

Maciej Kaliski*, Marcin Krupa, Andrzej Sikora****

RYNEK LNG W EUROPIE A NIEKONWENCJONALNE ŹRÓDŁA GAZU ZIEMNEGO

Niekonwencjonalne źródła gazu ziemnego stanowią na razie tylko 4% światowych udowodnionych (*proven*) zasobów tego surowca, ale w roku 2008 wydobycie z nich stanowiło już 12% wydobycia globalnego, z czego prawie 3/4 przypadło na wydobycie w Stanach Zjednoczonych [21]. Taki wzrost wydobycia gazu ze źródeł niekonwencjonalnych oraz kryzys ekonomiczny zmniejszający zużycie gazu ziemnego spowodował praktycznie załamanie się importu LNG przez firmy amerykańskie. Miało to zasadniczy wpływ na zmianę relacji cenowych na rynku europejskim. Aby odnieść się do wpływu ewentualnego wydobycia gazu niekonwencjonalnego na europejski rynek LNG, chwilę musimy poświęcić dostępnym prognozom.

1. PROGNOZY ZAPOTRZEBOWANIA UE NA GAZ ZIEMNY W PERSPEKTYWIE ROKU 2030

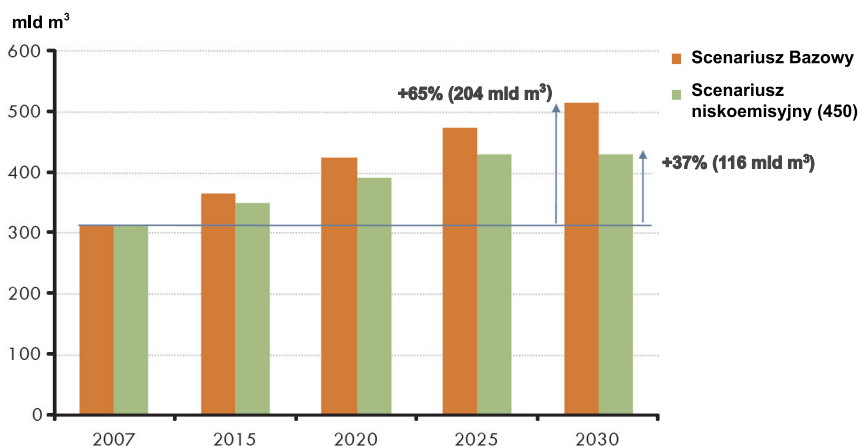
Podstawowym dokumentem zawierającym prognozę zapotrzebowania państw członkowskich UE na gaz do roku 2030 jest model PRIMES wersja Baseline 2009 przygotowany przez Uniwersytet Ateński. W przedmiotowej prognozie uwzględniającej już wpływ kryzysu, popyt na gaz rośnie do roku 2030 zaledwie 0,21% rocznie, osiągając poziom 504 mld m³, a szczyt zapotrzebowania na gaz ziemny w analizowanej predykcji przypada na koniec 2020 r. i osiąga poziom 524 mld m³. W następnym dziesięcioleciu (2020–30) malejące wydobycie własne gazu ma być zastępowane głównie energią jądrową i OZE. Powyższa, omawiana w [12] **prognoza podobnie jak większość innych tego typu predykcji wyraźnie wskazuje na coraz mniejszą rolę wydobycia własnego gazu¹⁾ w obrębie Unii Europejskiej. Wraz z wyczerpywa-**

* Departament Ropy i Gazu Ministerstwo Gospodarki, Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH, Kraków

** Instytut Studiów Energetycznych Sp. z o.o.

¹⁾ PRIMES wg autorów niedoszacowuje potencjał produkcyjny polskich złóż. W tym zakresie prognoza ARE z PEP2030 określająca możliwości produkcji gazu w Polsce na 4,6~5 mld m³ gazu rocznie wydaje się znacznie bardziej wiarygodna.

niem się złóż na Morzu Północnym prognozowany udział własnego wydobycia w całości zużycia gazu w UE systematycznie maleje z poziomu ok. 40% obecnie do niespełna 20% w roku 2030, co oznacza iż ponad 80% tego surowca konsumowanego w krajach unijnych będzie pod koniec 2030 r. pochodziło z importu. Przy w miarę ustabilizowanym (choć obecnie niedoszacowanym) popycie na gaz, jedyną możliwością zbilansowania podaży i popytu jest jego import – omawiana prognoza przewiduje systematyczny wzrost importu netto gazu ziemnego średniorocznie o 1,53% do poziomu 410 mld m³. Przedstawione powyżej wielkości dość dobrze korespondują (rys. 1) z długoterminową prognozą Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) [21].



