalszej rozbudowie sieci można nim będzie przesyłać do 0,8 mld m³ (cała dostępna przepustowość przeznaczona byłaby dla Polski).

g) **Gazociąg Baltic Pipe** – gazociąg miał rozpocząć prace jesienią 2003 r. i umożliwić przesył 2 mld m³ gazu z Danii, a od 2007 r. 5 mld m³ z Norwegii (w tym dla Polski od 2 do 5 mld m³/rok). Długość gazociągu biegnącego ze Stevens w Danii do Niechorza miała wynosić 230 km, a koszt budowy – ok. 1,3 mld zł.

Pozostałe projekty wymienione poniżej są albo martwe (jak projekt gazociągu Amber) lub nie dywersyfikują źródeł gazu (Jamał II).

h) **Gazociąg Amber** – gazociąg połączyłby Danię z Litwą, a w dalszej perspektywie również Finlandię, Łotwę i Estonię. Miałby przebiegać na północy Polski i pozwalać na dwukierunkowy przesył gazu – najpierw duńskiego, a następnie rosyjskiego. Jego roczna wydajność dla Polski miałaby wynieść 2 mld m³ (spośród 30 mld m³/rok całkowitej przepustowości).

i) **Jamał II** – w założeniu gazociąg miał przebiegać równoległe do dotychczasowego gazociągu jamalskiego. Planowana przepustowość obydwu gazociągów (Jamału I i Jamału II) wynosiłaby 65,7 mld m³ gazu rocznie, z czego Jamału II – 33 mld m³/rok (dla Polski 7 mld m³/rok).

Spośród wymienionych koncepcji dywersyfikacji dostaw gazu do Polski budowa gazociągu Baltic Pipe oraz gazoportu do odbioru gazu skroplonego w Świnoujściu to priorytetowe projekty Polskiego Górnictwa Naftowego



Rys. 1. Możliwe kierunki dywersyfikacji dostaw gazu do Polski [2]

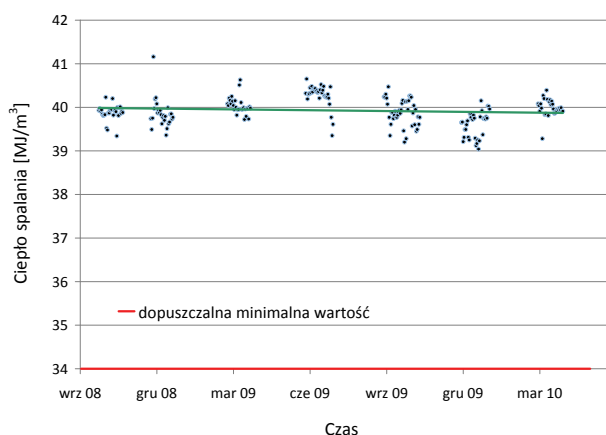
i Gazownictwa oraz operatora gazociągów przesyłowych Gaz-System. Baltic Pipe ma połączyć polski system przesyłowy z norweskim gazociągiem Skanled.

Obydwa wymienione kierunki dostaw gazu, oprócz dywersyfikacji, mają jeszcze jedną wspólną cechę, a mianowicie wprowadzą do polskiego systemu dystrybucji gazy ziemne o parametrach odbiegających od parametrów gazu pochodzącego z Rosji czy z większości kopalń krajowych (tablica 5 i 6). Główna różnica pomiędzy gazem rozprowadzanym obecnie w Polsce a gazem LNG czy też gazem pochodzącym z rejonu Morza Północnego polega na tym, że gazy te zawierają znaczne ilości węglowodorów wyższych, głównie etanu i propanu.

