



Katarzyna KOSOWSKA*, Piotr KOSOWSKI**

Perspektywy rozwoju sektora LNG w Rosji

Streszczenie: Sektor energetyczny jest niezwykle ważnym elementem gospodarki Federacji Rosyjskiej, a eksport nośników energii był jednym z głównych czynników, które pozwoliły wyrwać się Rosji z objęć kryzysu i upadku lat dziewięćdziesiątych XX wieku. Wśród surowców energetycznych, eksportowanych przez Rosję, specyficzne miejsce zajmuje gaz ziemny, ponieważ jego transport wciąż odbywa się głównie za pomocą gazociągów, co czyni go mało elastycznym i uzależnia nie tylko odbiorców, ale również dostawców. Do niedawna nie istniał w związku z tymi ograniczeniami globalny rynek gazu ziemnego, a handel koncentrował się na rynkach krajowych, regionalnych oraz kontynentalnych.

Sytuacja ta zaczęła się zmieniać wraz z gwałtownym rozwojem technologii LNG. Zmiany te są poważnym zagrożeniem dla Rosji, jako eksportera gazu ziemnego, ponieważ rozwój sektora LNG w tym kraju jest powolny, a dotychczasowi odbiorcy gazu starają się zdywersyfikować kierunki jego dostaw w celu zwiększenia swojego bezpieczeństwa energetycznego.

Chociaż Rosja posiada 23% światowych rezerw gazu ziemnego, a rosyjska produkcja tego paliwa stanowi 20% globalnego wydobycia, to jej udział w globalnym rynku LNG w 2015 roku osiągnął poziom zaledwie 5%. Rosyjska strategia energetyczna zakłada wzrost tego wskaźnika w 2035 roku do 12%, a cel ten ma zostać osiągnięty dzięki pięciokrotnemu zwiększeniu produkcji LNG. Niemniej jednak, do chwili obecnej w Rosji uruchomiony został tylko jeden projekt gazu skroplonego, a pięć kolejnych znajduje się w fazie planowania. Większość z nich nastawiona będzie na rynek Azji Południowo-Wschodniej.

Teoretycznie, gdyby wszystkie plany rosyjskich spółek LNG zostały zrealizowane, około 2020 roku rosyjski eksport LNG mógłby osiągnąć poziom prawie 70 mln ton rocznie. Jednakże już dziś wiadomo, że w 2020 roku rosyjskie moce produkcji LNG nie osiągną planowanych rozmiarów. Wynika to z szeregu trudności, wśród których należy wymienić: ogólne problemy polityczne i gospodarcze Rosji (w tym sankcje gospodarcze), niskie ceny ropy i gazu oraz brak odpowiednich technologii niezbędnych do budowy instalacji LNG.

Słowa kluczowe: Rosja, LNG, gaz ziemny, eksport

* Dr inż., Uniwersytet Jagielloński, Wydział Studiów Międzynarodowych i Politycznych, Kraków;
e-mail: katarzyna.1.kosowska@uj.edu.pl

** Dr inż., AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Kraków; kosowski@agh.edu.pl

Prospects for the LNG sector in Russia

Abstract: The energy sector is an extremely important part of the economy of the Russian Federation, and the export of energy was one of the main factors that allowed Russia to get away from the crisis and fall of the 1990s. Among the raw materials exported by Russia, specific place is occupied by the natural gas because its transport is still mainly via pipelines. That process is inflexible and makes not only recipients but also providers dependent on each other. Until recently, the global market of natural gas have not existed, and the trade was focused on the domestic, regional and continental markets.

This situation began to change along with the rapid development of LNG technology. These changes can be a serious threat to Russia, as the exporter of natural gas, because the development of the LNG sector in this country is slow, and existing gas customers are trying to diversify directions of its supply in order to increase its energy security.

Although Russia has 23% of the world's natural gas reserves, and a Russian production of this fuel represents 20% of the global production, its share of global LNG market in 2015, reached the level of just 5%. The Russian energy strategy assumes an increase in this indicator in 2035 to 12%, and this objective is to be achieved through fivefold increase in production of LNG. However, up to now, there is only one operating LNG production plant in Russia, and further five are in the planning stages. Most of them will be focused on South-East Asian market.

Theoretically, if all plans of Russian LNG companies were implemented, around 2020 Russian exports of LNG could reach a level of almost 70 million tonnes per year. However, today it is already known that Russian LNG production capacity do not reach the planned size in the year 2020. This is due to a number of difficulties and among them are: the political and economic problems of Russia (including economic sanctions), low oil and gas prices and the lack of appropriate technologies needed to build the LNG production plants.