Rys. 1. Prognoza importu (brutto) gazu ziemnego do UE zawarta w World Energy Outlook 2009
Źródło: [21] Fatih Birol Prezentacja World Energy Outlook 2009, listopad 2009

2. BILANS GAZU DLA RYNKU EUROPEJSKIEGO²⁾

Tabela 1 prezentuje³⁾ wybrane scenariusze prognoz popytu na gaz w krajach Unii Europejskiej wyliczonych na podstawie opracowań Uniwersytetu Ateńskiego zawartych w modelach PRIMES. Wariant niski odnosi się do wartości z ostatniej wersji modelu – Baseline 2009⁴⁾.

2) Szczegółowa analiza została przeprowadzona w [12].

3) Przedstawiono dostępności gazu dla państw członkowskich Unii Europejskiej w postaci bilansu dostępnej podaży gazu dla dwóch scenariuszach (niskim i bazowym).

4) Mając na uwadze przedstawiane już wątpliwości odnośnie możliwości realizacji inwestycji w zakresie energetyki jądrowej i OZE jako przyjęto (szczegółowa analiza została przeprowadzona w [12]), w tej wersji modelu jako wariant bazowy przyjęto wolumeny popytu na gaz z Baseline 2009 podwyższone w latach 2015, 2020, 2025, 2030 odpowiednio o 5, 10, 30 i 40 mld m³ zużycia rocznie. Jako wariant wysoki przyjęto prognozę popytu na gaz ziemny zawartą w poprzedniej wersji PRIMES – Baseline.

Tabela 1

Scenariusze prognozowanego popytu na gaz w krajach Unii Europejskiej

W mld m ³	2007	2008	2010	2015	2020	2025	2030
Popyt na gaz							
Baseline 2009 (wariant niski)	480,5	489,4	508,2	510,7	523,8	510,3	503,7
Podwyższony Baseline 2009 (wariant bazowy)	480,5	489,4	508,2	515,7	533,8	540,3	543,7
Baseline 2007 (wariant wysoki)	480,5	489,4	513,8	541,2	561,0	572,7	573,6

Źródła: Obliczenia własne na podstawie Modeli PRIMES Baseline 2009 oraz Baseline 2007, a także danych Eurostat (rok 2007 i 2008)

3. STRUKTURA IMPORTU UE

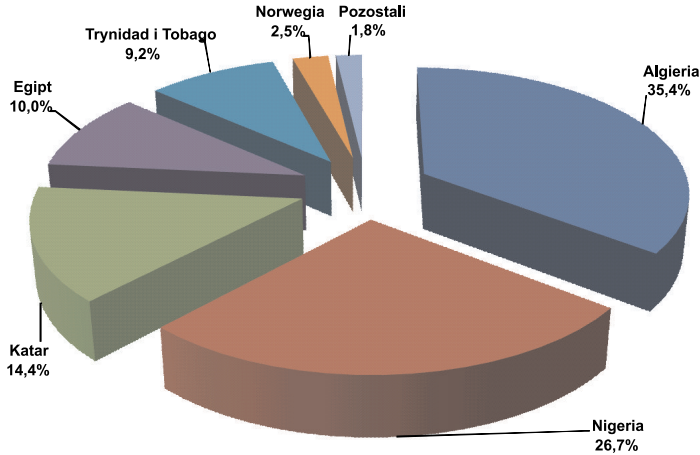
Największym dostawcą gazu do Europy jest Rosja. Gazprom dostarcza do Unii Europejskiej oraz pozostałych krajów poza unijnych (Turcja, Szwajcaria, Serbia, Chorwacja) około 150–155 mld m³ gazu rocznie. Udział Gazpromu (jedyne rosyjskiego eksportera) w zaopatrzeniu w gaz całej Unii Europejskiej wynosi ponad 1/4 całości zużycia gazu w UE i ponad 41% importu.

Drugim co do znaczenia dostawcą gazu do Europy jest Norwegia. Głównym sprzedawcą tego surowca jest narodowy koncern norweski StatoilHydro. W 2008 roku ze złóż norweskich sprzedano do krajów UE 92,7 mld m³ gazu co stanowi prawie 19% konsumpcji i ponad 30% importu netto Unii. Licząca się dotąd jako ważny dostawca Wielka Brytania stała się już importerem netto gazu.

