

Andrzej J. Piwowski*, Stanisław Rychlicki**

NOWE TECHNOLOGIE DOSTAW GAZU ZIEMNEGO ELEMENTEM JEGO DYWERSYFIKACJI

1. WSTĘP

Przy obecnym rocznym zużyciu gazu ziemnego rzędu 14 mld m³, posiadaniu udokumentowanych zasobów wydobywanych gazu ziemnego rzędu 100 miliardów m³ (97,91 mld m³ – stan na koniec 2009 roku) oraz posiadaniu długoterminowego kontraktu na dostawy gazu ziemnego, Polska posiada obecnie dosyć poprawną sytuację zaopatrzeniową. Ta wydawałoby się komfortowa sytuacja nie przedstawia jednak wystarczającego bezpieczeństwa gazo-energetycznego szczególnie w przyszłości kiedy zależność od jednego głównego dostawcy może się znacząco zwiększyć i wówczas, kiedy względy polityczne mogłyby spowodować perturbacje w dostawach gazu ziemnego do naszego kraju.

Od wielu lat występuje chęć zdywersyfikowania źródeł i dróg dostaw gazu ziemnego do Polski. Do rozpatrywanych opcji dywersyfikacyjnych dostaw gazu ziemnego, gazociągowych w postaci gazociągów podmorskich z kontynentalnego szelfu norweskiego czy też morskich jak terminal lądowy LNG o dużej przepustowości dołączono niedawno, opcję dostaw gazu ziemnego sprężonego – CNG oraz opcję LNG regazyfikowanego na tankowcu LNG czyli na tzw. metanowcu lub na specjalnej pływającej jednostce magazynowo-regazyfikacyjnej. Te dwie ostatnie opcje należą do grupy nowych technologii rozwiniętych ostatnimi laty; morskie dostawy CNG datują się od trochę więcej niż od 10 lat natomiast regazyfikowany LNG dokładnie od 5 lat. Obie technologie okazują się dosyć atrakcyjnymi rozwiązaniami dla celów dywersyfikacji źródeł i dróg dostaw gazu ziemnego.

2. WPROWADZENIE

Nowe technologie użytkowania czy też wykorzystywania gazu ziemnego stanowią siły napędowe rozwoju rynków gazowych. Pomagają one kreować rynek, zwiększać sprzedaż

* PGNiG S.A.

** Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, Kraków

gazu, lepiej planować zapotrzebowanie na gaz i eksploataowanie własnych zasobów. Nie wystarczy bowiem wydobywać dużo gazu ziemnego z własnych złóż lub go importować, ale przede wszystkim trzeba umieć go zużytkować i to z ekonomiczną opłacalnością. Gaz ziemny może być użytkowany bezpośrednio jako paliwo oraz przerabiany jako surowiec.

Do znanych i rozpowszechnionych nowych technologii gazowych należą [1–8]:

- skraplanie dużych czy też bardzo dużych ilości gazu ziemnego,
- lekkie destylaty ropy naftowej uzyskiwane w procesie „Gas-to-Liquids”,
- kogeneracja, mini-kogeneracja i trigeneracja,
- sprężony gaz ziemny (NGV – *Natural Gas Vehicles* lub CNG – *Compressed Natural Gas*) do napędu pojazdów mechanicznych,
- ogniwa paliwowe,
- promienniki do ogrzewania bardzo dużych pomieszczeń lub powierzchni,
- klimatyzacja,
- dostawy skroplonego gazu ziemnego drogą morską do lądowych terminali importowych,
- dostawy LNG regazyfikowanego na pokładzie tankowca LNG czyli metanowca lub na specjalnej jednostce magazynowej i regazyfikacyjnej,
- alternatywny transport morski dużych ilości gazu ziemnego w postaci sprężonej.

Z pośród tych wymienionych nowych technologii gazowych zostaną omówione szczególnie dwie technologie, mogące stanowić elementy dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego, a mianowicie:

- **skroplony gaz ziemny regazyfikowany na pokładzie dedykowanego metanowca lub na FSRU (*Floating Storage and Regasification Unit*)** czyli na pływającej jednostce ze zbiornikami magazynowymi i z instalacją regazyfikacyjną, którą może być stary metanowiec lub barka,
- **technologia transportu morskiego sprężonego gazu ziemnego**, obecnie wprowadzanaw życie i wspomagająca waloryzację złóż marginalnych oraz waloryzację gazu ziemnego z tzw. obszarów dojrzałych.

Te dwie stosunkowo nowe technologie dostaw, skroplony gaz ziemny – LNG, regazyfikowany na pokładzie metanowca LNG i sprężony gaz ziemny – CNG, przewożony tankowcami mogą się stać i to już w niedalekiej przyszłości dodatkowymi siłami napędowymi dla przebiegu procesu dywersyfikacji źródeł i dróg dostaw gazu ziemnego do Polski.

3. OGÓLNE ASPEKTY BEZPIECZEŃSTWA GAZOENERGETYCZNEGO I MOŻLIWYCH METOD DYWERSYFIKACJI DOSTAW GAZU ZIEMNEGO W POLSCE

Jednym z głównych wyzwań dla Polski na najbliższe lata jest podjęcie działań dla zapewnienia suwerenności energetycznej kraju. W odniesieniu do ropy naftowej oraz do gazu

ziemnego oznacza to ich pozyskiwanie z różnych źródeł i różnymi drogami czyli dywersyfikację dostaw. Jak wiadomo, do tej pory oba te produkty są importowane w przeważającej części z Rosji. Zmiana tej sytuacji to nie tylko chęć polityczna ale również ekonomiczna oraz konieczność poniesienia znacznych kosztów realizacji nowych inwestycji, tak jak to pokazuje przykład lądowego terminala importowego LNG. Jeżeli chodzi o gaz ziemny projekty dywersyfikacji dostaw i dróg mogą dotyczyć w zasadzie dwu rodzajów rozwiązań:

- 1) ***budowy gazociągów łączących nasz system przesyłowy z systemami krajów zachodnich*** lub dostawy bezpośrednio ze złóż szelfu norweskiego gazociągiem podmorskim;
- 2) ***budowy jednego, a być może nawet dwu terminali skroplonego gazu ziemnego (LNG – Liquefied Natural Gas) oraz dodatkowo terminali sprężonego gazu ziemnego (CNG – Compressed Natural Gas),*** jeśli ta technologia będzie mogła znaleźć w nieodległej przyszłości praktyczne potwierdzenie i będzie się mogła sprawdzić.