Keywords: Russia, LNG, natural gas, exports

Wprowadzenie

Sektor energetyczny jest niezwykle ważnym elementem gospodarki Federacji Rosyjskiej, a eksport nośników energii był jednym z głównych czynników, które pozwoliły wyrywać się Rosji z objęć kryzysu i upadku lat dziewięćdziesiątych XX wieku. Jednak zbytne uzależnienie od eksportu surowców energetycznych sprawia, iż kraj ten jest wrażliwy na kryzysy gospodarcze, skutkujące bardzo często zmniejszonym zapotrzebowaniem na energię oraz znacznym spadkiem jej ceny. Wśród surowców energetycznych, eksportowanych przez Rosję, specyficzne miejsce zajmuje gaz ziemny, ponieważ jego transport wciąż odbywa się głównie za pomocą gazociągów, co czyni go mało elastycznym i uzależnia nie tylko odbiorców (importerów), ale również dostawców (eksporterów), ponieważ obie strony nie mają możliwości szybkiej zmiany kontrahentów (Paltsev 2014).

Do niedawna nie istniał w związku z ograniczeniami transportowymi globalny rynek gazu ziemnego, a handel gazem koncentrował się na rynkach krajowych, regionalnych oraz kontynentalnych i był uzależniony od stopnia rozwoju infrastruktury przesyłowej. Sytuacja ta zaczęła się zmieniać wraz z gwałtownym rozwojem technologii LNG (*Liquefied Natural Gas*). LNG to gaz ziemny ochłodzony do temperatury około -162°C , dzięki czemu pozbawiony jest zanieczyszczeń i znajduje się w stanie płynnym. Znaczej redukcji ulega także objętość gazu – w porównaniu z temperaturą 0°C zmniejsza się około 600 razy (1 m^3 LNG to około 600 nm^3 gazu ziemnego), co umożliwia jego transport na duże odległości z wykorzystaniem innych środków niż gazociągi i pozwala na pokonanie ograniczeń, związanych z tradycyjnym sposobem przesyłania i dystrybucji gazu ziemnego (Choi 2010).

Rynek LNG przeżywa okres szybkiego rozwoju, a jego elastyczność sprawia, że obserwujemy obecnie proces powstawania ogólnoświatowego rynku gazu ziemnego, choć wciąż najważniejsze są trzy regionalne rynki:

- Azja Południowo-Wschodnia,
- Ameryka Północna,
- Europa.

Stopniowo jednak zanikają różnice pomiędzy nimi, a zwłaszcza spready cenowe (Szurlej i in. 2015). Konsekwencją powstawania światowego rynku gazu ziemnego będzie również gwałtowny wzrost konkurencji pomiędzy dostawcami, ponieważ przestają obowiązywać dotychczasowe ograniczenia związane z obecnością i dostępem do infrastruktury przesyłowej (Chen i in. 2016; Kryzia 2016).

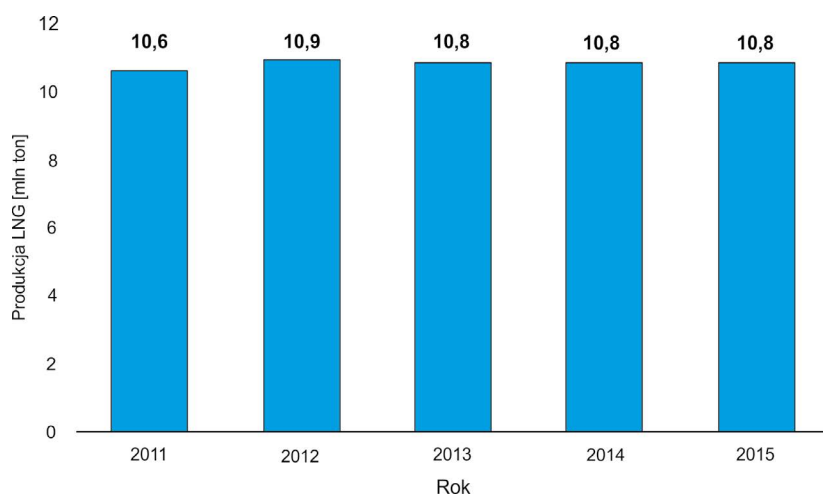
Zmiany te są poważnym zagrożeniem dla Rosji, jako eksportera gazu ziemnego, ponieważ rozwój sektora LNG w tym kraju jest powolny, a dotychczasowi odbiorcy gazu starają się zdywersyfikować kierunki jego dostaw w celu zwiększenia swojego bezpieczeństwa energetycznego. Utrzymanie dotychczasowych rynków zbytu, a nawet ekspansja, są możliwe, bo transport gazociągami wciąż jest tańszy, ale wymaga prowadzenia elastycznej polityki cenowej, a także znacznie ogranicza możliwość wykorzystania gazu ziemnego jako narzędzia nacisku w polityce zagranicznej Federacji Rosyjskiej i w konsekwencji może wymusić bardziej „partnerskie” podejście do dotychczasowych klientów. Taka zmiana nastawienia Rosji może być niełatwa z wielu względów, z których wymienić można m.in. kwestie budżetowe (obniżenie ceny gazu wpłynie negatywnie na i tak już mocno nadwyrężony budżet) oraz polityczne. Z punktu widzenia Federacji Rosyjskiej możliwość eksportu dużych ilości gazu przez terminale LNG w postaci skroplonej pozwoliłoby dostosować się do globalnych zmian na rynku gazowym, a także zniwelować ryzyko utraty dotychczasowych klientów szansą na znalezienie nowych.