Spośród krajów unijnych tylko Holandia ma obecnie status liczącego się eksportera gazu ziemnego. W 2008 roku Holandia dostarczyła do krajów UE ponad 54 mld m³ gazu ziemnego, co wraz z wewnętrznym zużyciem pomniejszonym o import stanowi ponad 15% zużycia gazu w UE.

Prawie 55 mld m³ gazu ziemnego dostarczyła do Europy (głównie do krajów basenu Morza Śródziemnego) w 2008 roku Algieria, której reprezentantem jest narodowy koncern Sonatrach. Do krajów Unii Europejskiej trafiło ponad 50 mld m³ co odpowiada ponad 10% konsumpcji gazu w UE i prawie 17% importu netto. Ponad 70% tego wolumenu przetransportowano rurociągami do Włoch i na Półwysep Iberyjski, a resztę w postaci LNG do Francji, Hiszpanii, Włoch, Wielkiej Brytanii i Grecji (a także Turcji). Z uwagi na potencjał geologiczny i istniejące zasoby rola Algierii, czy generalnie północnej Afryki w zaopatrzeniu w gaz Europy będzie zapewne wzrastała.

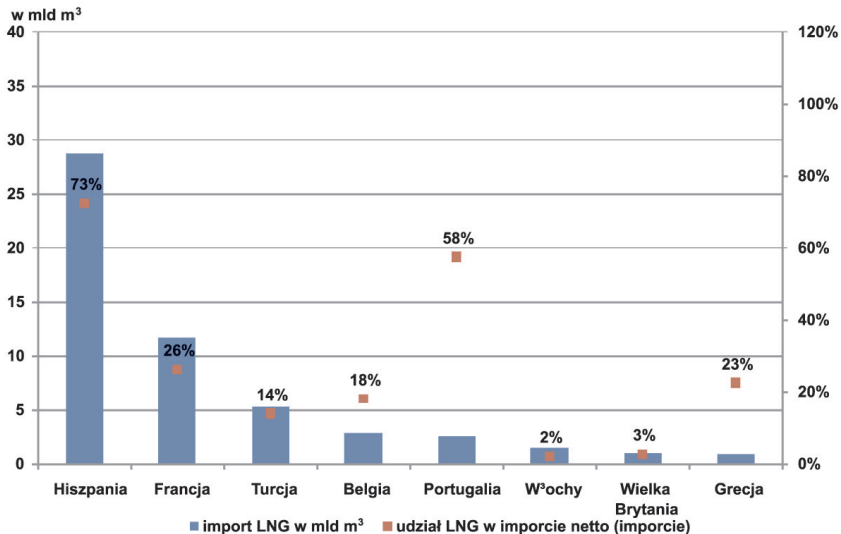
W 2008 roku do krajów europejskich sprzedano blisko 55 mld m³ gaz ziemnego w postaci LNG (w tym także wspomniany powyżej gaz z Algierii), z czego do krajów UE niespełna 50 mld m³ (10% całkowitego zużycia, 16% importu netto). LNG pochodzi głównie z Algierii (19,4 mld m³), Nigerii (14,6 mld m³), Kataru (7,9 mld m³), Egiptu (5,5 mld m³) oraz Trynidadu i Tobago (5 mld m³) (rys. 2).



Rys. 2. Struktura dostaw LNG do Europy w 2008 roku

Źródło: Obliczenia własne na podstawie danych BP Statistical Review of World Energy, czerwiec 2009

Głównymi odbiorcami LNG są kraje śródziemnomorskie (Hiszpania, Portugalia, Włochy, Francja, Grecja i Turcja) oraz zachodnioeuropejskie (Belgia i Wielka Brytania) (rys. 3). Brak terminali regazyfikacyjnych w innych częściach Europy, a przede wszystkim niekorzystne relacje cenowe z gazem rurociągowym nie pozwalają na razie skorzystać z tej formy dywersyfikacji przez inne kraje europejskie.



UWAGA: Dla krajów eksportujących gaz (Wielka Brytania, Holandia) udział odnosi się do wolumenu całkowitego importu, a nie importu netto.