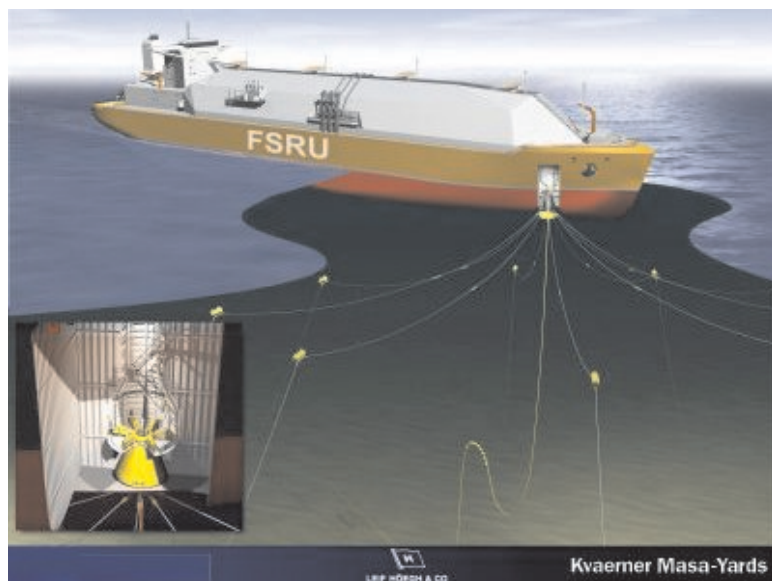
Oprócz dywersyfikacji dostaw jest sprawą oczywistą, że nowe odkrycia, udokumentowane i zagospodarowane zasoby gazu ziemnego mogą przyczynić się w dużym stopniu do poprawy suwerenności gazoenergetycznej kraju. Duży i bardzo pozytywny wpływ na bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego stanowi posiadanie podziemnych magazynów gazu (PMG), rozmieszczonych jeżeli możliwe na terytorium całego kraju. Jest to między innymi opinia unijnej organizacji *Gas Infrastructure Europe* (GIE). Na marginesie można dodać, że powrót do projektu budowy gazociągu podmorskiego łączącego nas z kontynentalnym szelfem norweskim jest obecnie trudny, z wielu powodów, w tym głównie z powodu braku opłacalności tego przedsięwzięcia. Natomiast bezpośredni dostęp do źródeł gazu ziemnego mogą stanowić teraz dostawy LNG lub na mniejszą skalę CNG.

Zagadnienia zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego jest przedmiotem ciągłej troski Unii Europejskiej w związku ze stale rosnącą zależnością krajów unijnych od zewnętrznych dostaw głównie z kierunku wschodniego. Mówią o tym dwie dyrektywy unijne o wspólnym rynku z 2003 r., o bezpieczeństwie dostaw z 2004 r. i tzw. trzeci pakiet. Podjęcie tematu dywersyfikacji dostaw gazu przy pomocy naprzód transportu morskiego LNG a następnie CNG jest krokiem wychodzącym naprzeciw poprawie suwerenności gazo-energetycznej kraju. Trzeba na początku stwierdzić, że przemysł LNG w całości stanowi odrębną i specyficzną filozofię gazowniczą wymagającą nowej wyszkolonej kadry specjalistów, której na razie u nas brak.

Od wielu lat występuje chęć zdywersyfikowania źródeł i dróg dostaw gazu ziemnego do Polski. Rozważano kilka opcji dostaw dywersyfikacyjnych włączając w nie dostawy podmorskimi gazociągami z Danii i z Norwegii. Z różnych powodów te projekty nie doczekały się realizacji – brak koordynacji, za wysokie koszty dostaw czy ostatnio z powodu anulowania projektu Skanled (gazociągu Norwegia-Szwecja-Dania). Zaburzenia i przerwy w dostawach gazu rosyjskiego przez Białoruś, a przede wszystkim przez Ukrainę stały się dodatkowym sygnałem dla nasilenia prac nad znalezieniem nowych dróg i źródeł dywersyfikacyjnych dostaw gazu ziemnego. Do rozpatrywanych opcji dostaw gazu ziemnego

gazociągowych czy też morskich jak terminal lądowy LNG dołączono z inicjatywy nowego kierownictwa PGNiG S.A. w 2007 roku nowe technologie dostaw. Powrócono do przeanalizowania rozpoczętych już w 2001 roku możliwości dostaw drogą morską sprężonego gazu ziemnego – CNG, stosując innowacyjną technologię rozwiniętą w Kanadzie, Norwegii i w USA. Dodatkową zaletą jest na przykład fakt, że infrastruktura (boje czy też nabrzeża) stosowane dla dostaw CNG mogą z powodzeniem służyć do wyładunku regazyfikowanego na pokładzie metanowca LNG co stwarza możliwość dostaw gazu ziemnego w dwu postaciach, ciekłej i sprężonej.

Technologią dostaw regazyfikowanego na metanowcu LNG zajmujemy się w kraju od marca 2005 roku, po udanym pierwszym na świecie wyładunku w Zatoce Meksykańskiej. Zbliżoną do tej technologii jest technologia regazyfikacji na pływającej jednostce regazyfikacyjnej (*FSRU-Floating Storage Regasification Unit*), gdzie LNG jest przeładowywane na zakotwiczony tankowiec (na ogół stary) lub na barkę z instalacjami regazyfikacyjnymi (rys. 1). Te rozwiązania są postrzegane obecnie jako bardzo interesujące tak z punktu widzenia elastyczności, bezpieczeństwa, ochrony środowiska, estetyczności, niskich kosztów terminali, szybkości wdrażania jak i możliwości uzyskiwania dobrych cen za gaz. W odniesieniu do CNG, ograniczeniem jest wysoki koszt tankowca; podobnie jest w przypadku metanowca z regazyfikacją LNG na pokładzie. Obie te technologie można nazwać technologiami niszowymi. Pozostają one w stosunku do rozważanego, importowego terminalu lądowego LNG dodatkowymi elementami dywersyfikacyjnymi, uzupełniającymi, ale nie konkurencyjnymi.



