

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski<sup>1</sup>



**Świat.** Zużycie gazu na świecie w 2016 r. wzrosło o 1,6% w porównaniu z rokiem poprzednim i jest to umiarkowany przyrost w zestawieniu z 2,5-procentowym przyrostem obserwowanym w okresie ostatnich 10 lat. Na tym tle wyróżnia się 6-procentowy wzrost w Europie, stanowiący potwierdzenie regionalnego trendu wzrostowego, ponieważ w 2015 r. zużycie zwiększyło się o 4%. Głównym powodem było większe zapotrzebowanie w sektorze wytwarzania energii, a także ożywienie w przemyśle. Na wielkim rynku gazowym, jakim są Chiny, 8-procentowy wzrost robi wrażenie, ale średnia z poprzedniej dekady wynosiła 14%. Zużycie gazu, po okresie niewielkich ruchów, wzrosło wyraźnie również w Indiach i tam głównymi czynnikami były zmiany strukturalne oraz regulacje cen. W Rosji i krajach b. ZSRR wskutek spowolnienia gospodarczego obserwuje się stagnację zużycia, jedynie spadki temperatury w IV kwartale 2016 r. wywołały krótkookresowy wzrost zapotrzebowania. W Ameryce Północnej zużycie zwiększyło się nieznacznie, jednak z perspektywą wzrostu, ponieważ gaz zastępuje w elektrowniach węgiel kamienny. Czynnikiem hamującym zużycie w gospodarstwach domowych była łagodna zima.

Po stronie produkcji znaczną rolę we wzroście odgrywają duże projekty inwestycyjne realizowane w Iranie, Arabii Saudyjskiej i Zjednoczonych Emiratach Arabskich. Również uruchamianie kolejnych dużych zakładów LNG w Australii tworzy nowe kierunki dostaw i zwiększa znaczenie tego regionu. W Rosji wzrost produkcji wyniósł 0,8%, przy wydatnym spadku w Turkmenistanie i Uzbekistanie. W Europie w Norwegii po wzroście w 2015 r. produkcja w ub.r. zwiększyła się o 0,5% do 116,7 mld m<sup>3</sup>, ale prognozy są optymistyczne, bo ten poziom powinien się utrzymać do roku 2021. W Wielkiej Brytanii dzięki wzrostowi o 3,5% wydobycie gazu osiągnęło 38 mld m<sup>3</sup>. Niekorzystnym zjawiskiem jest spadek wydobycia u pozostałych producentów, przy czym największy wpływ miało ograniczenie produkcji ze złoża Groningen w Holandii. Zależność Europy od zewnętrznych źródeł gazu rośnie – w 2015 r. było to 50%, w 2016 r. już 53%, w tym udział Gazpromu wynosi 33%. W Europie LNG nadal odgrywa niewielką rolę, natomiast w obrocie międzynarodowym pojawili się nowi uczestnicy – Egipt, Jordania i Pakistan. Występujące poprzednio rozbieżności cen gazu spot między Europą i Azją nie powinny się powtórzyć wskutek zwiększenia dostaw LNG.

Prognoza popytu na gaz w perspektywie krótko- i średnioterminowej wskazuje na umiarkowany wzrost, jednakże niższy niż w poprzedniej dekadzie. Czynniki

decydujące to zwiększający się udział źródeł odnawialnych oraz rywalizacja gazu i węgla. Zmienia się też relacja między zużyciem energii i wielkością dochodu narodowego – potrzeba mniej energii do uzyskania określonego dochodu. Według danych organizacji CEDIGAZ w okresie do 2021–2022 r. popyt będzie wzrastał co roku o 1,0–1,5%.