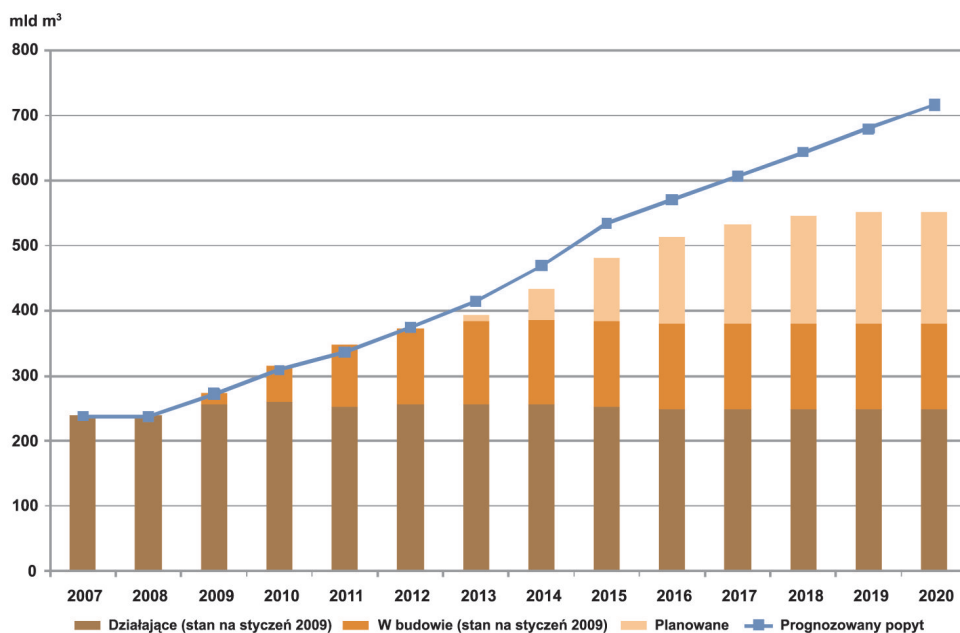
Rys. 3. Główni importerzy LNG w 2008 roku

Źródło: Obliczenia własne na podstawie danych BP Statistical Review of World Energy, czerwiec 2009

Możliwości intensyfikacji wydobycia wg przytoczonych prognoz i statystyk dotyczą tylko tych państw członkowskich UE, które posiadają istotne wydobycie gazu z własnych zasobów, a w szczególności tych, które eksportują duże ilości gazu (Holandia, Wielka Brytania, Dania). Kraje te posiadają (jeszcze) wystarczające zasoby gazu do rozwoju odpowiednio elastycznego wydobycia gazu, które znacząco zwiększa bezpieczeństwo dostaw gazu zarówno na własny rynek jak i częściowo na rynki krajów ościennych. Może to ulec diametralnej zmianie w przypadku utrzymania się stabilnie cen ropy na poziomie ok. 70–80 \$ za baryłkę i estymowanych kosztów wydobycia gazu ziemnego, podobnie jak ma to miejsce na rynku amerykańskim⁵⁾.

4. SKROPLONY GAZ PŁYNNY LNG

Jeszcze do niedawna większość analityków oraz ekspertów rynku gazu ziemnego wskazywała na zdecydowaną różnicę prognozowanego popytu na skroplony gaz ziemny (LNG) w stosunku do szacowanych wielkości podaży tego surowca na rynkach światowych (rys. 4).



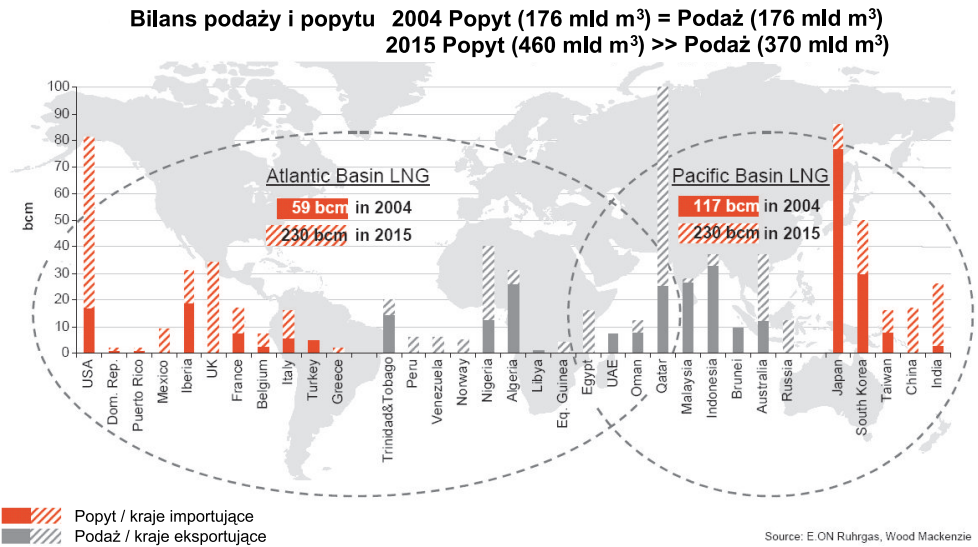
Rys. 4. Prognozy popytu i podaży na LNG z 2008 roku