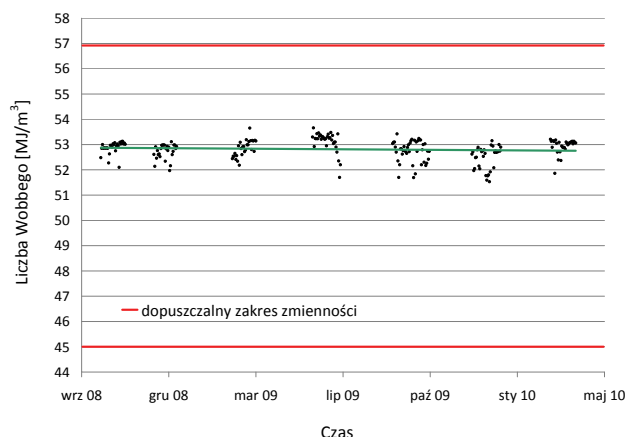
Porównanie parametrów jakościowych gazu ziemnego rozprowadzanego aktualnie w Polsce oraz gazu, który w wyniku dywersyfikacji może być importowany

Zużycie gazu ziemnego w Polsce w 2010 r. kształtowało się na poziomie ok. 14,42 mld m³ [8]. Przy wydobyciu własnym na poziomie ok. 4,22 mld m³ (z czego ok. 1,61 mld m³ to gaz ziemny wysokometanowy, natomiast ok. 2,61 mld m³ to gaz zaazotowany) pozostała część musimy importować. Główny kierunek importu gazu to Rosja, skąd w 2010 r. kupiliśmy ok. 9,03 mld m³ gazu ziemnego wysokometanowego, co stanowiło ok. 89,7% wielkości importu. Pozostałą część gazu sprowadzono do Polski z Niemiec, tj. ok. 1,03 mld m³ (ok. 10,2% wielkości importu) oraz, niewielkie ilości, z Ukrainy i Czech.

Tak więc o jakości gazu grupy E, rozprowadzanego w kraju, decyduje ilość gazu importowanego bezpośrednio lub pośrednio z Rosji oraz ilość gazu z węzła Odolanów i kopalń krajowych. Jakość gazu z Rosji jest stabilna pod względem składu, a dodatek gazów krajowych nie powoduje istotnych zmian w jakości, ze względu na podobieństwo do gazu z Rosji (w przeważającej ilości przypadków) oraz niewielką ilość gazu o odmiennej jakości dostarczanego z kopalń krajowych. Jakość gazu w systemie przesyłu ilustrują wykresy 1 i 2. Dane uzyskano ze strony internetowej PGNiG.



Wykres 1. Zmienność liczby Wobbego gazu E w Polsce w latach 2008–2010 [13]



Wykres 2. Zmienność ciepła spalania gazu E w Polsce w latach 2008–2010 [13]

Reasumując, gaz ziemny rozprowadzany w kraju charakteryzuje się liczbą Wobbego oscylującą wokół wartości 53 MJ/m^3 , natomiast ciepło spalania na ogół jest bliskie wartości 40 MJ/m^3 ($t = 25^\circ\text{C}/0^\circ\text{C}$ i $p = 1013,25 \text{ mbar}$).

W tabelicy 5 porównano średni skład gazu ziemnego wysokometanowego, aktualnie dostarczanego w Polsce odbiorcom, ze składami gazów ziemnych, które w wyniku dywersyfikacji dostaw mogą pojawić się w polskim systemie gazowniczym. Dla porównania w tabelicy tej zamieszczono również charakterystyki gazów LNG pocho-

dzących z różnych stron świata. Analizując dane zawarte w tabelicach 5 i 6 można zauważyć, że 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 tabelicy 6 przedstawiono składy procentowe oraz główne parametry energetyczne gazów LNG pochodzących z różnych stron świata.

Tabela 5. Charakterystyki gazów

Parametr	Jednostka	2E*	Gazy z Morza Północnego [1]		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
dwutlenek węgla	[%]	0,0190	2,3928	0,6961		
Ciepło spalania – H_s	[MJ/m ³]	39,80	46,00	43,83		
Wartość opałowa – H_i	[MJ/m ³]	35,88	41,70	39,64		
Liczba Wobbego (górna) – W_s	[MJ/m ³]	52,83	54,84	55,03		
Liczba Wobbego (dolna) – W_i	[MJ/m ³]	47,63	49,71	49,77		
gęstość	[kg/m ³]	0,734	0,909	0,820		
gęstość względna	-	0,567	0,704	0,634		

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

* Średni skład gazu ziemnego wysokometanowego używanego aktualnie w Polsce [1].