1. Sektor LNG w Rosji

Chociaż Rosja posiada 23% światowych rezerw gazu ziemnego, a rosyjska produkcja tego paliwa stanowi 20% globalnego wydobycia (Soderbergh i in. 2010), to jej udział w globalnym rynku LNG wciąż jest niewielki. W 2015 roku osiągnął poziom 5% przy produkcji prawie 11 mln ton gazu skroplonego (rys 1). Rosyjska strategia energetyczna zakłada wzrost tego wskaźnika w 2035 roku do 12%, a cel ten ma zostać osiągnięty dzięki pięciokrotnemu zwiększeniu produkcji LNG. Niemniej jednak, do chwili obecnej w Rosji uruchomiony został tylko jeden projekt gazu skroplonego, a pięć kolejnych znajduje się w fazie planowania.

Najważniejsze rosyjskie projekty LNG mają być zorientowane na eksport (tab. 1), a do głównych graczy rynku gazu skroplonego będą należeć: Gazprom, Rosneft i Nowatek, ponieważ zgodnie z ustawą „O eksporcie” prawo do transportu gazu na rynki zewnętrzne posiadają wyłącznie te trzy spółki.

Większość zaplanowanych, rosyjskich instalacji do produkcji LNG nastawiona będzie na rynek Azji Południowo-Wschodniej, uważany za najbardziej dynamiczny i najszybciej rosnący. Przy czym, rynek azjatycki rozpatrywany jest nie tylko z perspektywy zbytu, lecz również w charakterze źródła przyciągania środków inwestycyjnych (to niezwykle ważny



Rys. 1. Produkcja LNG w Rosji w latach 2011–2015
Źródło: Sakhalin Energy

Fig. 1. LNG production in Russia in 2011–2015

TABELA 1. Istniejące i planowane projekty LNG w Rosji

TABELA 1. Operating and planned LNG projects in Russia

Nazwa projektu	Udziałowcy	Produkcja	Nakłady inwestycyjne	Planowane uruchomienie
Sachalin-2	Gazprom – 50% + 1 ak., Shell – 27,5% – 1 ak., Mitsui – 12,5%, Mitsubishi – 10%	obecnie 10,5 mln ton rocznie (LNG) planowane rozszerzenie do 15 mln ton rocznie	?	planowany start trzeciej linii tech. 2021?
Władywostok LNG	Gazprom	planowane 15 mln ton rocznie	18–20 mld	?
Dalekowschodni LNG	Rosneft ExxonMobil	planowane 5 mln ton rocznie	15 mld USD	2018–2023?
Jamał LNG	Novatek – 50,1% Total – 20% CNPC – 20% SRF – 9,9%	planowane 16,5 mln	27 mld USD	2017–2019
Peczora LNG	Rosneft – 51% Alltech Group – 49%	Planowane 4 mln ton z możliwością rozszerzenia do 8 mln ton rocznie	2,5–5,5 mld USD	?
Bałtycki LNG	Gazprom Gazprombank	Planowane 5 mln ton z możliwością rozszerzenia do 10 mln ton rocznie	11,5 mld USD	2021?

Źródło: opracowanie własne na podstawie: gazprom.ru; rosneft.ru; ww.pechoralng.com; yamallng.ru.

czynnik w warunkach sankcyjnego ograniczenia dostępu rosyjskich spółek do zachodnich rynków kapitałowych).

Na dalekim wschodzie Rosji na realizację czekają trzy projekty LNG, które częściowo ze sobą konkurują o bazę surowcową:

- trzecia linia zakładu produkcji LNG w ramach projektu „Sachalin-2”,
- „Władywostok LNG”,
- „Dalekowschodni LNG”.

Choć wszystkie trzy wymienione projekty włączone zostały do „Generalnej Strategii Rozwoju Branży Gazowej do 2030 roku”, eksperci przekonują, że ostatecznie wybrany zostanie jeden priorytetowy projekt, a z dwóch pozostałych trzeba będzie zrezygnować (Махнева 2016).

2. Sachalin-2

„Sachalin-2” to jedyna działająca na dzień dzisiejszy instalacja produkująca LNG w Rosji. Operatorem projektu jest spółka Sakhalin Energy, akcjonariuszami której są: Gazprom, Shell, Mitsui i Mitsubishi (10% akcji). Dwie linie technologiczne zakładu skraplają 14,9 mld m³ gazu rocznie, produkując 10,8 mln ton LNG. Jego odbiorcami są kraje regionu wschodnioazjatyckiego (Звуйковский 2016).

Sakhalin Energy planuje budowę trzeciej linii technologicznej o mocach do 5,4 mln ton LNG rocznie. Jej uruchomienie początkowo zaplanowano na 2021 rok.