**Polska.** W Kopenhadze 9 czerwca br. został podpisany list intencyjny pomiędzy Danią i Polską w sprawie współpracy w dziedzinie infrastruktury gazowej. W dokumencie sygnowanym przez premier Beatę Szydło i premiera Królestwa Danii Larsa Løkke Rasmussena potwierdza się wsparcie dla projektu Gazociągu Bałtyckiego (Baltic Pipe) i wskazuje, że na podstawie studium wykonalności połączenie międzysystemowe Dania–Polska będzie korzystne dla stron. Oba państwa oczekują pozytywnych rezultatów procedury Open Season rozpoczętej 6 czerwca br. i deklarują wsparcie dla Energinet.dk i GAZ-SYSTEM w realizacji projektu oraz ustanowienie stosownych ram prawnych poprzez zawarcie umowy międzyrządowej i zmianę odpowiednich przepisów prawa krajowego. Potwierdzają również chęć kontynuowania współpracy w celu podjęcia ostatecznych decyzji w 2018 r. i zakończenia projektu do końca października 2022 r. Jest to kolejny krok w realizacji projektu bezpośrednich dostaw gazu ziemnego z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego do Danii i Polski, a także potwierdzenie zaangażowania rządu duńskiego w tym przedsięwzięciu. Na stronie Kancelarii Prezesa Rady Ministrów przytoczono wypowiedź premiera Rasmussena, w której wyraził nadzieję, że ten projekt zostanie zrealizowany i będzie on korzystny dla Polski i Danii. Jest to jednocześnie potwierdzenie, że terminy etapów projektu Gazociągu Bałtyckiego podawane dotychczas przez stronę polską są podtrzymane przez naszego partnera.

Na konferencji w Departamencie Energii USA 29 czerwca br. prezydent D. Trump oznajmił o zapoczątkowaniu polityki dominacji w dziedzinie energii, która ma zastąpić politykę niezależności energetycznej. Zapowiedział też podjęcie działań nazwanych „złota era” polityki energetycznej, obejmujących ożywienie podupadającego sektora energii nuklearnej i złagodzenie ograniczeń w zakresie eksportu energii. Właśnie to ostatnie zagadnienie było zapowiadane jako jeden z tematów rozmów gospodarczych w czasie wizyty prezydenta Trumpa w Polsce 6 lipca br. Istotnie, o zakupach amerykańskiego gazu skroplonego mówili obaj prezydenci w trakcie wspólnego wystąpienia na konferencji prasowej. Nawiązano do pierwszej dostawy LNG do Świnoujścia 8 czerwca br., kiedy gazowiec „Clean Ocean” dostarczył 162 tys. m<sup>3</sup> skroplonego gazu ziemnego z terminalu Sabine Pass, należącego do Cheniere Energy. Była to jednak transakcja typu *spot* (Prz. Geol., 65: 349), natomiast w wypowiedziach obu stron była mowa o długotermino-

<sup>1</sup> Ul. Czerniakowska 28a m. 4, 00-714 Warszawa; ostoja53@gmail.com.

wych kontraktach. Podobnie wypowiadał się Piotr Naimski, pełnomocnik rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej. Podkreślił dążenie strony polskiej do oparcia nowych dostaw na stabilnej podstawie, a taką formą są kontrakty średnio- i długoterminowe. W komentarzach prasowych zwraca się jednak uwagę na fakt, że umowy wieloletnie mają zalety, ale nie pozwalają na wykorzystanie zmienności cen gazu na rynku i rosnącej podaży do dokonywania zakupów na bardziej korzystnych warunkach. Piotr Naimski przypomniał jednocześnie, że jest to dopiero etap deklaracji prezydenta USA, natomiast przed nami są negocjacje na szczeblu firm, ponieważ to one podpisują kontrakty.

Dnia 21 czerwca br. Operator Gazociągów Przesyłowych wstrzymał odbiór gazu dostarczanego gazociągiem jamalskim z powodu obniżenia parametrów surowca. Oznaczało to przerwę zarówno w imporcie ze wschodu, jak i z zachodu za pośrednictwem rewersu wirtualnego. Dostawca, czyli Gazprom, nie uprzedził wcześniej o możliwości wystąpienia zakłóceń przesyłu, dopiero wieczorem tego dnia poinformowano o „problemie technicznym związanym z jakością gazu”. Nieoficjalnie wiadomo, że przyczyną było znaczne zawodnienie gazu. Normalne funkcjonowanie gazociągu jamalskiego przywrócono 23 czerwca, wznowiono również gromadzenie zapasów gazu ziemnego w podziemnych magazynach na sezon zimowy 2017/2018. Według szacunków przez dwa i pół dnia przez punkt odbioru w Kondratkach nie odebraliśmy 35 mln m<sup>3</sup> gazu.

