

Rynek LNG w Polsce i na świecie. Nadchodzi era gazu ziemnego

Autor: Bogusław Zator

***Nafta & Gaz Biznes – grudzień 2004)**

Coraz większe znaczenie przypisuje się wykorzystaniu na światowym rynku energii skroplonego gazu ziemnego – LNG. W skali globalnej ma to być paliwo przyszłości. W Polsce technologia LNG nie jest jeszcze rozpowszechniona, ale istnieje szereg przesłanek, do zmiany obecnego stanu rzeczy.

Eksperti ze światowych koncernów energetycznych są zgodni w swoich ocenach – przyszłość będzie należała do gazu ziemnego, jako paliwa o dużych walorach ekologicznych i bezpiecznego w eksploatacji. W sytuacji, kiedy przesył gazu ziemnego za pomocą sieci gazociągowej napotyka na bariery związane z odległością pomiędzy istniejącymi złożami a potencjalnymi odbiorcami, przybywa zwolenników rozwoju infrastruktury pozwalającej na transport gazu ziemnego przetworzonego do postaci ciekłej.

Gaz – nie gaz?

Skroplony gaz ziemny LNG (ang. Liquefied Natural Gas) należy do grupy paliw określanych jako gazy płynne. Najczęściej stosowane są tu: propan techniczny, mieszaniny propanu z butanem, butan techniczny oraz właśnie skroplony gaz ziemny.

Obecnie niezwykle popularnym w wielu krajach, w tym także w Polsce, gazowym paliwem płynnym jest gaz LPG (ang. Liquefied Petroleum Gas) będący mieszaniną propanu i butanu, uzyskiwany głównie jako produkt uboczny podczas rafinacji ropy naftowej. Gazy te przy ciśnieniu atmosferycznym mają stosunkowo wysokie temperatury skraplania. Powoduje to, że instalacje skraplania, magazynowania i ponownego odparowania propanu, butanu i ich mieszaniny charakteryzują się niskim kosztem.

Jak podają w opracowaniu “Paliwa gazowe dla układów kogeneracyjnych” Jacek Kalina i Janusz Skorek z Zakładu Termodynamiki i Energetyki Gazowej Politechniki Śląskiej w Gliwicach, w przypadku LNG wymagane są bardziej złożone od LPG instalacje skraplania, co rzutuje na zwiększenie kosztów instalacji. Zwykle stosuje się tzw. kaskadowe systemy skraplania lub układy z wykorzystaniem turboekspanderów.

Wielką zaletą LNG jest jednak fakt, że w wyniku skroplenia objętość gazu ziemnego zmniejsza się aż 630 razy. Ponadto skraplanie gazu ziemnego wiąże się z bardzo dokładnym jego

oczyszczeniem – z dwutlenku węgla, azotu, propanu-butanu, wilgoci itp. Jest to czyste paliwo o wysokiej liczbie oktanowej rzędu 130.

Również po powtórnej zmianie LNG na postać gazową pozostaje bardzo niewiele zanieczyszczeń i gaz jest pozbawiony wilgoci (inne gazy wymagają tzw. odparowania). Minusem magazynowania LNG jest to, że z uwagi na niskie temperatury wymaga on bardziej skomplikowanych zbiorników kriogenicznych.

Ile to kosztuje?

Niestety technologia LNG nie należy do niskokosztowych. Wiąże się z koniecznością poniesienia wysokich nakładów na zbudowanie terminali: eksportowych – do “produkcji” (m.in. skroplenie i magazynowanie), a także importowych – do regazyfikacji LNG. Oprócz tego trzeba zapewnić transport morski w specjalistycznych tankowcach do przewozu LNG.

Jak podaje Piotr Seklecki w opracowaniu “Europejski rynek LNG” (Biuletyn URE 4/2004) koszty standardowego projektu LNG rozkładają się na cztery elementy:

- 1) produkcja gazu – wydobycie, przesył gazu ziemnego do terminala LNG (15–20% kosztów projektu),
- 2) terminal LNG – obróbka gazu, skraplanie, załadunek i magazynowanie LNG (30–45% kosztów projektu),
- 3) transport morski – koszt wynajęcia lub budowy statku (10–30% kosztów projektu),
- 4) terminal odbiorczy LNG – wyładowanie, magazynowanie, regazyfikacja i dystrybucja (15–25% kosztów projektu).