Bazę surowcową dla nowej linii ma stanowić gaz ze złóż: Kirińskiego i Južno-Kirińskiego, zagospodarowywanych w ramach projektu „Sachalin-3”. Planowany poziom wydobycia na eksploatowanym od 2013 roku złożu Kirińskim wynosi 5,5 mld m³. Drugie z wymienionych złóż znajduje się obecnie w fazie zagospodarowywania. Južno-Kirińskie jest jednym z największych złóż morskich w Rosji. Pod względem zasobów ustępuje tylko polu Sztokman na Morzu Barentsa. Jego zasoby szacowane są na 640 mld m³ gazu i 97 mln ton kondensatu. W ubiegłym roku minister energetyki Rosji Aleksandr Nowak obwieścił, że znajdują się tam także ogromne zasoby ropy – 464 mln ton (www.gazprom.ru).

W połowie 2015 roku USA wprowadziły zakaz eksportu i reeksportu amerykańskiego sprzętu oraz technologii niezbędnych do zagospodarowania złoża Južno-Kirińskiego w ramach sankcji nałożonych przez Zachód na Rosję w wyniku konfliktu z Ukrainą. Bez importowanego sprzętu Gazpromowi trudno będzie wprowadzić do komercyjnej eksploatacji złożo Južno-Kirińskie – ocenia dziennik Vedomosti. Wymagane urządzenia produkują tylko amerykańskie FMC Technologies, Cameron i GE Subsea oraz norweski Aker (Папченкова 2015).

3. Władywostok LNG

Kolejny wschodni projekt LNG Gazpromu zakłada budowę zakładu produkcji gazu skroplonego w okolicy Władywostoku (Kraj Nadmorski). Jego realizacja podzielona została na trzy etapy; moce pierwszego z nich wyniosą 5 mln ton LNG rocznie, natomiast maksymalne możliwości produkcyjne trzech linii osiągną poziom 15 mln ton LNG rocznie. Gaz skrap-

lany w tym zakładzie miałyby trafiać na rynki Azji Południowo-Wschodniej, w tym do Japonii jako głównego odbiorcy (www.gazprom.ru).

Uruchomienie pierwszej części projektu pierwotnie zaplanowano na 2018 rok, później termin przesunięto na lata 2019–2020, zaś ostatnie informacje medialne wskazują na możliwość jego zaniechania. Podczas spotkań negocjacyjnych w Chinach pod koniec 2014 roku Aleksy Miller oficjalnie poinformował, że Gazprom rozważa możliwość rezygnacji z „Władywostok LNG” (Терентьева і Серов 2014). Eksperci są zdania, że ostateczne losy projektu zależą od zapotrzebowania Japonii na rosyjski gaz skroplony: w przypadku, jeśli władze Japonii potwierdzą zamiar zwiększenia rozmiarów rosyjskiego LNG, Gazprom powróci do jego realizacji.

Główną przyczyną prawdopodobnej rezygnacji z „Władywostok LNG” jest budowa trzeciej linii produkcyjnej zakładu „Sachalin-2”, uważanego za konkurencyjny. Po potencjalnym uruchomieniu obu zakładów ich moce produkcyjne nie będą w pełni wykorzystane na skutek braku wystarczającej bazy surowcowej. W obu przypadkach – „Władywostok LNG” i trzeciej linii „Sachalin-2” – bazę zasobową mają stanowić złoża projektu „Sachalin-3” (Мордющенко 2014). Ponadto, zachodnie sankcje uniemożliwiły głównemu inwestorowi „Władywostok LNG” zaciągnięcie międzynarodowych kredytów, co przełożyło się na problemy związane ze sfinansowaniem projektu (Фадеева 2016).

4. Dalekowschodni LNG

Przyszłość trzeciego projektu LNG na Dalekim Wschodzie – „Dalekowschodni LNG” realizowanego od 2014 roku przez Rosneft w partnerstwie z amerykańską spółką Exxon Mobil, również stoi pod znakiem zapytania. W 2013 roku rosyjski gigant naftowy poinformował o zamiarze uruchomienia w 2018 roku pierwszej części projektu na bazie zasobów gazowych złóż „Sachalin-1”. Moce projektowe zakładu mają wynieść 5 mln ton rocznie.

Na drodze do realizacji projektu pojawiło się jednak kilka przeszkód:

- Po pierwsze, sankcje nałożone przez Zachód na Rosję pociągają za sobą problemy z dostępem do rynków finansowych i uczestnictwem w projekcie amerykańskiego partnera – ExxonMobil (Мельников 2014). Władze Rosneftu zabiegały o włączenie „Dalekowschodni LNG” do projektu „Sachalin-1” realizowanego na podstawie porozumienia o podziale produkcji. Celem tych działań było wyłączenie spod reżimu sankcyjnego projektu „Dalekowschodni LNG”. Komitet Dumy Państwowej ds. Energetyki w lutym 2016 roku nie wyraził zgody na zaproponowane przez władze Rosneftu rozwiązanie, argumentując, że „budowa odrębnego zakładu produkcji LNG w ramach projektu „Sachalin-1”, którego koszt wraz z gazociągiem dochodzącym/podprowadzającym szacowany jest na ponad 30 mld USD przy mocach 5 mln ton rocznie, z punktu widzenia interesów państwa jest zbyt kosztowny” (www.komitet2-13.km.duma.gov.ru/).
- Po drugie, eksploatacja zasobów gazu zlokalizowanych na północy Sachalinu wiąże się z koniecznością dostępu do infrastruktury przesyłowej, której Rosneft nie posiada. Początkowo rosyjski gigant naftowy liczył na pozwolenie dostępu do rurociągu „Sachalin-2” (własność Sakhalin Energy), dostarczającego gaz do już istniejącego zakładu produkcji LNG. Zarówno główny operator gazociągu – Gazprom – jak i sąd