**Europa.** Postulowane przez Senat USA rozszerzenie sankcji przeciwko Rosji obejmuje też sprzeciw wobec budowy gazociągu Nord Stream 2 i nawiązuje do negatywnej opinii Rady Atlantyckiej w tej sprawie. W rezolucji Senatu znalazło się stwierdzenie, że inwestycja będzie miała szkodliwy wpływ na bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej. Tymczasem w połowie czerwca br. głos zabrali niemiecki minister spraw zagranicznych Sigmar Gabriel i kanclerz Austrii Christian Kern. We wspólnym oświadczeniu zdecydowanie potępił stanowisko amerykańskie, stwierdzając, że dostawy energii dla Europy są wewnętrzną sprawą europejską i Stany Zjednoczone nie mogą uczestniczyć w rozwiązywaniu tego problemu, a sankcje polityczne nie powinny być związane z interesami gospodarczymi. Zdaniem przedstawicieli Niemiec i Austrii blokowanie planów Gazpromu jest, jak to określono, „niedopuszczalną interwencją”. Jak widać, rządy dwóch państw członkowskich Unii włączyły się do kampanii poparcia projektu Nord Stream 2, prowadzonej energicznie od dłuższego czasu przez potencjalnych udziałowców, tj. BASF, Uniper, ÖMV, Engie i Shell. Prezes Engie Isabelle Kocher oświadczyła, że wstrzymanie projektu Nord Stream 2 nie jest możliwe, a sankcje są sposobem faworyzowania gazu amerykańskiego. Przy braku zdecydowania i konsekwencji Komisji Europejskiej w kwestii podporządkowania gazociągu Nord Stream 1 regulacjom III pakietu energetycznego, budowa drugiej nitki jest coraz bardziej realna mimo sprzeciwu Polski, Ukrainy, Słowacji i krajów nadbałtyckich.

**Irlandia.** Izba wyższa parlamentu zaaprobowала uchwałę izby niższej o zakazie stosowania szczelinowania hydraulicznego w wierceniach poszukiwawczych za ropą

i gazem na lądzie. W czasie debaty senator z Partii Zielonych zaproponował też poprawkę zobowiązującą rząd do odmowy przedłużania lub rozszerzania koncesji na poszukiwania ropy oraz gazu, ale została ona odrzucona. Obecnie w Irlandii nie prowadzi się żadnych wierceń. Tym samym kraj ten dołączył do Francji, Niemiec i Bułgarii, które wcześniej wprowadziły taki zakaz. W Holandii wykonywanie zabiegów szczelinowania wstrzymano do 2020 r.

**Iran.** Krajowy rynek gazu jest trzecim co do wielkości na świecie z rocznym zużyciem 200 mld m<sup>3</sup>. Oprócz tego 50 mld m<sup>3</sup> gazu jest ponownie zatłaczane do złóż ropy w celu intensyfikacji wydobycia. Produkcja gazu ziemnego ma wzrosnąć dzięki wielkiej inwestycji nazywanej Fazą 11 zagospodarowania ogromnego złoża South Pars. Składa się ona z 30 otworów wiertniczych oraz 2 platform z głowicami eksploatacyjnymi (koszt 2 mld USD) i zapewni wydobycie ponad 56 mln m<sup>3</sup>/d gazu. Gaz będzie przesyłany dwoma nowymi gazociągami podmorskimi do zakładów oczyszczania i przeróbki na lądzie. W następnym etapie na morzu zostaną zbudowane tłocznie. Specyfika tego projektu polega na tym, że jest to pierwszy międzynarodowy kontrakt, w którym National Iranian Oil Co. (NIOC) ma tylko 19,9% udziałów, zaś większościowym udziałowcem jest Total (50,1%), resztą dysponuje China National Petroleum Co. (CNPC). Okres realizacji wynosi 20 lat z możliwością przedłużenia jeszcze na 5 lat. Łączne nakłady Totalu są szacowane na 5 mld USD. Inna duża inwestycja to zakłady skraplania gazu o zdolności produkcyjnej 10,5 mln t rocznie. Agencja Wood Mackenzie uważa, że teraz Iran rozpocznie eksport gazu do Iraku i do 2019 r. może to być 20 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie.