Aktualnie na świecie koszt budowy terminala wynosi od 100 mln USD (dla terminali o małej mocy przerobowej LNG – ok. 1,5 mln ton rocznie), do 2 mld USD (terminale o dużej mocy przerobowej – ponad 15 mln ton rocznie).

Co do nakładów transportowych – średnia cena długoterminowego wynajęcia statku oscyluje między 55–65 tys. USD/dzień. Budowa tankowca kosztuje zaś obecnie ok. 155 mln USD.

Warto jednak wspomnieć, że w ciągu ostatnich 10–15 lat koszty realizacji projektów LNG znacznie się obniżyły. W porównaniu z przełomem lat 80. i 90. nakłady na budowę terminala eksportowego spadły o ok. 40%, koszty budowy statku transportowego obniżyły się o ok. 55% (w połowie lat 80. koszt budowy statku wynosił ok. 280 mln USD), wydatki na budowę terminala importowego spadły – w zależności od jego mocy produkcyjnej – o ok. 20–30%.

Przedsiębiorstwa eksportujące LNG znacząco zredukowały także wydatki na skraplanie gazu – z 1,2 USD za 1 mln BTU do 50 centów.

Dlaczego jednak LNG?

Nakłady finansowe jakie trzeba ponieść w przypadku zastosowania LNG są znaczące, jednak w dużym stopniu amortyzowane są poprzez zalety stosowania gazu ziemnego jako alternatywy wobec innych paliw. Konkurencyjna jest także jego cena na rynkach światowych.

Gaz ziemny jako całkowicie naturalny (w ok. 90% składa się z metanu) jest paliwem o wiele bardziej proekologicznym od tradycyjnych benzyn. Zdaniem specjalistów, w porównaniu z silnikami zasilanymi olejem napędowym, suma zanieczyszczeń produkowanych przez silnik zasilany gazem ziemnym jest ok. trzykrotnie niższa. Zalety LNG nie ograniczają się tylko do komunikacji. Także w sektorze produkcji energii elektrycznej można zastąpić turbiny zasilane węglem odpowiednikami, korzystającymi z gazu ziemnego. Najlepszym przykładem jest tu Wielka Brytania, która w latach 90. zmodernizowała elektrownie, rezygnując z węgla na rzecz gazu i obecnie w stu procentach spełnia wymogi protokołu z Kioto, dotyczące emisji zanieczyszczeń na rok 2010.

Kolejnym argumentem na rzecz szerokiego zastosowania gazu ziemnego jest bezpieczeństwo. Zdaniem specjalistów amerykańskich, gaz ziemny jest najbezpieczniejszym paliwem silnikowym. Dopiero na dalszych miejscach klasyfikują benzynę, olej napędowy i propan-butan. Gaz ziemny jest lżejszy od powietrza, zatem w razie awarii łatwo się ulatnia, nie stwarzając zagrożenia, natomiast pary propanu-butanu są cięższe od powietrza, może więc wytworzyć się mieszanina silnie wybuchowa. Jako dużo lżejszy od powietrza, gaz ziemny nie rozprzestrzenia się również poniżej pojazdu w razie nieszczelności instalacji, co minimalizuje możliwości powstania mieszaniny wybuchowej.

Także w przemysłowych instalacjach gazu ziemnego wybuchy zdarzają się rzadko, bowiem LNG może się zapalić tylko po wymieszaniu z powietrzem w odpowiedniej proporcji. Instalacje natomiast konstruowane są w taki sposób, by temu zapobiec.

Część ekspertów zwracała uwagę, że po tragedii z 11 września 2001 r. może wzrosnąć niebezpieczeństwo ataków terrorystycznych na statki przewożące LNG lub infrastrukturę terminali, jednak jak dotąd nie zanotowano takich wypadków.

Konkurencyjna jest również cena rynkowa LNG, na rynku europejskim jest porównywalna ze średnią ceną gazu dostarczanego siecią gazociągową. Ponadto na wszystkich rynkach światowych od 2001 r. zaznaczył się silny trend spadkowy cen LNG.

Zdaniem ekspertów, należy spodziewać się kontynuacji spadków ceny LNG, z racji zwiększenia się udziału i znaczenia kontraktów krótkoterminowych w obrocie tym paliwem, a także wprowadzenia indeksacji cen gazu ziemnego w oparciu o indeksację ceny energii elektrycznej a nie ropy naftowej (jak w przypadku LPG), której cena silnie wzrosła, zwłaszcza od czasu wojny w Iraku.