Rys. 1. Pływający magazyn i instalacja do regazyfikacji LNG (używany metanowiec) FSRU [4–6]

4. TECHNOLOGIA LNG REGAZYFIKOWANEGO NA POKŁADZIE METANOWCA LUB NA PŁYWAJĄCEJ JEDNOSTCE MAGAZYNOWEJ I REGAZYFIKACYJNEJ TYPU FSRU [6]

Ta technologia mogłaby odegrać rolę i okazać się pomocną w okresie nazywanym powszechnie *start up* czyli uruchamiania dostaw LNG. Tego rodzaju rozwiązania mogłyby również stanowić czasowe rozwiązania „awaryjno-pomostowe”, w przypadku zaistnienia opóźnienia, ostatecznego oddania do eksploatacji terminalu LNG w Świnoujściu, jak wiadomo, przewidywanego na koniec czerwca 2014 roku a jednocześnie zachodziłaby konieczność odbioru zakontraktowanego LNG.

Takie przejściowe rozwiązanie projektu firmy Excelerate Energy LP z regazyfikacją LNG na pokładzie jak pokazuje konkretny przykład w miejscowości Teesside w pñn.-wsch. Anglii, pozwoliło na uruchomienie dostaw LNG w ilości do 5 mld m³ rocznie, w ciągu 12 miesięcy i po kosztach nie przekraczających 80 milionów €, co stanowi około 10% kosztów terminala lądowego LNG o tej samej przepustowości. Jeżeli chodzi o technologie regazyfikowanego LNG, to ich zastosowanie bierze się pod uwagę w zasadzie na okres czasu do uruchomienia lądowego terminalu LNG w 2014 r., dla tego samego zaopatrywanego obszaru co planowany przy pomocy dostaw CNG, to jest dla rejonu Trójmiasta. Obszar ten charakteryzuje się istnieniem potencjalnie dużego rynku dla gazu ziemnego (przemysł rafineryjny ropy naftowej, elektroenergetyka i ciepłownictwo, odbiorcy handlowi i domowi) oraz posiadaniem w niedalekiej przyszłości kawernowego zbiornika magazynowego gazu w złożach solnych, który bardzo ułatwi i obniży dostawy zarówno CNG jak i regazyfikowanego LNG. Tutaj chcielibyśmy wykorzystać doświadczenia istniejących terminali LNG w Teesside w pñn.-wsch. Anglii oraz w Bahía Blanca w Argentynie (rys. 2).



Rys. 2. Pierwsze regularne dostawy regazyfikowanego na pokładzie metanowca LNG, w ilości 5 mld m³/rok gazu ziemnego, do gazociągu lądowego w porcie Teesside w pñn.-wsch. Anglii, metodą „alongside moored ship” [5, 6]

Wprowadzenie nowej technologii regazyfikowanego na pokładzie metanowca LNG jest związane z wieloma problemami takimi jak problemy bezpieczeństwa, ochrony środowiskai oczywiście z ważnymi zagadnieniami regulacyjnymi.

Nad tymi ostatnimi pochyliła się UE analizując reperkusje legislacyjne czterech nowych technologii dostaw LNG. Komisja Europejska zidentyfikowała ich wpływ na inne dokumenty legislacyjne UE. Dotyczy to następujących rozwiązań:

- terminalu LNG w postaci struktury betonowo-stalowej (*Offshore Gravity Based Structures* – GBS) posadowionej na dnie morza, samowystarczalnego energetycznie i jeżeli chodzi o inne media,
- platformy wydobywczej ropy naftowej lub gazu ziemnego odpowiednio zaadaptowanej dla zamontowania terminala LNG,
- jednostki pływającej zacumowanej na stałe z magazynem i z regazyfikacją LNG (*Floating Storage Regasification Unit* – FSRU),
- metanowca z regazyfikacją LNG na pokładzie i z przesyłem regazyfikowanego LNG do gazociągu podmorskiego lub do lądowego.

5. HISTORIA NARODZIN NOWEJ INNOWACYJNEJ TECHNOLOGII LNG REGAZYFIKOWANEGO NA POKŁADZIE METANOWCA

Innowacyjna metoda wyładunku regazyfikowanego LNG została po raz pierwszy w historii światowego przemysłu LNG praktycznie zastosowana w miesiącu marcu 2005 roku. Regazyfikowany na pokładzie tankowca LNG czyli membranowego metanowca EXCELSIOR o pojemności 138 tysięcy m³, skroplony gaz ziemny z instalacji w Bintulu w Malezji – był przesłany bezpośrednio do sieci przesyłowej El Paso w Teksasie oraz do podziemnego magazynu gazu ziemnego w podmorskich kavernach solnych o pojemności czynnej 8 mld m³; wszystko to odbyło się w ramach projektu zwanego Gulf (of Mexico) Gateway Project. Ten projekt obejmuje też pierwszy terminal lub port wyładowniczy na morzu (offshore), który został odebrany do eksploatacji 17 marca 2005 roku. Został on zrealizowany dzięki znowelizowanemu Rozporządzeniu o Portach na dużych głębokościach decyzji US Marine Administration. Terminal umożliwia wyładunek jakiegokolwiek pochodzenia LNG i przesłania go w ilości 750 MMscfd (21,24 milionów m³/dobę) do dwu systemów przesyłowych Sea Robin Pipeline i do Blue Water Pipeline; po rozbudowie mogą one przyjąć nawet ponad 1000 MMscfd (28,31 milionów m³/dobę). W przygotowaniu jest następny projekt dostaw na północno-wschodnie Wybrzeże Stanów Zjednoczonych zwany North East Gateway, który ma dostarczać gaz do sieci Algonquin Gas Transmission w Nowej Anglii; terminal lub port będzie się znajdował w Zatoce Massachusetts niedaleko Bostonu; projekt noszący nazwę *Neptun* sponsorowany przez Gaz de France/Suez miał zostać wdrożony pod koniec 2009 roku. Nowa technologia została na razie zastosowana na dwu metanowcach zbudowanych w stocznicach południowo-koreańskich Daewoo, noszącym numery kadłubów kolejno 2208 i 2218 dla armatora Exmar N.V. z Belgii i wodowanych kolejno, pierwszy noszący nazwę EXCELSIOR, w dniu 4 stycznia 2005 roku, a drugi