arbitrażowy, do którego zwrócił się o pomoc Rosneft, nie wyraził zgody na podłączenie „Dalekowschodni LNG” do sieci (Павловский 2015).

Zdaniem ekspertów, w zaistniałej sytuacji Rosneft może przesunąć w czasie realizację projektu o 3–5 lat lub zupełnie z niego zrezygnować (Махнева 2016).

5. Jamał LNG

Zakład produkcji gazu skroplonego „Jamał LNG” znajduje się obecnie w fazie realizacji. Projekt przewiduje budowę zakładu o mocy 16,5 mln ton LNG rocznie, wykorzystującego bazę surowcową złoża Južno-Tambejskiego na Półwyspie Jamalskim. Zakład ma się składać z trzech linii produkcyjnych po 5,5 mln ton rocznie każda. Uruchomienie pierwszej z nich zaplanowano na 2017 rok, drugiej – na 2018, trzeciej – na 2019. Akcjonariuszami „Jamał LNG” są: Novatek (50,1%), Total (20%), CNPC (20%) i SRF (9,9%) (www.yamallng.ru).

Największym problemem, z jakim zetknął się projekt jest przyciągnięcie kapitału w celu jego sfinansowania po sankcjach nałożonych na głównego akcjonariusza „Jamał LNG” – spółkę „Novatek”. „Novatek” został objęty reżimem sankcyjnym, gdyż jednym z jego głównych akcjonariuszy jest Gienadij Timczenko (23,49%), którego USA włączyły na listę sankcyjną jako biznesmena zaprzyjaźnionego z Władimirem Putinem.

Koszt realizacji projektu „Jamał LNG” szacowany jest na 27 mld USD. Około 15 mld USD wnieśli akcjonariusze. Pozostała część projektu zamierzano natomiast sfinansować kredytami z amerykańskich i europejskich banków (Воробьев 2016). Sankcje pokrzyżowały jednak te plany. Pod koniec 2015 roku z pomocą przyszedł rząd rosyjski, udzielając „Jamał LNG” kredytu z Funduszu Dobrobytu Narodowego na łączną sumę 150 mld RUR. Pozostała część kapitału potrzebnego na pokrycie kosztów projektu została pozyskana z chińskiego rynku. Po pierwsze, Novatek sprzedał 9,9% akcji „Jamał LNG” chińskiemu Funduszowi Jedwabnego Szlaku – SRF – za 1, 087 mld euro, ten ostatni zaś dodatkowo udzielił rosyjskiej spółce kredytu w wysokości 730 mln euro na okres 15 lat (Фадеева 2016). „Podpisanie dokumentów w sprawie sprzedaży udziałów w projekcie „Jamał LNG” jest ważnym krokiem na drodze do realizacji naszej długoterminowej strategii rozwoju. W wyniku zawarcia transakcji osiągniemy docelową strukturę akcjonariuszy, która jest optymalna i będzie sprzyjała planowemu finansowaniu projektu i jego dalszej pomyślnej realizacji” (www.novatek.ru) – skomentował transakcję szef Novateku Leonid Michelson. Po drugie, pod koniec kwietnia 2016 roku, po wielomiesięcznych negocjacjach Novatek podpisał umowy kredytowe z chińskimi bankami na finansowanie projektu „Jamał LNG”. Na ich podstawie rosyjska spółka gazowa otrzyma 12 mld USD od China Exim Bank i China Development Bank na okres 15 lat (Барсуков 2016). Na dzień dzisiejszy wydaje się, że dzięki pozyskanym środkom problem sfinansowania projektu zostanie ostatecznie rozwiązany.

6. Peczora LNG

Rosneft i spółka Alltech w grudniu 2015 roku powołały do istnienia *joint venture* w ramach projektu arktycznego „Peczora LNG”. Udział rosyjskiego giganta naftowego w przed-

sięwzięciu wynosi 51%, zaś pozostała część przypadła Alltech, jednak władze Rosneftu już kilkakrotnie wyrażały chęć odkupienia pakietu akcji od współdziałowca ([Мордюшенко 2015](#)).

W ramach projektu „Peczora LNG” przewidywane jest zagospodarowanie złoża Kumzyńskiego i Korowińskiego w Nienieckim Okręgu Autonomicznym, budowa gazociągu, zakładu produkcji gazu skroplonego i morskiego terminalu. Na pierwszym etapie zakład będzie skraplał 4 mld m³ gazu rocznie, produkując 2,6 mln ton LNG. W dalszej kolejności moce produkcyjne mogą zostać podwojone. Koszt realizacji projektu w zależności od mocy przerobowych wyniesie od 5,5 do 12,5 mld USD ([www.pechoralng.ru](#)).