Trendy cen tych surowców wyraźnie się rozchodzą, bo aktualne ceny ropy na świecie są najwyższe od kilkunastu lat. Benzyna kosztuje więcej niż podczas obu wojen w Zatoce Perskiej. Analitycy sądzą, że wynika to z polityki działania OPEC, który pod nieformalnym przywództwem Arabii Saudyjskiej kontroluje jedną trzecią światowej produkcji ropy naftowej. Tajemnicą poliszynela jest, że kraj ten niechętnie przyglądał się poczynaniom USA i ich sojuszników w Afganistanie i Iraku, sympatyzował zaś z terrorystami. Od połowy 2003 r. OPEC zaczął stopniowo ograniczać ilość ropy trafiającej na rynek pod pretekstem “stabilizowania rynku”. Efektem był wzrost ceny baryłki ropy z 23 USD w połowie ubiegłego roku do 32 USD w marcu 2004 r. Obecnie cena ropy oscyluje wokół 40 USD, co tym bardziej świadczy o konieczności poszukiwania alternatywnych paliw.

Nic więc dziwnego, że prognozy analityków przewidują wzrost popytu na gaz ziemny na rynku światowym.

Przewiduje się dalszy wzrost zainteresowania technologią LNG kosztem tradycyjnego przesyłu gazu. A to dlatego, że handel za pomocą gazociągów w mniejszym stopniu podlega mechanizmom rynkowym i nie da się sprzedawać tego surowca tylko tym, którzy w danej chwili są gotowi zapłacić najwięcej.

Kto kupuje? Kto sprzedaje?

Pierwszą komercyjną dostawę LNG zrealizowano z Algierii do Wielkiej Brytanii w 1964 r. Jednak na koniunkturę w tym sektorze trzeba było poczekać kilka lat, bowiem w latach 60. odkryto złoża gazu ziemnego pod dnem Morza Północnego. Na szeroką skalę zaczęto wykorzystywać LNG w latach 70. i 80. na rynkach azjatyckich, gdzie rozpoczęto budowę nowych elektrowni zasilanych gazem ziemnym (w Japonii oraz Korei Południowej). Obecnie obroty handlowe Japonii oraz Korei Południowej stanowią ok. 67% światowego handlu LNG. Już dziś szefowie największych firm paliwowych twierdzą, że za jakieś 20 lat gaz ziemny będzie najważniejszym źródłem energii. – Do roku 2025 gaz ziemny może zastąpić ropę i stać się paliwem numer jeden na świecie – twierdzi Malcolm Brinded, dyrektor działu eksploracji i produkcji paliw koncernu Shell.

Aktualnie największymi odbiorcami gazu są Europa i Azja, ale najbardziej perspektywnym rynkiem zbytu wydaje się być Ameryka Północna. Już teraz na terenie USA działają cztery terminale odbiorcze, a planuje się budowę 30 kolejnych.

– LNG to już nie tylko opcja. To sposób na zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego USA – twierdzi Alan Greenspan, szef amerykańskiego banku centralnego FED.

Wielkie koncerny energetyczne już zainwestowały miliardy dolarów w budowę nowych elektrowni gazowych, które spełniają najbardziej restrykcyjne wymogi w zakresie emisji

zanieczyszczeń. Tylko w USA powstało 14 takich zakładów. Szykują się jednak kolejne globalne inwestycje, bo z szacunków Międzynarodowej Unii Gazowej (IGU) wynika, że w najbliższych 30 latach nakłady na systemy transportowe, sieci rozdzielcze, zbiornikowce płynnego gazu i infrastrukturę magazynowania gazu powinny wynieść ok. 2,9 biliona USD.

W 2003 r. prognozowano, że liczba tankowców transportujących płynny gaz (LNG), ma wzrosnąć w ciągu trzech lat o prawie 50% – ze 138 do 190 w roku 2006.

Pierre Gadonneix, prezes Gaz de France, największego europejskiego dostawcy gazu uważa, że w najbliższych latach wzrośnie zależność Europy od importu gazu. Obecnie jest to ok. 45%, ale już w 2020 r. wskaźnik ten ma wynieść 70%. Europa bowiem skroplony gaz traktuje jako przeciwwagę dla gazu rosyjskiego, płynącego tradycyjnymi gazociągami.

