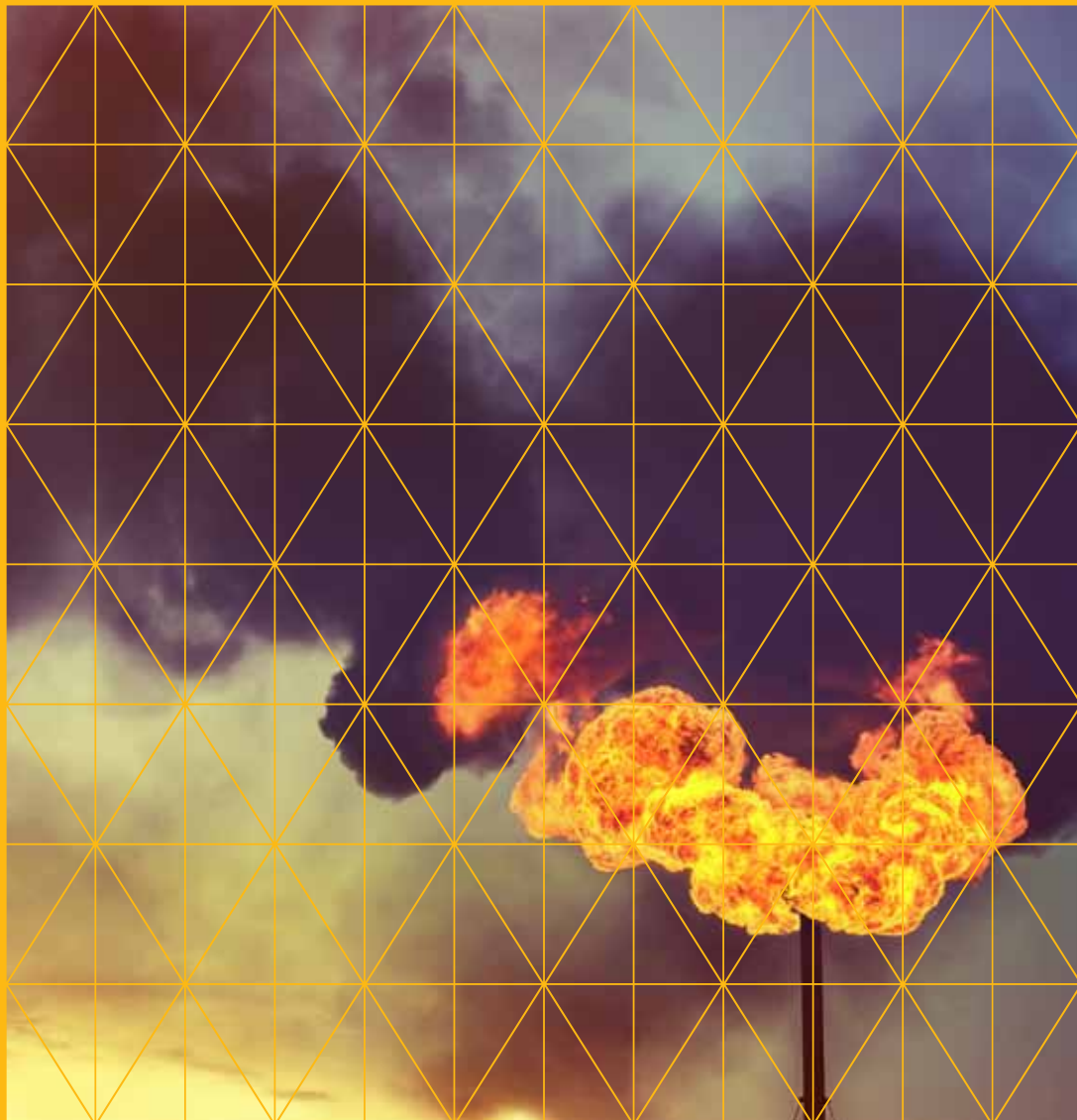


63

PRACE OSW

OSW



NA ROZDROŻU

AKTUALNE PROBLEMY ROSYJSKIEGO
SEKTORA GAZOWEGO

Szymon Kardaś

PRACE OSW

NUMER 63
WARSZAWA
MARZEC 2017

NA ROZDROŻU

AKTUALNE PROBLEMY ROSYJSKIEGO SEKTORA GAZOWEGO

Szymon Kardaś



OSW | CENTRE FOR EASTERN STUDIES
OŚRODEK STUDIÓW WSCHODNICH im. **Marka Karpia**

© Copyright by Ośrodek Studiów Wschodnich
im. Marka Karpia / Centre for Eastern Studies