**Arabia Saudyjska.** Krajowe wydobycie gazu ziemnego w 2016 r. wynosiło 84,9 mld m<sup>3</sup> i w zestawieniu z tą informacją, wiadomość o bliskim terminie rozpoczęcia eksploatacji gazu z łupków może być niespodzianką, ale jak widać uznano za celowe rozwinięcie bardziej skomplikowanych sposobów eksploatacji jako wspomaganie konwencjonalnej produkcji. Początkowo kraje Zatoki Perskiej nie doceniały znaczenia przełomu technologicznego w szczelinowaniu hydraulicznym i metodach ekstrakcji ropy i gazu z łupków, jakiego dokonano w USA, później jednak, bez rozgłosu, rozpoczęły prace nad wdrożeniem nowych metod. Aramco (Saudi Arabian Oil Co.) rozpoczęło poszukiwania w 2011 r. i najbardziej obiecujące są wyniki produkcyjne na złożach Midyan i Jalamid. W otworze #3-Jalamid w czasie wstępnego oprobrowania zarejestrowano wydajność 342 tys. m<sup>3</sup>/d gazu. Według informacji Aramco tylko ze złoża Midyan można uzyskać produkcję 2,1 mln m<sup>3</sup>/d gazu i 612 t/d ropy z kondensatem. Firma planuje w 2018 r. dostarczanie gazu w ilości 5,6 mln m<sup>3</sup>/d do zakładów produkcji nawozów fosforowych Wa'ad Al-Shamal, docelowo ma to być 113 mln m<sup>3</sup>/d.

**Rosja.** Wiercenie najdalej wysuniętego na północ otworu Centralno-Olginskaja-1 na Morzu Łaptiewów rozpoczęto 3 kwietnia br. W połowie czerwca br. Rosneft poinformował, że po wykonaniu rdzeniowania w interwale 2305–2363 m uzyskano trzy rdzenie z dużą zawartością ropy z przewagą lekkich frakcji. Na podstawie wstępnych wyników operator ogłosił odkrycie nowego złoża ropy. Wiercenie jest kontynuowane i badane są kolejne horyzon-

ty perspektywiczne. Jest to otwór kierunkowy zaprojektowany do głębokości 5 tys. m. Blok Chatanga w Kraju Krasnojarskim ma powierzchnię 17 217 km<sup>2</sup>.

**USA.** W projekcie budżetu USA na 2018 r. na rozwój sektora energetycznego planuje się przeznaczyć 791 mln USD, w tym na wzmocnienie programów obejmujących ropę naftową, gaz ziemny i węgiel kamienny 189 mln USD (o 24 mln więcej niż w roku podatkowym 2017), na poszukiwania na morzu łącznie z Zewnętrznym Szelfem Oceanicznym 343 mln USD (wzrost o 7 mln USD) i na energię odnawialną 78 mln USD. Zmiany dotyczą również budżetów agencji rządowych związanych z energią i zagadnieniami klimatycznymi. Agencja Ochrony Środowiska (EPA), najbardziej krytykowana i określana przez prezydenta Trumpa jako „niszczyciel miejsc pracy”, dostanie w przyszłym roku 5,65 mld USD, o 31% mniej, Bureau of Land Management będzie dysponować budżetem 1,1 mld USD, czyli zmniejszonym o 162,7 mln USD, również środki Energy Information Administration zostały zredukowane o 4 mln do 118 mln USD. Dla Bureau of Ocean Energy Management przyznano 171 mln USD i jest to ten sam

poziom finansowania jak w br. Po serii katastrof związanych z transportem ropy, gazu i paliw postanowiono wzmocnić US Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, przyznając tej agencji 259 mln USD, o 10 mln więcej. Zwiększono także budżet Bureau of Safety and Environmental Enforcement do 204,9 mln USD i Federal Energy Regulatory Commission do 368 mln USD.

Po doniesieniach z marca br. o odkryciach na Alasce na obszarze North Slope (#1-Horseshoe i #1A-Horseshoe) nadeszły następne wiadomości, które potwierdzają wielkość nowej akumulacji ropy. Operator, czyli Armstrong Energy Corp., szacuje zasoby wydobywalne złoża Horseshoe na 163 mln t lekkiej ropy. Ponadto poszerzono o 30 km strefę podwyższonego potencjału roponośności kredowej formacji Nanushuk do rejonu Pikka. Mułowce i piaskowce rzeczno-deltowo-szelfowej formacji Nanushuk (alb-cenoman) osiągają miąższość 2750 m. Wstępna koncepcja zagospodarowania złoża przewiduje rozpoczęcie w 2021 r. wydobycia w ilości 16 300 t/d ropy.

*Źródła: Armstrong Energy Corp., Bloomberg, Financial Times, Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, PGNiG, Rosnieft, World Oil*