nazwany EXCELLENCE, 4 maja 2005 roku. Trzeci tego typu metanowiec o nazwie EXCELERATE został zamówiony i zwodowany w październiku 2006 r. Czwarty i największy metanowiec o pojemności 150 900 m³ LNG, o nazwie EXPLORER został zwodowany w marcu 2008 roku. Oprócz większej pojemności nastąpiła zmiana technologiczna polegająca na zastosowaniu zamkniętego obiegu regazyfikacyjnego. Oba pierwsze metanowce zostały wycarterowane długoterminowo przez Excelerate Energy razem z Exmar N.V. i GKFF Ltd. Trzeci metanowiec jest własnością spółki Exmar i oddziału Excelerate Energy.

Oprócz technologii EBRV znaną jest na świecie technologia norweskiej firmy Höegh LNG [2]. Do wyładunku Höegh LNG stosuje zmodyfikowany metanowiec z czterema zbiornikami kulistymi. Dodatkowe urządzenia w porównaniu ze standardowym metanowcem to:

- cylindryczne pomieszczenie dla STL boji i systemu bocznego kompensatora,
- 3 jednostki regazyfikacyjne na saniach (*skid*) na pokładzie,
- pompy LNG wysoko-ciśnieniowe,
- pompy wodne i orurowanie.

Każda jednostka regazyfikacyjna może odparować 210 ton LNG/godz tj. 240 MMscfd czyli 6,8 mln m³/d; trzy jednostki po 20,4 mln m³/dobę. Höegh LNG zastosował oryginalną metodę dwustopniowej regazyfikacji przy użyciu propanu w obiegu zamkniętym i wody morskiej oraz przy bardzo niskich zewnętrznych temperaturach dodatkowo przy użyciu pary wodnej (moc wymagana dla 3 jednostek o mocy 40 MW). Aby opróżnić metanowiec o pojemności 145 tysięcy m³ LNG potrzeba około czterech dni.

Technologia wyładunku LNG bez terminala stanowi innowacyjny krok w kierunku przyspieszenia i uproszczenia importu LNG, dając wiele dodatkowych korzyści w porównaniu innymi konwencjonalnymi alternatywami. Ta metoda wyładunku została zaprojektowana w celu dostarczenia niezawodnego systemu z dużą dyspozycyjnością w oparciu o wypróbowane technologie i rozwiązania projektowe.

Zasadniczymi elementami filozofii tego rozwiązania projektowego są:

- zastosowanie wypróbowanych technologii dla zbudowania wysoce niezawodnego metanowca z regazyfikacją na morzu i przy minimalnym ryzyku projektowym,
- użycie praktycznych rozwiązań projektowych stosowanych dla instalacji morskich i eksploatacyjnych procedur jako podstaw programu rozwojowego metanowca z regazyfikacją LNG na pokładzie,
- zapewnienie pełnej niezależności urządzeń regazyfikacyjnych dla pracy metanowca jako konwencjonalnego tankowca LNG,
- uzyskanie maksymalnej elastyczności dla obecnych i przyszłościowych zastosowań tych rozwiązań zwłaszcza w Stanach Zjednoczonych jak również i na całym świecie.

W zgodzie z zasadami tej technologii został wybrany metanowiec o pojemności 138 000 m³ LNG typu membranowego (technologia komór magazynowych francuskiej firmy Gaz Transport – Gaz de France i Technigaz-Gazocéan) na którym dokonano pewnych

zmian umożliwiających regazyfikację LNG na pokładzie. Oprócz tego wybrano techniczne rozwiązanie dla podłączenia tankowca z siecią odbiorczą gazu, typu STL (Submerged Turret Loading – zanurzona wieżyczka wyładownicza, podłączeniowa) biorąc pod uwagę 10-letnią bezawaryjną pracę tego urządzenia na Morzu Północnym przy wyładunkach ropy naftowej, LPG i kondensatów oraz prostotę rozwiązań. Jednocześnie zastosowano wielką liczbę testów i przeglądów systemu wyładowniczego w celu ograniczenia do minimum ryzyka na etapie badań i w czasie wdrażania. Ta działalność była krytyczną nie tylko dla prac wdrożeniowych ale również dla zapewnienia integralności projektowanego systemu wyładowniczego i bezpieczeństwa operacji wyładunkowych LNG.

Dla zagadnień bezpieczeństwa i wykonania analiz typu HAZOP/HAZID (ocena ryzyka) zaangażowano firmę Lloyds Register zaś Bureau Veritas określiło projekt koncepcyjny i wydało *Full Class Certification* dla tankowca LNG z systemem regazyfikacyjnym na pokładzie; US Coast Guard wydał podobny certyfikat. Wreszcie American Bureau of Shipping dokonało inspekcji i klasyfikacji systemu podłączeniowego STL. Dokonano też wielu symulacji komputerowych dla wielkiej liczby stanów morza, warunków hydrodynamicznych przez *Marintek*, *Marine Safety International (MSI)* i testów oszronienia dla komór magazynowych przez *Gaz Transport-Technigaz*. Firma El Paso Corp. przeprowadziła pełne testy dla wyparek i pomp wysokociśnieniowych w warunkach dynamicznych.