REDAKCJA MERYTORYCZNA

Adam Eberhardt, Marek Menkiszak

REDAKCJA

Anna Łabuszewska

WSPÓŁPRACA

Małgorzata Zarębska, Katarzyna Kazimierska

OPRACOWANIE GRAFICZNE

PARA-BUCH

ZDJĘCIE NA OKŁADCE

Agencja Shutterstock

SKŁAD

GroupMedia

MAPA

Wojciech Mańkowski

WYDAWCA

Ośrodek Studiów Wschodnich im. Marka Karpia

Centre for Eastern Studies

ul. Koszykowa 6a, Warszawa

Tel. + 48 /22/ 525 80 00

Fax: + 48 /22/ 525 80 40

osw.waw.pl

ISBN 978-83-62936-98-4

Spis treści

TEZY /5

WSTĘP /8

I. SEKTOR WYDOBYWCZY /11

1. Główne ośrodki wydobycia gazu w Rosji /11
2. Główni producenci gazu w Rosji /14
3. Stagnacja w sektorze wydobywczym /18
4. Przyczyny osłabienia pozycji Gazpromu /20
 - 4.1. Negatywne trendy na rynkach eksportowych /20
 - 4.2. Spadek konsumpcji gazu w Rosji i obciążenia fiskalne /21
 - 4.3. Wzrost konkurencji ze strony tzw. niezależnych producentów gazu /23
5. Perspektywy wzrostu wydobycia /26
6. Infrastruktura na potrzeby wewnętrzne /29
 - 6.1. Sieć przesyłowa /29
 - 6.2. Magazyny gazowe /31
 - 6.3. Infrastruktura służąca do przetwórstwa gazu w Rosji /31

II. ROSYJSKA STRATEGIA EKSPORTOWA W SEKTORZE GAZOWYM W LATACH 2000–2016 /33

1. Cele strategii eksportowej w sektorze gazowym /33
2. Rosyjski eksport gazowy w latach 2000–2016: kierunki i wolumeny /34
3. Istniejące i planowane gazociągi eksportowe /36
 - 3.1. Dywersyfikacja szlaków eksportu do Europy /37
 - 3.2. Plany i perspektywy budowy nowych gazociągów eksportowych do Europy /38
 - 3.3. Plany budowy gazociągów do Chin /44
4. Projekty LNG /46
 - 4.1. Projekty działające i realizowane /46
 - 4.2. Projekty w fazie planistycznej /47
 - 4.3. Przyczyny opóźnień w realizacji rosyjskich projektów LNG /48
 - 4.4. Udział rosyjskich firm w handlu LNG na świecie /51
5. Perspektywy wzrostu eksportu /53

III. REFORMA RYNKU GAZOWEGO: PLANY I PERSPEKTYWY /58

- 1. Zwolennicy i przeciwnicy zmian /58**
- 2. Liberalizacja cen i problem taryf przesyłowych /59**
- 3. Zmiany fiskalne /62**
- 4. Plany przekształcenia Gazpromu i demonopolizacja eksportu /63**

Aneks I. Dostawy rosyjskiego gazu według kierunków i wolumenów (poza LNG) w latach 2002–2016 (w mld m³ rocznie) **/68**