Źródło: Obliczenia własne na podstawie materiału Andy Flower 7th.

Doha Natural Gas Conference and Exhibition, marzec 2009

⁵⁾ Jak podaje CERA, produkcja z niekonwencjonalnych źródeł jest opłacalna już przy cenie na poziomie 5–7,5 USD za mln BTU (180–270 USD za tys. m³).

Szczególnie duże zapotrzebowanie na skroplony gaz ziemny było przewidywane w regionie basenu Oceanu Atlantyckiego, głównie za sprawą spodziewanego skokowego wzrostu popytu na LNG ze strony rynku amerykańskiego, który w ten sposób miał uzupełniać lukę po wyczerpujących się własnych zasobach i spadającym wydobywaniu. Estymowany popyt ze strony amerykańskich terminali regazyfikacyjnych wynosił od 80 do nawet 140 mld m³ LNG rocznie w latach 2015–2020. Jednakże w ciągu ostatnich 2 lat szacunki analityków odnośnie wydobywania gazu ziemnego w Stanach Zjednoczonych z tzw. niekonwencjonalnych źródeł gazu⁶⁾ wzrosły kilkunastokrotnie, w miarę spadku kosztów produkcji. Estymacje wydobywania⁷⁾ wskazują, iż od 2008 do 2030 roczne wydobywanie gazu w USA wzrośnie o ponad 70 mld m³/rok (o 12,5%) w stosunku do obecnego poziomu podczas gdy prognozowany import spadnie o podobną wielkość – 75 mld m³. W związku z powyższym prognozowany import LNG wzrośnie z obecnego poziomu (ca. 10 mld m³) do około 40 mld m³ w 2020 by pod koniec okresu prognozy spaść do 23–25 mld m³ (rys. 5).



Rys. 5. Prognozowane w przeszłości niezbilansowanie podaży i popytu dla obszaru Oceanu Atlantyckiego
Źródło: EON, Wood Mackenzie

Opisywane wyżej zmiany już znacząco wpłynęły na wielkości podaży i popytu na LNG w obszarze basenu Oceanu Atlantyckiego już w roku 2009.

⁶⁾ Niekonwencjonalne źródła gazu obejmują gaz z rezerwarów o niskiej przepuszczalności (*tight gas*), gaz kopalniany (*coalbed methane*) oraz gaz z łupków bitumicznych (*shale gas*).

⁷⁾ Energy Information Administration Annual Energy Outlook 2009 With Projections to 2030, marzec 2009.

5. NIEKONWENCJONALNE ŹRÓDŁA GAZU

Ogromny sukces rynkowy i finansowy produkcji gazu z niekonwencjonalnych źródeł w Stanach Zjednoczonych wywołał wielkie zainteresowanie wielkich koncernów naftowych, (które, nota bene zlekceważyły te zasoby gazu na rynku amerykańskim), możliwością poszukiwań i rozwoju wydobywania gazu z tego typu źródeł poza obszarem USA. Z uwagi na ogromny popyt, rozwiniętą strukturę przesyłową i podobieństwo struktur geologicznych do Stanów Zjednoczonych bardzo obiecującym rynkiem dla poszukiwań i rozwoju wydobywania gazu z tych źródeł wydaje się właśnie rynek europejski.