Początkowo spółka Alltech pracowała nad projektem samodzielnie. Uczestnictwo Rosneftu stało się konieczne nie tylko w charakterze inwestora, lecz również jako spółki z dużym potencjałem lobbystycznym. Rzecz w tym, że do 2014 roku jedynym podmiotem posiadającym prawo do eksportu gazu skroplonego był Gazprom. Z czasem, spółkom Rosneft i Novatek udało się przełamać monopol eksportowy na gaz skroplony. Projekt „Peczora LNG” nie znalazł się jednak na liście eksporterów gazu LNG, gdyż zgodnie z prawem ustawodawca daje spółce możliwość eksportu gazu w przypadku, jeśli licencja na zagospodarowanie złoża i budowę zakładu gazu skroplonego została wydana przed 1 stycznia 2013 roku. Projekt „Peczora LNG” nie odpowiada tym wymogom, gdyż przyznane spółce Alltech licencje na złoża gazowe przed 1 stycznia 2013 roku nie zawierały pozwolenia na budowę instalacji LNG.

Po zawarciu umowy z Alltech, spółka Rosneft rozpoczęła starania o wprowadzenie poprawek do ustawy „O eksporcie”, proponując przesunięcie daty otrzymania licencji na złoża i budowę zakładu LNG na 1 lipca 2014 roku. W połowie 2014 roku skorygowana ustawa nie otrzymała jednak aprobaty rządowej. Poprawki zostały zablokowane prawdopodobnie przez Gazprom, który wówczas znajdował się w stanie konfliktu z Rosneftem ([Папченкова i Серов 2014](#)). Ponowne rozpatrzenie ustawy projektu zaplanowano na drugą połowę 2016 roku. Od przyjęcia lub odrzucenia poprawek do ustawy o eksporcie gazu zależy nie tylko termin uruchomienia zakładu i wprowadzenie do eksploatacji innych obiektów „Peczory LNG”, lecz również dalsze losy całego projektu.

7. Bałtycki LNG

Największy projekt Gazpromu na zachodzie Rosji – „Bałtycki LNG” zakłada budowę w regionie portu Ust-Lugi w Obwodzie leningradzkim zakładu produkcji gazu skroplonego o mocach do 10 mln ton rocznie z możliwością zwiększenia do 15 mln ton rocznie ([Горлин 2015](#)). Zakład miał rozpocząć pracę w 2018 roku, jednak z różnych przyczyn władze Gazpromu już kilkakrotnie przesuwają w czasie termin jego uruchomienia. Wedle ostatnich doniesień produkcja gazu skroplonego wystartuje tu w 2021 roku ([www.gazprom.ru](#)). Data ta może zostać kolejny raz skorygowana, gdyż na początku 2016 roku główny inwestor Gazprombank wycofał się z finansowania projektu, powołując się na niesprzyjającą koniunkturę rynkową, która czyni projekt nierentownym ([Фадеева 2016](#)).

Na początku 2016 roku wszczęto negocjacje w sprawie przystąpienia do projektu spółki Shell w charakterze udziałowca po odstąpieniu jej 49% akcji „Bałtycki LNG”. Wybór partnera nie był przypadkowy, gdyż Shell posiada własną technologię produkcji LNG (DMR),

która obecnie jest wykorzystywana w jedynym pracującym obecnie w Rosji zakładzie LNG na Sachalinie, gdzie Shell posiada 27,5% udziałów (Кувшинова 2016).

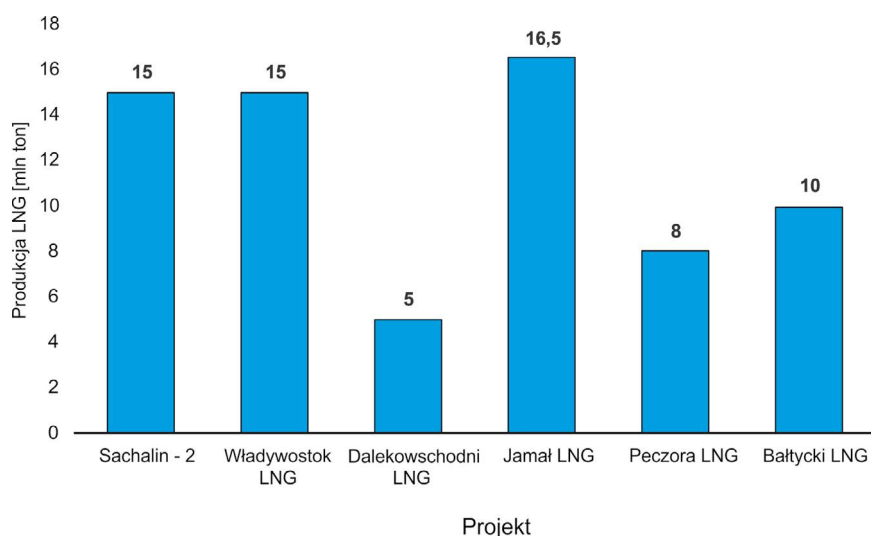
Lwia część produkcji „Bałtycki LNG” ma być kierowana na eksport. Projektowi przypisano strategiczne zadanie, polegające na stworzeniu alternatywnych, bezpośrednich tras dostaw gazu do Obwodu kalininградzkiego. Na terenie obwodu wybudowany zostanie terminal do regazyfikacji o mocach produkcyjnych 9 mln m³ na dobę. To wystarczająca ilość, aby zaspokoić potrzeby regionu. Obecnie gaz dostarczany jest tutaj gazociągiem tranzytowym przez Litwę.