6. ZASADNICZE ELEMENTY SYSTEMU WYŁADOWCZEGO LNG

Dostawczy system wyładowniczy LNG zaprojektowany został przez amerykańską firmę Energy BridgeTM i jest własnością oraz jest zarządzany przez firmę Excelsite Energy z Houston w Teksasie. Ten system wymaga użycia zmodyfikowanego metanowca dla transportu morskiego i dla regazyfikacji LNG oraz specjalnie zaprojektowanych podmorskich instalacji dla dostawy gazu do sieci przesyłowej lub do podziemnego magazynu gazu. Głównymi elementami systemu wyładowniczo-dostawczego są:

- metanowiec wraz z instalacją regazyfikacyjną na pokładzie,
- zanurzalna wieżyczka wyładownicza wraz z boją (*Submerged Turret Loading – STL*) z łańcuchem i z kotwicą,
- dynamiczny, elastyczny pionowy gazociąg (*dynamic riser*),
- przewód zbiorczy czyli kolektor (*manifold*) posadowiony na dnie,
- gazociąg podmorski łączący *manifold* z małą platformą pomiarową,
- podmorski gazociąg przesyłowy wychodzący na ląd,
- w przypadku wyładunku regazyfikowanego LNG przy nabrzeżu dochodzą tylko wysoko-ciśnieniowe elastyczne przewody o średnicy 10" tj. 250 mm, łączące kolektor na metanowcu z króćcami gazociągu położonego na nabrzeżu.

System Energy Bridge Regasification VesselTM, jak również system firmy Höegh LNG jest kombinacją wypróbowanych już w przemyśle skroplonego gazu ziemnego technologii i urządzeń w nowych zastosowaniach i stanowi innowacyjny a nawet można powiedzieć w pewnym sensie rewolucyjny krok w kierunku rozszerzenia techniki importowej LNG.

7. SYSTEM WYŁADOWCZY ZWANY TEŻ TERMINALEM PODMORSKIM LUB PORTEM ZNAJDUJĄCY SIĘ POZA METANOWCEM

System składający się z podwodnej wieżyczki wyładowczej wraz z boją (*Submerged Turret Loading* – STL) łańcuchów, z lin i z kotwicy jest jednym z najważniejszych elementów technologii Energy Bridge. Został on opracowany przez Norwegów dla operacji przeładunkowych ropy naftowej i kondensatów (*Natural Gas Liquids* – NGL) na Morzach Północnym i Norweskim a głównym producentem STL jest firma norweska powstała w 1983 roku, Advanced Production and Loading AS (APL). Firma ta produkuje również podwodne boje, *risery* oraz *manifolds*. System STL został wybrany ponieważ charakteryzuje się on niezwykle niezawodnością i bardzo dobrymi danymi statystycznymi eksploatacyjnymi. Głównymi cechami tego systemu jest:

- możliwość podłączenia przy trudnym stanie morza i wysokości fali do ponad 6 metrów,
- działanie niezależnie od warunków pogodowych (nawet warunków występujących w czasie huraganów),
- odłączenie systemu szybkie bezpieczne bez względu na pogodę,
- wytrzymałość na duże sztormy.

Boja STL jest wysoka na 10,7 metrów i składa się ze stałego dolnego segmentu połączonego z linami cumowniczymi oraz z górnego obrotowego elementu mogącego się obracać wokół centralnej tulei. W typowym zastosowaniu STL jest połączony ośmioma linami do zakotwiczenia, które są przyłączone do dna morskiego przy pomocy lin i łańcuchów. Te liny utrzymują boję w położeniu stacjonarnym. Górny obrotowy segment stanowi część STL pozostającą w kontakcie ze statkiem umożliwiającą zmniejszenie działania wiatru i prądów morskich. W czasie regazyfikacji LNG gaz wchodzi przez tuleję STL do tzw. *risera*. Po jej zakończeniu boja STL jest zwolniona, odłączona i zanurzona w wodzie na głębokość około 35 metrów to jest na głębokość znacznie poniżej normalnego zanurzenia statków, które przez przeoczenie mogłyby się znaleźć w pobliżu.

Riser jest to elastyczny podwodny odcinek gazociągu łączący boję z podwodnym kolektorem i wchodzącym do niego podwodnym gazociągiem zwanym Pipeline End Manifold (PLEM). Ten ostatni jest to konwencjonalny kolektor pozwalający na podłączenie jednego lub kilku wysokociśnieniowych (do 100 bar) gazociągów podmorskich wychodzących na ląd. Często pomiędzy kolektorem a tymi gazociągami znajduje się podwodna platforma pomiarowa.

Zasadniczym elementem tej nowej technologii jest odpowiednio zbudowany metanowiec wyposażony w instalację do regazyfikacji LNG znajdującą się na pokładzie oraz w urządzenia do zacumowania metanowca i do podłączenia go do gazociągu wyładowczego przy pomocy techniki opracowanej w Norwegii; m.in. stosowanej powszechnie do przeładunków ropy naftowej i kondensatów przez znaną firmę norweską Knutsen OAS. Przykładowa charakterystyka takiego metanowca przedstawia się następująco:

- długość całkowita (LOA): 277 metrów,
- szerokość: 43,40 metrów,
- zanurzenie: 12,32 metrów,

- DWT: 76.500 ton,
- pojemność zbiorników magazynowych: 138000 m³ LNG (przy 100% napełnieniu),
- ilość i rodzaj zbiorników: 4 zbiorniki membranowe typu NO 96 francuskiej firmy GTT (Gaz Transport Technigaz należącej do Gaz de France),
- ilość transportowanego LNG: 135920 m³ (procent napełnienia komór: 98,5%),
- pompy wyładowcze: nurnikowe (zanurzalne) EBARA o wydatku 1750 m³/godz.,
- czas wyładunku przy użyciu 2 pomp: 12 godzin,
- napęd: turbina parowa KAWASAKI o mocy 32400 kW, napędzana ciężkim olejem napędowym HFO 700 ST,
- prędkość metanowca: 19,1 węzłów przy zużyciu paliwa HFO około 168 ton na dobę,
- dobowe odparowanie LNG: 0,15% pojemności komór magazynowych,
- firma klasyfikująca: BV- Bureau Veritas,
- orientacyjny koszt metanowca z instalacją regazyfikacyjną i z pomieszczeniem dla zanurzalnej wieżyczki wyładowczej – STL jest rzędu ponad 200 milionów US\$ (wycena z 2008 roku); (kwota ta jest od 20 do 30 milionów US\$ większa od kosztów konwencjonalnego metanowca).