Aneks II. Eksport rosyjskiego gazu systemem rurociągowym (w mld m³) **/70**

TEZY

1. Od kilku lat obserwujemy stagnację w produkcji gazu w Rosji, co jest konsekwencją znaczącego zmniejszenia wydobycia przez Gazprom. Zmniejsza się też systematycznie udział największego rosyjskiego koncernu gazowego w wydobyciu gazu w Rosji ogółem. Główne przyczyny osłabienia pozycji Gazpromu na rosyjskim rynku gazowym są związane z jednej strony z dekoniunkturą na rynkach zewnętrznym (głównie spadek dostaw na rynek ukraiński). Z drugiej istotne znaczenie ma także spadek konsumpcji gazu w samej Rosji oraz wzrost znaczenia konkurencji na rosyjskim rynku gazowym ze strony tzw. niezależnych producentów (Rosnieft', Novatek). Częściowo na negatywne trendy ma także wpływ polityka fiskalna w sektorze gazowym.
2. Mimo optymistycznych założeń czynionych przez rosyjskie władze oraz ambitnych planów rosyjskich koncernów, perspektywy wzrostu wydobycia gazu w Rosji są pesymistyczne. Firmy gazowe dysponują co prawda odpowiednią bazą surowcową umożliwiającą wzrost produkcji w krótkim horyzoncie czasowym, ale negatywnie kształtują się średnio- i długoterminowe perspektywy wzrostu popytu na rosyjski gaz w Rosji oraz za granicą. Poza tym w długoterminowej perspektywie problemem mogą się okazać opóźnienia w zagospodarowywaniu nowych złóż, co może stać się istotną barierą wzrostu produkcji gazu w Rosji.
3. W latach 2000–2016 rozbudowano co prawda sieć przesyłową wewnątrz Rosji, podnosząc poziom gazyfikacji kraju, ale nadal osiągnięte wskaźniki są dużo niższe od zakładanych. Poza tym istniejąca infrastruktura przesyłowa jest znacząco wyeksploatowana i wymaga dużo większych nakładów inwestycyjnych od dotychczas przeznaczanych przez Gazprom na ten cel.
4. Rosja tylko częściowo zrealizowała strategiczne cele w eksportowej polityce gazowej. Udało się zdywersyfikować szlaki eksportu gazu do Europy poprzez wybudowanie gazociągów Jamał–Europa oraz Nord Stream. Jednocześnie wykorzystywanie dostaw gazu jako instrumentu polityki zagranicznej, widoczne najbardziej dobitnie na przykładzie Ukrainy (2005/2006, 2008/2009 oraz 2014–2016), doprowadziło do niekorzystnych implikacji politycznych dla Rosji oraz negatywnych konsekwencji ekonomicznych dla Gazpromu i całego sektora.

Mimo starań nie udało się także realnie zdywersyfikować kierunków eksportu (dopiero w latach 2014–2015 stworzono wiążącą bazę prawną dla realizacji wspólnych gazowych projektów rosyjsko-chińskich).

5. Uwzględniając obecne trendy w zakresie zapotrzebowania na gaz na rynkach zewnętrznych – spadek konsumpcji i brak perspektyw znaczącego wzrostu w Europie, systematycznie obniżane prognozy wzrostu konsumpcji gazu w Azji – znaczący wzrost rosyjskiego eksportu gazowego wydaje się w perspektywie krótko- i średnioterminowej nierealny. Jest bardzo prawdopodobne, że w najbliższych pięciu latach Rosji uda się utrzymać obecny udział w rynku europejskim (ok. 30%), co jest z jednej strony konsekwencją obowiązywania wielu kontraktów długoterminowych, wciąż relatywnie dużej konkurencyjności rosyjskiego gazu oraz stopniowego uelastyczniania rosyjskiej polityki handlowej; z drugiej wynika z wciąż niewielkich postępów w zakresie realnej dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Europy. W perspektywie średnio- oraz długoterminowej poważnym wyzwaniem dla Rosji na rynku europejskim może się natomiast okazać spodziewany wzrost podaży LNG, co znacząco zaostrzy konkurencję wśród światowych eksporterów gazu. Natomiast realna dywersyfikacja kierunków eksportu rosyjskiego gazu systemem rurociągowym (rynek chiński) jest perspektywą długoterminową; jednocześnie prognozowane wolumeny eksportu do Chin (zgodnie z zawartym w 2014 roku kontraktem docelowo 38 mld m³ rocznie) nie będą stanowiły rzeczywistej alternatywy dla zachowującego strategiczne znaczenie rynku europejskiego.
6. Strategia rozwoju sektora gazu skroplonego nie została dotychczas zrealizowana; częściowo z powodu zaniechań i braku woli politycznej po stronie rosyjskich władz oraz firm energetycznych (głównie Gazpromu). Do pewnego stopnia jest to jednak również konsekwencja dynamicznych zmian na zewnętrznych rynkach energetycznych, w szczególności wzrostu konkurencji i nadpodaży surowca, prowadzących do spadku cen i wpływających tym samym na zmniejszenie opłacalności realizacji kosztownych rosyjskich projektów. Ponadto na opóźnienia wpływają również problemy finansowe rosyjskich firm.
7. Mimo wielu zapowiedzi i branżowych dyskusji nie udało się przeprowadzić kompleksowej reformy systemowej sektora gazowego. Najbardziej problematyczne pozostają kwestie liberalizacji cen, mechanizmu ustalania taryf przesyłowych, system opodatkowania w branży