Podsumowanie

Zaprezentowane powyżej plany realizacji rosyjskich projektów w sferze LNG świadczą o tym, że Moskwa zamierza w znacznym zakresie zwiększyć produkcję gazu skroplonego i tym samym zaznaczyć swoją obecność na światowym rynku LNG, ze szczególnym naciskiem na region Azji Środkowo-Wschodniej. Teoretycznie, gdyby wszystkie plany rosyjskich spółek LNG zostały zrealizowane, około 2020 roku rosyjski eksport LNG mógłby osiągnąć poziom prawie 70 mln ton rocznie (rys. 2). Jednakże już dziś wiadomo, że w 2020 roku rosyjskie moce produkcji LNG nie osiągną planowanych rozmiarów.

Trzeba pamiętać, że wszystkie wspomniane inwestycje – oprócz terminalu na Półwyspie Jamalskim – są w fazie planowania. Jest mało prawdopodobne, by wszystkie przygotowywane projekty zostały uruchomione w wyznaczonych terminach, gdyż ich realizacja jest utrudniona ze względów technicznych i ekonomicznych. Wśród nich wymienić należy:

- ogólne problemy gospodarcze Rosji i rosyjskich przedsiębiorstw, spowodowane głównie niskimi cenami ropy,



Rys. 2. Planowana produkcja LNG w Rosji

Źródło: opracowanie własne na podstawie: gazprom.ru., rosneft.ru; ww.pechoralng.com; yamallng.ru

Fig 2. Planned production of LNG in Russia

- niskie ceny ropy i gazu, przy których atrakcyjność inwestycyjna nowych zakładów LNG jest mniejsza niż kilka lat temu, gdy ceny surowców energetycznych na rynkach światowych były rekordy,
- brak odpowiednich technologii niezbędnych do budowy zakładów produkcji LNG i terminali regazyfikacyjnych. Z kolei zaproszenie do współpracy zachodnich firm i przyciągnięcie kapitału zagranicznego w warunkach działania reżimu sankcyjnego jest trudne do osiągnięcia. Choć sankcje gospodarcze USA i UE nie obejmują współpracy w sferze gazowej, niemniej jednak ich działaniem objęte są spółki Rosneft i Nowatek. W związku z tym wymienione firmy borykają się z problemem przyciągnięcia do współpracy zachodnich firm i kapitału zagranicznego. Problem rozwiązać można jedynie poprzez zaproszenie do współpracy inwestorów z państw, które nie wprowadziły przeciwko Rosji sankcji oraz starania o wsparcie ze strony państwa w formie finansowania ze środków budżetu federalnego z Funduszu Dobrobytu Narodowego.

W latach 2013–2014 na fali wysokich cen ropy i podobnie sprzyjającej koniunktury gospodarczej prognozy przyszłej pozycji Rosji na światowym rynku LNG napawały optymizmem. Prognozy Ministerstwa Energetyki FR z tego okresu wskazywały na wzrost udziału Rosji w światowym rynku gazu skroplonego z 14% w 2020 roku do 20% w 2025 roku (Дмитриевна 2015).

Obecnie prognozy te nie wyglądają już tak dobrze. Ministerstwo Energetyki Rosji zakłada, że w 2020 roku będą działały jedynie trzy zakłady produkujące LNG, czyli znacznie poniżej poziomu, który można by osiągnąć, gdyby wszystkie krajowe projekty zostały zrealizowane zgodnie z planem. Najnowsze prognozy Ministerstwa Energetyki oparto na dwóch scenariuszach: optymistycznym i pesymistycznym. Różnice między nimi są tak duże, że w efekcie niezwykle trudno jest oszacować, ile rzeczywiście Rosja wyprodukuje LNG w najbliższym dziesięcioleciu. Według scenariusza optymistycznego Rosja w 2020 roku będzie produkować 41 mln ton LNG rocznie (5–6% udział w rynku światowym), a około 2025 roku – 74 mln ton rocznie. Produkcja LNG utrzyma się na poziomie z 2025 roku do 2035 roku. Według pesymistycznych prognoz ministerstwa moce produkcyjne LNG w 2020 roku wyniosą jedynie 14 mln ton rocznie, co w istocie oznacza zielone światło jedynie dla projektu „Sachalin-2” i pierwszej linii technologicznej „Jamał LNG”. Według tego scenariusza produkcja LNG w 2025 roku wzrośnie do 42 mln ton rocznie i do 68 mln ton rocznie w 2035 roku (Никитина 2016).