Projekt metanowca z regazyfikacją LNG na pokładzie, EBRV został opracowany wspólnie przez firmy: Excelerate Energy, Exmar NV, DSME, i Advanced Production and Loading AS. Metanowce typu Energy Bridge Regasification Vessel – EBRVTM mogą bez żadnego problemu załadowywać LNG w konwencjonalnych terminalach eksportowych znajdujących się przy instalacjach do skraplania jak również wyładowywać LNG w konwencjonalnych terminalach importowych. Istnieje też możliwość przeładunku z jednego metanowca na drugi oraz ze zbiorników LNG znajdujących się na lądzie na metanowiec EBRV. Pojemność ładunku LNG nie jest zmniejszona z powodu znajdującej się na statku boji cumowniczej i systemu STL. Również szybkość statku jest tylko bardzo nieznacznie obniżona o około 0,2 węzła. Metanowiec utrzymuje prędkość przy podchodzeniu do zaciemowania i zakotwiczenia rzędu 5 węzłów.

8. PORÓWNANIE KONWENCJONALNEJ METODY DOSTAW I WYŁADUNKU LNG Z NOWĄ METODĄ

Wydaje się na razie przedwczesne dokonanie porównań, zwłaszcza jeżeli chodzi o korzyści lub straty ekonomiczne. Pokazanie zalet ekonomicznych nie jest w obecnej chwili łatwe. Tylko obecne warunki amerykańskie uzasadniają w pełni stosowanie tej technologii. Jednakowoż specjaliści rynku LNG stwierdzają, że ta technologia nadaje się bardzo dobrze w ograniczonych czasowo fazach początkowych importu LNG w tzw. okresach *start-up* lub kiedy budowa konwencjonalnych terminali importowych napotyka na duże trudności do których można zaliczyć:

- niewystarczającą głębokość morza w strefie przybrzeżnej uniemożliwiająca przybicie metanowca do brzegu,
- brak odpowiedniej powierzchni dla budowy zwłaszcza zbiorników magazynowych LNG,

- trudny dostęp, strefa miejska, trudności połączenia terminala z siecią rozprowadzającą,
- opór władz lokalnych lub organizacji ekologicznych,
- specjalne rygorystyczne wymogi bezpieczeństwa i wrażliwość na ewentualny atak terrorystyczny (stosunkowo łatwy dostęp terminala lądowego, duża gęstość zaludnienia, sąsiedztwo obiektów wojskowych).

Regazyfikacja LNG na pokładzie metanowca powoduje wydłużenie jego pobytu przy boji wyładowniczej a zatem podrożenie dostaw, bowiem czas immobilizacji dużego metanowca, może kosztować dziesiątki tysięcy dolarów na dobę w przypadku jego wyczarterowania. Niemniej jednak system wyładowniczy regazyfikowanego LNG firmy Energy Bridge posiada cały szereg niepodważalnych zalet oraz pozwala na osiągnięcie wymiernych i nie wymiernych korzyści do których można zaliczyć:

- lokalizację miejsca wyładunku w wystarczająco głębokim morzu, która pozwala całą infrastrukturę importu LNG umieścić z dala od widoku i od ludności minimalizując w ten sposób wpływ na otoczenie komunalne i przemysłowe (zmniejszenie ryzyka ataku terrorystycznego),
- gabarytowo niewielka infrastruktura wyładownicza (boja, *riser* i gazociąg podmorski) w celu zapewnienia minimalnego wpływu na środowisko i umożliwiająca szybszą rozbudowę systemu,
- elastyczny charakter metanowca EBRV umożliwiający mu na zacumowanie zarówno przy morskiej boji jak również przy nabrzeżu – metoda *alongside moored ship* (rozwiązanie zastosowane w Teesside),
- bezpieczne i sprawdzone rozwiązania projektowe spełniające z nadwyżką wszystkie standardy amerykańskie i międzynarodowe,
- w pewnym sensie przewoźna technologia pozwalająca na wykorzystanie technologii Energy Bridge jako tymczasowego rozwiązania w tym sensie, że boja STL może być przemieszczona w okresie życia projektu w inne miejsca co jest szczególnie interesujące w przypadku rynków gazowych o dużym ryzyku handlowym lub rynków krótko terminowych,
- inherentna skala rozwiązań systemu Energy Bridge umożliwiająca rozbudowę poprzez zwiększenie liczby boi i uzyskanie po niskim koszcie większej przepustowości wyładowniczej przy minimalnej rozbudowie infrastruktury,
- sezonową elastyczność i dyspozycyjność dostaw gazu na odpowiednie rynki.

9. MOŻLIWOŚCI UŻYCIA TECHNOLOGII LNG REGAZYFIKOWANEGO NA POKŁADZIE METANOWCA DLA PRZYSPIESZENIA PROCESU DYWERSYFIKACJI DOSTAW GAZU ZIEMNEGO DO POLSKI

Jak wiadomo transport morski LNG stanowi bardzo ważne, a przy dużych odległościach – najważniejsze ogniwo w całym łańcuchu skroplonego gazu ziemnego rozpoczynającego się na złożu gazu, dalej przeróbka i przesył, następnie skraplanie i wysyłka; po drugiej stronie ogniwa transportu występuje odbiór i regazyfikacja LNG, a następnie oddanie

do sieci. Argumentem, który mógłby przemawiać za zastosowaniem technologii wyładunku regazyfikowanego LNG w Polsce jest problem czasu, to jest możliwości realizacji przyspieszonych dostaw LNG a przez to rozpoczęcia wcześniejszej dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego i w ten sposób poprawienia bezpieczeństwa gazo-energetycznego kraju. Dodatkową korzyścią byłoby też wprowadzenie nowej technologii, oraz nowej filozofii gazowniczej. Z tym może wiązać się też stworzenie nowych miejsc pracy na tej części Wybrzeża.