gazowej oraz postulowana przez zwolenników zmian restrukturyzacja Gazpromu i dalsze ograniczanie monopolu eksportowego koncernu. Co prawda obserwowany w ostatnich latach wzrost pozycji tzw. niezależnych producentów gazu zwiększał prawdopodobieństwo przeprowadzenia poważniejszych reform rosyjskiego sektora gazowego (przykładem tego jest uzyskanie możliwości eksportu gazu w formie LNG). Jednak pogarszająca się sytuacja gospodarcza w Rosji, niepewność na rynkach energetycznych, złożoność problemów, jakie należałoby rozwiązać pakietowo, przy niechęci prezydenta Putina do podejmowania ryzykownych decyzji politycznych, oddala tę perspektywę przynajmniej na 5-10 lat.

WSTĘP

Sektor gazowy ma z punktu widzenia finansów państwa mniejsze znaczenie niż sektor naftowy (przykładowo w 2014 roku wpływy z podatku od wydobycia ropy wyniosły prawie 4 bln rubli, a od wydobycia gazu niecałe 0,4 bln rubli¹), jednak odgrywa ważną rolę w innych sferach gospodarki, głównie poprzez wykorzystywanie Gazpromu do realizacji społeczno-gospodarczych celów wewnętrznej polityki państwa. Poza tym udział gazu w wykorzystaniu pierwotnych źródeł energii stanowi ponad 50%. Ponad 48% konsumpcji rosyjskiego gazu przypada na produkcję energii elektrycznej, ok. 12% na potrzeby przemysłu, niecałe 11% na gospodarstwa domowe, niecałe 7% zużywa transport gazu; na pozostałe obszary przypada łącznie ok. 22%².

Kontrolowany przez państwo Gazprom jest jednym z największych płatników podatków do budżetu (805,1 mld rubli w 2015 roku; dla porównania zajmująca pierwsze miejsce Rosneft' – 1,12 bln rubli)³. Według danych za 2015 rok spośród wszystkich firm kontrolowanych przez państwo udział Rosnefti w odprowadzanych do budżetu podatkach wyniósł 50%, a Gazpromu 35%.

Maleje jednak systematycznie znaczenie eksportu gazowego jako źródła wpływu do budżetu. Wynika to nie tyle ze spadku wolumenu eksportu (głównie do państw poradzieckich z wyłączeniem państw bałtyckich), ile z drastycznej obniżki cen, związanej ze spadkiem światowych cen ropy. Jeszcze w 2014 roku średnia cena rosyjskiego gazu sprzedawanego do odbiorców europejskich wyniosła 345 USD za 1000 m³; w 2015 roku – 243,3 USD za 1000 m³, a w 2016 roku zaledwie 167 USD za 1000 m³. Tym samym wartość rosyjskiego eksportu gazowego, która w 2008 roku osiągnęła rekordowy poziom 69,1 mld USD, spadła w 2016 roku do poziomu ok. 29 mld USD⁴.