Literatura

- Барсуков, Ю. 2016. С опорой на собственные силы. НОВАТЭК решил главную проблему «Ямал СПГ» за счет Китая. *Kommersant* №76 от 30.04.2016.
- Chen i in. 2016 – Chen, Z., An, H., Gao, X., Li, H. i Hao, X. 2016. Competition pattern of the global liquefied natural gas (LNG) trade by network analysis. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 33, s. 769–776, <http://dx.doi.org/10.1016/j.jngse.2016.06.022>.
- Choi, M.S. 2010. LNG for Petroleum Engineers, Society of Petroleum Engineers, SPE 133722.
- Дмитриевна, Т. 2015. Производство и экспорт СПГ: мировые тенденции и российские перспективы. *Морские порты* №4.
- Горлин, Б. 2015. «Балтийский СПГ» вышел на старт. *Kommersant* №10 от 23.01.2015.

- Фадеева, А. 2016. Газпромбанку СПГ не нужен. *Vedomosti* № 4007 от 03.02.2016.
- Фадеева, А. 2016. Новатэк продал 9,9% в «Ямал СПГ» китайскому Фонду Шелкового пути. *Vedomosti* z 15.03.2016. [Online] Dostępne w: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2016/03/15/633666-novatek-yamal> [Dostęp: 18.01.2016].
- Krzyzia, D. 2016. Poziom konkurencji na światowym rynku gazu ziemnego. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 19, z. 2, s. 47–64.
- Кувшинова, О. 2016. Shell может получить до 49% в «Балтийском СПГ» «Газпрома». *Vedomosti* 11.04.2016. [Online] Dostępne w: <https://www.vedomosti.ru/business/news/2016/04/11/637151-shell-baltiiskom-spg> [Dostęp: 18.01.2016].
- Махнева, А. 2016. Газ поддался сжижению. *Vedomosti* № 4077 от 19.05.2016.
- Мельников, К. 2014. Санкции разжижают российский газ. *Kommersant* №171 от 23.09.2014.
- Мордюшенко, О. 2014. «Газпрому» не дается жидкое состояние. *Kommersant* №185 от 13.10.2014.
- Мордюшенко, О. 2015. «Роснефть» дождала «Печору СПГ». *Kommersant* №226 от 08.12.2015.
- Никитина, А. 2016. Platts: Россия оценивает свои СПГ – возможности // «Нефтегазовая Вертикаль». [Online] Dostępne w: http://www.ngv.ru/news/platts_rossiya_otseivaet_svoi_spg_vozmozhnosti/?sphrase_id=3234748 [Dostęp: 18.01.2016].
- Paltsev, S. 2014. Scenarios for Russia's natural gas exports to 2050. *Energy Economics* 42, s. 262–270. [Online] Dostępne w: <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2014.01.005> [Dostęp: 18.01.2016].
- Папченкова, М. 2015. Российский газ подпал под санкции. *Vedomosti* № 3891 от 10.08.2015.
- Папченкова, М. і Серов, М. 2014. «Роснефть» – не повод для экспорта. *Vedomosti* № 3655 от 19.08.2014.
- Павловский, С. 2015. «Роснефть» может построить «Дальневосточный СПГ» в другом месте из-за транспортных проблем. [Online] Dostępne w: <http://teknoblog.ru/2015/05/29/39780> [Dostęp: 29.05.2015].
- Soderbergh i in. 2010 – Soderbergh, B., Jakobsson, K. i Aleklett, K. 2010. European Energy Security: an analysis of future Russian natural gas production and exports. *Energy Policy* 38, s. 7827–7843.
- Szurlej i in. 2015 – Szurlej, A., Ruszel, M. i Olkusi, T. Czy gaz ziemny będzie paliwem konkurencyjnym? *Rynek Energii* 5(120), s. 3–10.
- Терентьева, А. і Серов, М. 2014. Выбор «Газпрома». *Vedomosti* № 3694 от 13.10.2014.
- Воробьев, А. 2016. «Ямал СПГ» занял в России. *Vedomosti* № 4053 от 12.04.2016.
- Звуйковский, Н. 2016. Сдержанны оптимизм. Обзор российских СПГ-проектов. *Oil & Gas Journal Russia*, s. 51. [Online] Dostępne w: www.gazprom.ru [Dostęp: 18.01.2016].
- [Online] Dostępne w: www.novatek.ru [Dostęp: 18.01.2016].
- [Online] Dostępne w: www.pechoralng.ru [Dostęp: 18.01.2016].
- [Online] Dostępne w: www.yamallng.ru [Dostęp: 18.01.2016].
- [Online] Dostępne w: www.komitet2-13.km.duma.gov.ru/ [Dostęp: 18.01.2016].