Największymi spośród europejskich odbiorców LNG są dziś Francja, Hiszpania i Włochy. We Francji za import LNG odpowiada koncern Gaz de France – odbiera LNG poprzez dwa terminale. W Hiszpanii LNG trafia do sieci gazociągowej poprzez cztery działające tam terminale. Włochy dysponują jednym terminalem importowym. Szereg innych europejskich państw, jak Belgia, Turcja, Holandia, Grecja, Wielka Brytania czy Portugalia, także zwiększa procentowy udział LNG w krajowym zużyciu gazu ziemnego.

Największymi dostawcami gazu w postaci skroplonej do Europy są Algieria i Nigeria. W 2007 r. do grupy eksporterów na rynek europejski ma dołączyć Egipt, gdzie zostaną oddane do eksploatacji dwa terminale skraplające gaz.

Czy wystarczy surowca?

Jak twierdzą eksperci, najważniejszą z zalet gazu ziemnego są jego ogromne, nienaruszone dotychczas zasoby, a także fakt, że z uwagi na specyfikę lokalizacji złóż gazu ziemnego jak dotąd nie powstał i raczej nie ukonstytuuje się żaden gazowy kartel, który wzorem OPEC zmonopolizowałby rynek.

Według danych Międzynarodowej Unii Gazowej (IGU), światowe rezerwy gazu kwalifikujące się do gospodarczego wykorzystania wynoszą od 256 bln m³ do 494 bln m³. Przy obecnym poziomie wydobycia rezerwy te powinny wystarczyć na ok. 200 lat. W ocenie IGU zasoby łatwe do pozyskania wystarczą na 64 lata (złóża ropy naftowej mają się natomiast wyczerpać w ciągu najbliższych 30 lat).

Inne dane przedstawił magazyn "World Oil", szacując złoża na ok. 166 bln m³. Największe posiada Rosja, gdzie znajduje się 34% światowych zasobów tego surowca. Ogromne złoża mają również Katar i Iran – łącznie 32% światowych zasobów.

Według szacunków "World Oil", na Bliskim Wschodzie jest ok. 66,3 bln m³ gazu, Europa Wschodnia i kraje byłego ZSRR mają go 54,6 bln m³, a Europa Zachodnia – 5,1 bln m³. W Afryce złoża szacuje się na 13,4 bln m³, w Azji i Oceanii – na 11,8 bln m³, natomiast złoża w rejonie obu Ameryk to 14,9 bln m³.

LNG a sprawa polska

W Polsce w latach 60., 70. i 80. prowadzono pilotażowe projekty wykorzystania pojazdów na gaz ziemny, ale stopniowo się z nich wycofywano. Obecnie do wyjątków należy Gazownia Warszawska, gdzie pojazdy Pogotowia Gazowego napędzane są przez gaz ziemny, tyle że z wykorzystaniem technologii CNG, a więc gazu sprężanego (ang. Compressed Natural Gas).

Technologia LNG praktycznie nie jest wykorzystywana, choć jej wprowadzenie na polską scenę energetyczną jest podobno dyskutowane od przeszło dziesięciu lat. LNG miał być jednym z elementów dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski – poprzez wybudowanie terminala importowego w Gdańsku lub Szczecinie, o zdolnościach produkcyjnych 3–5 mld m³ rocznie, jednak projekt prawdopodobnie nie zostanie zrealizowany. Jako źródło dostaw LNG rozważane były Katar i Norwegia.

Tymczasem, zdaniem ekspertów, zastosowanie LNG w polskim systemie gazowniczym przyniosłoby wiele korzyści. Wprowadziłoby nową kulturę gazowniczą, przyspieszając gazyfikację tam, gdzie jest planowana w dalszych terminach i likwidując wciąż obecne tzw. "białe plamy" na mapie gazyfikacji naszego kraju. Idea LNG nadałaby wartość złożom marginalnym, których eksploatacja ze względu na trudności administracyjne, oddalenie od systemu przesyłowego czy też małe zasoby jest obecnie nieopłacalna. Mobilne stacje LNG mogłyby się stać źródłem stosunkowo taniego LNG dla instalacji satelitarnych, które to zaopatrywałyby w gaz małe aglomeracje miejskie.

W połowie lipca br. agencje podały, że PGNiG stawia raczej na technologię CNG jako sposób dywersyfikacji dostaw i zwiększenia zużycia gazu. Import miałby się dokonać drogą morską z Norwegii, a jego szacunkowe koszty to 150–300 mln USD. Dostawy mogłyby rozpocząć się w 2007 lub 2008 r. – początkowo ok. 1 mld m³ rocznie, docelowo zaś 3 mld m³.