Gazprom jako największy producent i dostawca gazu na rynek wewnętrzny jest ważnym narzędziem wykorzystywanym przez państwo do pośredniego subsydiowania krajowej produkcji przemysłowej. W szczególności dotyczy to

¹ ФНБ на всех не хватит, <https://www.gazeta.ru/business/2014/10/22/6271465.shtml>

² Dane za: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/9162.pdf>

³ «Новая модель развития» России зависит от нефтегазового сектора, <https://cont.ws/post/437729>; «Роснефть» в 2015 году заплатила налогов на 1,12 трлн рублей, <https://rns.online/energy/Rosneft-v-2015-godu-zaplatila-nalogo-na-112-trln-rublei-2016-06-30/>

⁴ Dane za Bankiem Centralnym Federacji Rosyjskiej: http://www.cbr.ru/statistics/?Prtid=svs&ch=Par_27472#CheckedItem

newralgicznych dla państwa obszarów: produkcja stali, przemysł obronny, rolnictwo czy sektor elektroenergetyczny. Dostawy gazu po niskich cenach przyczyniają się do poprawy konkurencyjności rosyjskiej produkcji, co jest bardzo dobrze widoczne na przykładzie branży stalowej.

Państwo wykorzystuje również Gazprom do realizacji dostaw gazu do tych regionów Rosji, które są deficytowe z punktu widzenia dostawców kierujących się motywacjami *stricte* ekonomicznymi. Przykładem są m.in. dostawy do takich obwodów jak archangielski, jarosławski, twerski czy regiony północnokaukaskie, które znajdują się na liście największych dłużników Gazpromu⁵. Środki generowane przez Gazprom są ponadto wykorzystywane przez państwo do finansowania kosztownych przedsięwzięć organizacyjnych, jak choćby zimowe igrzyska olimpijskie w Soczi czy planowane w 2018 roku w Rosji mistrzostwa świata w piłce nożnej.

Działalność koncernu stanowi także ważne źródło dochodów polityczno-biznesowej elity Rosji. Mimo malejących w ostatnich latach przychodów, wynagrodzenia dla osób zasiadających w zarządzie i radzie dyrektorów koncernu systematycznie rosną. Za trzy kwartały 2016 roku przychody koncernu z eksportu gazu spadły o ponad 30%, natomiast zarobki członków zarządu (licząc łącznie uposażenia i premie) wzrosły o ok. 22%⁶.

Zachodzące zmiany na rynkach zewnętrznych oraz wewnątrz Rosji sprawiły, że rosyjski sektor gazowy znalazł się niejako na rozdrożu. Wpływa na to nasilająca się rywalizacja między Gazpromem a tzw. niezależnymi producentami gazu, wielość koncepcji zmian w sektorze oraz konieczność uwzględniania przez władze zarówno państwowych interesów ekonomicznych, jak i politycznych.

Celem niniejszego opracowania jest przedstawienie aktualnej kondycji rosyjskiego sektora gazowego i perspektyw jego rozwoju. W pracy zarysowano również w ograniczonym zakresie kontekst zmian, jakie zaszły w rosyjskim sektorze gazowym w latach 2000–2016.

W części I przeanalizowana została kondycja sektora wydobywczego, z uwzględnieniem zmieniającego się układu sił wśród producentów oraz

⁵ Долги потребителей за газ выросли до 162 млрд рублей, <http://izvestia.ru/news/601977#ixzz4KnJEnFt5>

⁶ «Газпром» увеличил вознаграждение членам правления на 22%, <http://www.vedomosti.ru/business/articles/2016/11/15/664851-gazprom-uvelichil-voznagrashdenie>

wskazaniem czynników, które wpływają na obecną stagnację w zakresie produkcji gazu. Część II jest próbą bilansu rosyjskiej polityki eksportowej w sektorze gazowym, obejmującą zarówno charakterystykę kierunków i wolumenów eksportu, jak i ocenę realizacji projektów, których celem było umożliwienie dywersyfikacji szlaków eksportu surowca poza granice Rosji (zarówno projekty gazociągowe, jak i program LNG). Część III poświęcona jest planom i perspektywom reform sektora, z uwzględnieniem kwestii fiskalnych, liberalizacji cen, planów przekształceń własnościowych Gazpromu oraz ograniczenia przywilejów eksportowych największego rosyjskiego koncernu gazowego.