Dzięki niekonwencjonalnym źródłom gazu estymowany poziom wydobywanych zasobów gazu z niekonwencjonalnych źródeł w Europie jest szacowany⁸⁾ pomiędzy 2,8 do 11,3 bln m³. Przyjmując, iż potwierdzone zasoby mogą stanowić około 30% całości tych zasobów, potencjał własnej produkcji w Europie (wyjąwszy Norwegię i kraje byłego Związku Radzieckiego), może zwiększyć się najwcześniej w perspektywie 10 lat od 30% do 120% dając rocznie dodatkowo od 60 do 200 mld m³ gazu z własnych źródeł. Do najbardziej obiecujących miejsc w Europie pod względem potencjału poszukiwawczo-wydobywczego gazu z niekonwencjonalnych źródeł należą min. Austria, Węgry, Polska, a także Niemcy i Szwecja. Mając na uwadze wciąż dość niepewny status tego typu zasobów i możliwości ich wydobywania na kontynencie europejskim ciągle jeszcze **nikt ich nie uwzględnił w całościowym bilansie popytu i podaży gazu ziemnego dla Unii Europejskiej.**

Gaz z łupków ma bardzo długą historię. Jak podaje Shirley [13] pierwszy komercyjny odwiert na głębokość 8 metrów został wykonany w Nowym Jorku w 1820 r., a początek dwudziestego wieku to odkrycia dewońskich pól gazu z łupków bitumicznych w Basenie Appalachów. W łupkach bitumicznych gaz ziemny jest absorbowany dzięki bardzo zróżnicowanym mechanizmom geologicznym. Komercyjne uwolnienie gazu ziemnego z takich struktur wymaga posługiwania się najnowszą techniką i technologią wierceń kierunkowych, perfekcyjnego szczelinowania hydraulicznego. W konsekwencji handlowe wykorzystanie zasobów gazu łupkowego zależne jest od dostępu do dużych objętości wody, oraz od spełnienia ekologicznych wymogów formalnych, ale także czysto ludzkich (np. zabudowa, istniejąca infrastruktura dodatkowo obciążona ruchem samochodowym, hałas itp.).

Ma to olbrzymie znaczenie, gdyż przykładowo z najlepiej znanego i rozpracowanego złoża gazu łupkowego Newark East w Teksasie (północno-wschodnia część stanu) wyeksploatowano w 2008 r. ponad 44 mld m³ z 12000 otworów produkcyjnych, z czego 3000 zostały wywiercone tylko w ciągu jednego roku [21]. Wiele z nich odwierconych zostało w bliskim sąsiedztwie siedzib ludzkich. Na tym polu eksploatacyjnym działa 200 firm wiertniczych, a 80% wydobywania pochodzi od 6 największych operatorów. Obszar górniczy liczy 13 000 km². Oznacza to średnio jedną wiertnicę na jeden kilometr kwadratowy powierzchni, ale są obszary efektywnego wydobywania, gdzie znajduje się nawet 16 odwiertów na km². Istotą jest również

⁸⁾ Całość udowodnionych rezerw gazu w Europie (bez Norwegii i krajów byłego Związku Radzieckiego) wynosiła na koniec 2008 roku ok. 2,7 bln m³ Źródło: *BP Statistical Review of World Energy*, czerwiec 2009.

produktywność odwiertów, która jest znacząco większa niż dla gazu ziemnego eksploatowanego w sposób konwencjonalny, ale jednocześnie brak jest większej przewidywalności dla krzywych szczytowania, które mogą różnić się diametralnie, nawet dla odwiertów będących w swoim sąsiedztwie. Zasoby gazu niekonwencjonalnego na świecie są olbrzymie, ale trudno jest w tej chwili ocenić, czy zasoby te będą mogły być efektywnie eksploatowane. Złoża gazu niekonwencjonalnego w OECD mogłyby zastąpić 40 letni import tego surowca, biorąc pod uwagę obecny poziom importu [19] i [21]. W Europie Zachodniej pojawiły się nowe programy badawcze dotyczące niekonwencjonalnych źródeł gazu. Jedną z grup badawczych jest komercyjny zespół ("GASH"), koordynowany przez niemieckie laboratorium nauk o Ziemi **GeoForschungsZentrum** ("GFZ") z Poczdamu. Udział w programie biorą francuski **Institut Français du Pétrole** i kilkanaście europejskich szkół wyższych⁹⁾, a sam projekt przewidywany obecnie na trzy lata jest finansowany przez przemysł¹⁰⁾. GASH ma między innymi za zadanie zdefiniować potencjał kontynentalnego wydobycia gazu niekonwencjonalnego. Także w jednym ze swoich programów badawczych zaplanowanych na okres 6 lat i sponsorowanych przez rząd Republiki Federalnej Niemiec GeoEnergie zajmuje się podobną problematyką.