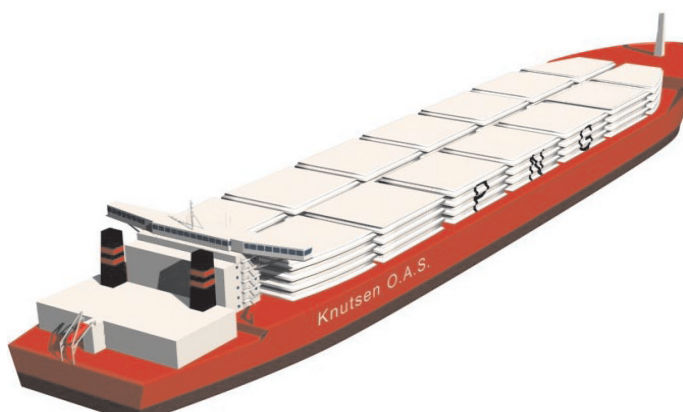
Ważnym argumentem przemawiającym za jej zastosowaniem jest obecność niedaleko Gdańska struktur solnych w Kosakowo umożliwiających stworzenie podziemnego zbiornika magazynowego kawernowego o pojemności roboczej około 250 milionów m³. Taki zbiornik uczyniłby bardziej opłacalnymi dostawy regazyfikowanego na metanowcu LNG. Przy realizacji wprowadzenia nowej technologii pochodzenia amerykańskiego istnieją możliwości uzyskania środków finansowych z amerykańskich organizacji pomocowych, takich jak na przykład USAID. Również Unia Europejska może taką pomoc udzielać poprzez swój Europejski Bank Inwestycyjny – EBI w Luksemburgu, tym bardziej, że w ramach programu TEN-Gas (*Trans European Energy Network – Gas*). Tak jak to już powiedziano atrakcyjność dla nas tej technologii to użycie jej w okresie początkowym czyli w okresie zwanym „start-up” a później ewentualne przejście do normalnych dostaw do zbudowanego w międzyczasie terminala importowego lądowego. Należy też zaznaczyć, iż dodatkową zaletą technologii wyładunku regazyfikowanego LNG bez lądowego terminala jest stworzenie możliwości wyładunku sprężonego gazu ziemnego tzw. CNG – *Compressed Natural Gas*, przy użyciu prawie tej samej infrastruktury wyładowczej jak dla LNG. W ten sposób można by mieć dostęp do taniego gazu ziemnego ze złóż marginalnych na Morzu Północnym i uczynić dostawy gazu jeszcze bardziej zdyspersyfikowanymi i tańszymi a przez to bardziej atrakcyjnymi. Przy planach dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego należy brać pod uwagę nie tylko aspekt polityczny, bezpieczeństwa gazo-energetycznego, ale również opłacalność rozważanych dostaw i ceny gazu ziemnego, czynniki tak ważne w procesie przyszej pełnej liberalizacji rynku gazowego.

10. TECHNOLOGIA DOSTAW DROGĄ MORSKĄ SPRĘŻONEGO GAZU ZIEMNEGO – CNG [3, 6, 7]

Transport morski CNG jest technologią umożliwiającą dostawy gazu ziemnego specjalnymi tankowcami CNG. System transportowy jest przygotowany do przewożenia gazu pod ciśnieniem do 250/276 bar, zwykle w temperaturze otoczenia (rys. 3). Wszystkie dostępne rozwiązania zakładają zatłaczanie gazu do specjalnych modułów składających się z pojedynczych cylindrów przystosowanych do utrzymania odpowiedniego ciśnienia gazu. Załadunek i rozładunek tankowców CNG może się odbywać zarówno w przypadku cumowania przy nabrzeżu jak również wykorzystaniem boji załadunkowych/rozładunkowych umieszczonych w pewnej odległości od brzegu. W chwili obecnej dostępne są technologie

transportu morskiego CNG posiadające certyfikaty bezpieczeństwa wydane przez uznane towarzystwa klasyfikacyjne. Technologia CNG jest dedykowana przede wszystkim do transportu gazu ze źródeł takich jak:

- złoża marginalne (*Stranded Gas Reserves*) – złoża, które cechują się średnią lub małą ilością gazu ziemnego – od 15 do 100 mld m³. Dla CNG planowane jest wykorzystywanie złóż, dla których brak uzasadnienia ekonomicznego dla eksploatacji w sposób tradycyjny,
- złoża na terenach tzw. dojrzałych (*mature areas*) – to jest złoża, które były już eksploatowane, ale dalsza ich eksploatacja stała się nie opłacalna,
- gaz ziemny towarzyszący ropie naftowej,
- inne źródła, np. odbiór gazu z istniejącej infrastruktury sieciowej.



Rys. 3. Makieta tankowca CNG (PNGTM) firmy norweskiej Knutsen OAS Shipping [3, 7]

Obecnie na świecie działa sześciu deweloperów technologii transportu morskiego CNG:

- *EnerSea Transport LLC* z siedzibą w Houston z partnerami Mitsui, Hyundai Tanker Pacific Shipping,
- *Knutsen OAS Shipping*, korzystający z doświadczeń EuroPipe/Mannesmann i DNV,
- *CETech Marine* z partnerami Statoil, Teekay Shipping i Höegh,
- *SEA NG Management Corporation* (pionier tej technologii, dawna firma Cran & Stenning z Calgary) z partnerem Marubeni,
- *Trans CNG International* z partnerami Overseas Shipholding Group, Artumas Group i TransCanada Pipelines,
- *Trans Ocean Gas* z Nowej Funlandii, Kanada.

Za ekonomicznie uzasadnione uznaje się transportowanie CNG na trasach do 2000 mil morskich. Nie wyklucza to jednakowoż możliwości większych odległości w zależności od

kosztów poszczególnych elementów łańcucha dostaw, w tym m.in. ceny gazu. Do ww. elementów łańcucha technologicznego należą:

- gazociąg doprowadzający gaz do terminala,
- sprężanie gazu i pomiar ilości i jakości,
- terminal eksportowy na morzu lub przy nabrzeżu,
- transport morski tankowcami CNG,
- system wyładowczy na morzu lub przy nabrzeżu,
- gazociąg podmorski lub lądowy,
- przetłocznia i pomiarownia,
- gazociąg podmorski lub lądowy do podziemnego magazynu gazu – PMG, połączony z systemem przesyłowym lub z siecią dystrybucyjną.