Tablica 6. LNG z różnych źródeł [4]

Pochodzenie LNG	Skład				H_s [MJ/m ³]	H_i [MJ/m ³]	W_s (górna) [MJ/m ³]	ρ [kg/m ³]	d -
	Metan	Etan	Propan	C4+					
	[% mol]	[% mol]	[% mol]	[% mol]					
Brunei	89,76	4,75	3,20	2,29	45,40	41,10	56,50	0,835	0,646
Trynidad	96,14	3,40	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
Katar	89,27	7,07	2,50	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	1,50	45,78	41,45	56,71	0,843	0,652
Australia	86,41	9,04	3,60	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

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

Wnioski

Gaz ziemny ze złóż na Morzu Północnym i gaz LNG charakteryzują się stosunkowo wysokimi stężeniami węglowodorów wyższych od metanu (głównie etanu i propanu) – tablice 4 i 5. W związku z tym, gazy te nie mogłyby być rozprowadzane w kraju, gdyż wartość górnej liczby Wobbego przekracza dopuszczalną maksymalną wartość określoną w krajowej specyfikacji gazu ziemnego grupy E (według rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. Dz.U. z 2010 roku nr 133, poz. 891) – zakres zmienności od 45 do 54 MJ/m³ ($t = 25^\circ\text{C}/0^\circ\text{C}$ i $p = 1013,25$ mbar). Również ciepło spalania ww. gazów jest wyższe od ciepła spalania gazu obecnie rozprowadzanego w kraju, co mogłoby skutkować dodatkowo niedopuszczeniem do wprowadzenia takich gazów do sieci przesyłowej, zgodnie ze specyfikacją zawartą w IRiESP.

Niewątpliwie problem ten może zostać rozwiązany poprzez wprowadzenie do polskiego prawodawstwa (nowelizacja Rozporządzenia – Dz.U. z 2010 roku nr 133, poz. 891) specyfikacji jakości gazów ziemnych proponowanej przez EASEE-gas. W tym przypadku szczególnie istotna jest propozycja podwyższenia górnej granicy liczby Wobbego do wartości 56,9 MJ/m³, co praktycznie rozwiązałoby problem z wprowadzeniem do polskiego systemu przesyłowego gazu LNG czy też gazu 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/m³ do 45÷56,9 MJ/m³ dla gazów ziemnych wysokometanowych. Obecnie trwają prace nad nowelizacją ww. Rozporządzenia, a w oparciu o nie zostanie zmieniona IRiESP.

Kolejnym zagadnieniem związanym z wprowadzeniem do użytku gazów LNG czy też gazów z Morza Północnego jest sprawdzenie powszechnie stosowanych metod oceny wymienności paliw gazowych, pod kątem ich przydatności do określenia wymienności ww. gazów z gazami ziemnymi wysokometanowymi stosowanymi dotychczas w Polsce. Metody oceny wymienności mają służyć do szybkiego określenia możliwości zastąpienia jednych gazów innymi, bez konieczności prowadzenia kosztownych i długotrwałych badań. Najbardziej popularne metody oceny wymienności, tzn. metody Weavera i Delbourga, zostały opracowane w latach 50. XX wieku w oparciu o gazy i urządzenia wykorzystywane w tamtym okresie. Od tego czasu nastąpił jednak istotny postęp w zakresie technologii spalania, jak również zmieniły się składy gazów spalanych w urządzeniach gazowych. W związku z tym, należy skonfrontować wyniki uzyskane przy ocenie wymienności gazu ziemnego wyskometanowego wykorzystywanego obecnie w Polsce z gazami, które mogą zostać w najbliższych latach wprowadzone do krajowej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, z wynikami badań doświadczalnych.