Podsumowując, należy zwrócić uwagę na fakty, które zasadniczo zmieniają obraz rynku gazu w Europie. Pierwszy raz w historii (obserwujemy to od 18–20 miesięcy) zaczyna się mówić o transakcjach i o dużych wolumenach gazu sprzedawanego na rynku spot, w cenach znacząco odbiegających od cen kontraktów długoterminowych. Nadpodaż gazu, w tym przede wszystkim gazu w formie skroplonej, powiązana z kryzysem ekonomicznym oraz sztywna polityka głównych dostawców spowodowała załamanie się rynku w maju 2009 r. oraz odwrót od indeksowania cen gazu ziemnego cenami ropy czy ropopochodnych. Gaz ziemny w hubach gazowych w transakcjach na zliberalizowanych rynkach Europy Zachodniej notowany jest przede wszystkim w jednostkach energetycznych (€/MWh). Oznacza to przede wszystkim konieczność dokonania próby symulacji i przemodelowania europejskiego rynku energetycznego i odpowiedzi na pytanie szczególnie dla Polski: czy i jaki wpływ na politykę energetyczną państwa polskiego do 2030, a także UE do 2020–2030 będą mieć nowe, możliwe do ekonomicznego wydobycia ilości gazu ziemnego ze źródeł niekonwencjonalnych. Wydaje się, że import LNG może pozostać na nie zmienionym poziomie, natomiast zasadniczo może się zmienić, na korzyść gazu ziemnego, struktura spożycia energii w takich krajach jak Szwecja czy Polska.

LITERATURA

- [1] *BP Statistical Review of World Energy*. Czerwiec 2009. www.bp.com
- [2] *Baseline 2009 i 2007 – model PRIMES*. Uniwersytet Ateński

⁹⁾ TNO (Netherlands), Universities Newcastle (UK), Aachen, FU Berlin, Clausthal, Leipzig (all Germany), VU Amsterdam (Netherlands) and MU Leoben (Austria).

¹⁰⁾ Między innymi: Marathon Oil Corp., StatoilHydro, Total, ExxonMobil, Gaz de France, oraz Vermilion Energy.

- [3] Cronshaw I.: *LNG in the Context of Global Energy Markets*. International Energy Agency, Bruksela, 30 kwietnia 2009
- [4] Dane Eurostat
- [5] Dane NPD
- [6] Dane CERA. www.cera.com
- [7] *Demand Scenarios vs. Capacity Report*. GTE+, lipiec 2009
- [8] Flower Andy: *7th. Doha Natural Gas Conference and Exhibition*. Marzec 2009
- [9] Górecki W.: *Perspektywy odkrycia nowych złóż węglowodorowych w Polsce*. 10.12.2008
- [10] Kaliski M., Siemek J., Sikora A., Szurlej A.: *Możliwe scenariusze polityki energetycznej Unii Europejskiej w zakresie zapewnienia stabilnych dostaw gazu ziemnego do Europy Środkowej i Wschodniej w kontekście polityki energetycznej Rosji*. Rynek Energii (3/2009)
- [11] Kaliski M., Szurlej A.: *Perspektywiczne segmenty krajowego rynku gazu ziemnego*. Wiertnictwo Nafta Gaz (półrocznik AGH), t. 25, z. 2, 2008
- [12] Kaliski M., Krupa M, Sikora A., Szurlej A.: *Wpływ niekonwencjonalnych źródeł gazu ziemnego i kryzysu gospodarczego na prognozy rozwoju rynku gazu skroplonego LNG w Europie*. Rozdział w monografii pod redakcją Prof. R. Borowieckiego. UE Kraków (w druku)
- [13] Shirley K.: *Shale Gas Existing Again*. AAPG Explorer, marzec 2001, 1–4
- [14] *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*. Raport MVV Consulting, maj 2008
- [15] *The LNG industry 2008*. International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL), 2009
- [16] www.mg.gov.pl PEP 2030 wraz z załącznikami.
- [17] www.mos.gov.pl. Ministerstwo Środowiska RP
- [18] www.srb.net
- [19] www.epmag.com/WebOnly2009/item45693.php
- [20] *The role of Liquefied Natural Gas (LNG) in the European Gas Market*. Cligendael International Energy Programme, czerwiec 2003
- [21] *World Energy Outlook 2009*, listopad 2009. OECD/International Energy Agency www.iea.org