Główne zalety technologii dostaw CNG drogą morską:

- łatwe dostosowanie projektu dostaw do nie zdefiniowanego jeszcze rynku gazowego
- łatwa lokalizacja,
- krótki czas uzyskania zezwoleń,
- znacznie krótszy realizacji aniżeli gazociąg podmorski i terminal LNG,
- możliwość szybkiego demontażu i przeniesienia instalacji wyładowczych w inne miejsce,
- walory ekologiczne,
- opłacalność ekonomiczna dostaw gazu, pomimo wysokich kosztów ogniwa transportu morskiego,
- konkurencyjność,
- generalną zaletą tej metody jest brak zmian stanu skupienia gazu i nie występowania potrzeby jego skraplania czy też regazyfikacji, co daje lepszą sprawność energetyczną całego łańcucha dostaw.

Ogólne nakłady inwestycyjne na łańcuch dostaw CNG są kilkakrotnie niższe (nawet sześciokrotnie) od nakładów na łańcuch dostaw LNG. Przy stosunku zawartości energii przewożonej LNG/CNG równej 2,5:1, teoretyczne opłacalne odległości pomiędzy źródłem gazu a rynkiem gazu są zawarte w przedziale od około 500 do 1500/2000 mil morskich, czasem nawet powyżej 2000 mil morskich. Technologia transportu morskiego pozwala na transport ilości gazu ziemnego od przykładowo 1,5 mln m³ (np. barką przybrzeżną) do około 30 mln m³ gazu, statkiem, porównywalnym już ze średniej wielkości metalowcem. Natomiast, w naszym przypadku, ze względu na ciągle słabą recepcyjność naszego systemu przesyłowego, występuje potrzeba posiadania podziemnego magazynu gazu w pobliżu miejsca dostaw.

11. PODSUMOWANIE

Problem atrakcyjności dostaw gazu ziemnego w postaci regazyfikowanego LNG oraz w postaci CNG powinien być rozpatrywany, nie tylko z punktu widzenia samej dywersyfi-

kacji dostaw zwiększającej bezpieczeństwo gazoenergetyczne kraju, ale również z punktu widzenia biznesowego.

Projekty te powinny być racjonalne ekonomicznie oraz spełniać podstawowe kryteria bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, które zostały ujęte w unijnej definicji bezpieczeństwa gazoenergetycznego, mówiącej, że jest nim *zdolność gazowego systemu przesyłowego zapewnienia ciągłych i niezawodnych dostaw gazu do odbiorców na zasadach ekonomicznych oraz zdolność do stawiania czoła przerwom w dostawach gazu ziemnego*.

Obok tradycyjnej technologii dostaw gazu ziemnego w postaci LNG istnieją obecnie metody dostaw gazu ziemnego drogą morską, mniej uciążliwe pod względem administracyjnym, szybsze do wdrożenia, mniej kapitałochłonne i bardziej przyjazne dla środowiska.

Pod uwagę wzięte zostały poniższe technologie dostaw gazu ziemnego, a mianowicie:

- **metoda dostaw metanowcem wyposażonym w instalację do regazyfikacji na pokładzie**; gaz z kolektora jest wysyłany pod ciśnieniem do gazociągu podmorskiego (*off-shore*) albo do sieci lądowej (*alongside moored ship*); tutaj można też dołączyć metodę przy użyciu technologii pływającego magazynu z instalacją do regazyfikacji LNG (*FSRU – Floating Storage Regasification Unit*),
- **metoda dostaw gazu ziemnego sprężonego rzędu 250/276 bar – CNG**, zaadresowana do przewożenia gazu ze złóż małej i średniej wielkości, typu *gas stranded reserves* i złóż w tzw. *mature areas* i w ten sposób do przyczyniania się do ich waloryzacji; gaz może też pochodzić z klasycznych źródeł zaopatrywania.

Te obie technologie dostaw morskich gazu ziemnego, w zasadzie *nie są konkurencyjne dla konwencjonalnych dostaw LNG* ponieważ stosują inne kryteria opłacalności, odległości transporto- wych i ilości dostarczanego gazu ziemnego. Posiadają one na ogół charakter komplementarny.

Pierwsza technologia, regazyfikowanego LNG na metanowcu lub na *FSRU* może okazać się pomocną dla odebrania przez jakiś okres czasu, zakontraktowanego LNG w przypadku, gdyby doszło do nieprzewidzianego opóźnienia w oddaniu do eksploatacji krajowego, lądowego terminala LNG.

Omówione projekty dostaw morskich CNG oraz LNG regazyfikowanego na metanowcu lub na *FSRU* mogą i powinny, przy dobrej organizacji projektów, być sposobem na poprawę bezpieczeństwa gazoenergetycznego, co najmniej w części naszego kraju.

LITERATURA

- [1] Piwowarski A.J.: *Technologia transportu morskiego sprężonego gazu ziemnego w służbie dywersyfikacji dostaw gazu do Polski*. GAZTERM'2004, 24–26 maja 2004, Międzyzdroje 2004
- [2] Informacja firmy norweskiej Höegh LNG: *Floating Midstream Solutions – new marine transportation and terminal concepts for natural gas*. 22 lipca 2004

- [3] Piwowski A.J.: *Shipping Natural Gas to Poland; Compressed Natural Gas from the North Sea Region and Liquefied Natural Gas*. Światowy Kongres Naftowy, 27 września 2005, Johannesburg (RPA) 2005
- [4] Tveitnes Trym: *An expanding fleet of regas vessels*. Middle East LNG Shipping Forum, 9–10 maja 2006, Doha (Katar) 2006
- [5] Piwowski A.J.: *Innowacyjna technologia dostaw skroplonego gazu ziemnego*. GAZTERM'2006, 22–24 maja 2006, Międzyzdroje 2006
- [6] Proceedings – 2007 International Marine CNG Forum. 30–31 października 2007, St. John's – Newfoundland (Kanada) 2007
- [7] Hanrahan M., Young C.: *Marine CNG – The New Stranded Gas Solution*. GASTECH'2008, Bangkok (Tajlandia) 2008