Literatura

- [1] Wojtowicz R.: *Wpływ składników gazu ziemnego wysokometanowego (etanu i propanu) na jakość spalania w kotłach gazowych i gazowych przepływowych ogrzewaczach wody – analiza porównawcza teoretycznych metod oceny wymienności z wynikami pomiarów*. Praca statutowa 34/GU/2011. Kraków 2011.
- [2] Dotychczasowe projekty dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski, www.rynekgazu.pl
- [3] EASEE-gas harmonised EU Gas Quality Specifications. DTI – Workshop London, 10 March 2006.
- [4] Electric Power Research Institute: *Fuel Composition Impacts on Combustion Turbine Operability*. Technical Update, March 2006.
- [5] 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.
- [6] 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.
- [7] *Prispevek k soucasnemu tvoji zeimnostnich metod*. Ilja Hypr. „Paliva” 1965, nr 45.
- [8] Raport roczny PGNiG 2010, www.pgnig.pl
- [9] *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.
- [10] *Towards A Harmonised European Gas Quality Specification For High Calorific Gases Consequences for appliances manufacturers, standardisation and certification bodies, installers, national authorities, servicing organisations*, 3rd December 2005, St. Denis (France).
- [11] UK Energy White Paper Gas Quality Exercise – Findings and Implications of Gas Appliance Testing, Chris Mansfield, DTI 2006.
- [12] White Paper on Natural Gas Interchangeability and Non-Combustion End Use, NGC + Interchangeability Work Group, February 28, 2005.
- [13] Raporty – Wyniki analiz jakości gazu na terenie działania spółek gazownictwa, www.pgnig.pl
- [14] Zieleniewski R., Kozakiewicz K.: *Metody określania wymienności gazów*. „Gaz, Woda i Technika Sanitarna” 1962, nr 11, s. 418.
- [15] Zieleniewski R.: *Zamienność gazów w eksploatacji*. „Gaz, Woda i Technika Sanitarna” 1962, nr 7, s. 254.



Mgr inż. Robert WOJTOWICZ – absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie; Wydział Paliw i Energii. Kierownik techniczny Laboratorium Badań Urządzeń Gazowniczych i Grzewczych Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie.

ZAKŁAD UŻYTKOWANIA PALIW

Zakres działania:

- prace badawczo-rozwojowe z zakresu użytkowania paliw;
- badania typu według norm zharmonizowanych z Dyrektywą 90/396/EWG, dotyczącą urządzeń spalających paliwa gazowe;
- badania sprawności kotłów wodnych zasilanych paliwami gazowymi i olejowymi na zgodność z Dyrektywą 92/42/EWG;
- badania instalacji elektrycznych urządzeń gazowych i drobnego sprzętu domowego na zgodność z Dyrektywą Niskonapięciową 73/23/EWG;
- badania urządzeń grzewczych typu kominki oraz kuchnie i kotły na paliwo stałe, w oparciu o normy zharmonizowane z Dyrektywą 89/106/EWG;
- badania zapalniczek gazowych i ich zgodności z wymaganiami normy PN-EN ISO 9994 oraz ich zabezpieczenia przed uruchomieniem przez dzieci, zgodnie z normą PN-EN 13869;
- badania kominów metalowych i ceramicznych na zgodność z normami zharmonizowanymi z Dyrektywą Budowlaną 89/106/EWG;
- badania zakłóceń przewodzonych (wprowadzanie do sieci, odporność), w odniesieniu do Dyrektywy Kompatybilności Elektromagnetycznej;
- badania i wydawanie opinii technicznych o możliwości bezpiecznego użytkowania przemysłowych urządzeń zasilanych gazem;
- projektowanie i wykonanie mieszalni gazów oraz badanie zamienności paliw;
- ekspertyzy sądowe w zakresie użytkowania gazu.

Kierownik: dr inż. Zdzisław Gebhardt

Telefon: 12 653-25-12 w. 162

Adres: ul. Bagrowa 1, 30-733 Kraków

Faks: 12 653-16-65

E-mail: zdzislaw.gebhardt@inig.pl