I. SEKTOR WYDOBYWCZY

Według opublikowanego w czerwcu 2016 roku BP Statistical Review of World Energy Rosja ma drugie co do wielkości na świecie (po Iranie) potwierdzone zasoby gazu ziemnego – 32,3 bln m³, co stanowi 17,3% zasobów światowych. Rosja jest także obecnie drugim po USA największym producentem gazu na świecie – 16,1% produkcji światowej⁷.

1. Główne ośrodki wydobycia gazu w Rosji

Głównym regionem wydobywczym gazu pozostaje niezmiennie **Syberia Zachodnia**, a przede wszystkim Jamalsko-Nieniecki Okręg Autonomiczny (rozmieszczenie złóż przedstawia Mapa 1) zapewniający w latach 2000–2016 ok. 79–83% ogólnej produkcji gazu w Rosji⁸. Złóża zachodniosyberyjskie zapewniają łącznie ok. 90% rosyjskiej produkcji gazu ogółem, w tym złoża Jamburskie, Urengojskie i Miedwieżje, które łącznie dostarczają ok. 3/4 produkcji (wykaz najważniejszych rosyjskich złóż gazowych zawiera Tabela 1). Wśród innych złóż zachodniosyberyjskich wymienić należy również te znajdujące się w Chanty-Mansyjskim Okręgu Autonomicznym, w Republice Komi oraz w obwodach archangielskim i orenburskim. Gaz wydobywany jest również w regionach południowych: m.in. w Kraju Krasnodarskim, Kraju Stawropolskim oraz w obwodzie saratowskim.

Tabela 1. Największe rosyjskie złoża gazowe

Nazwa złoża	Potwierdzone zasoby (w mld m ³)	Właściciel	Początek eksploatacji	Produkcja (w mld m ³)		
				2013	2014	2015
Urengojskie	5 333	Gazprom	1978	90,6	85,5	b.d.
Bowanienkowskie	4 304	Gazprom	2012	22,8	42,8	61,9 ⁹
Sztokmanowskie	3 939	Gazprom	-	-	-	-
Jamburskie	3 109	Gazprom	1986	75,3	62,8	b.d.
Astrachańskie	3 087	Gazprom	1987	11,7	11,1	b.d.

⁷ <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

⁸ Dane za ТЭК России – 2015, <http://ac.gov.ru/files/publication/a/9162.pdf>

⁹ Газпром в 2015 г. в 1,5 раза нарастил добычу на Бованенково, <http://www.oilru.com/news/506418/>. Z kolei w 2016 roku wydobycie wyniosło 67,4 mld m³: «Газпром» запустил новый трубопровод Бованенково – Ухта – 2, <http://www.vedomosti.ru/business/article-s/2017/01/19/673576-gazprom-bovanenkovo-uhta>

Nazwa złoża	Potwierdzone zasoby (w mld m ³)	Właściciel	Początek eksploatacji	Produkcja (w mld m ³)		
				2013	2014	2015
Zapolarnoje	2 353	Gazprom	2001	117,5	97,9	b.d.
Kowyktyńskie	1 563	Gazprom	2022	-	-	-
Charasawejskie	1 422	Gazprom	2019-2024	-	-	-
Kruzenszternskie	1 349	Gazprom	2022-2025 2027-2030	-	-	-
Južno-Tambejskie	1 003	Gazprom	2024-2027 po 2029-2030	-	-	-
Jużnorusskoje	862	Gazprom	2007	25,1	25	b.d.
Siewiero-Tambejskie	862	Gazprom	po 2029-2030	-	-	-
Czajandińskie	708	Gazprom	2018	-	-	-
Orenburskie	664	Gazprom	1971	16,9	16,3	b.d.
Miedwieżje	559	Gazprom	1972	12,2	10,4	b.d.

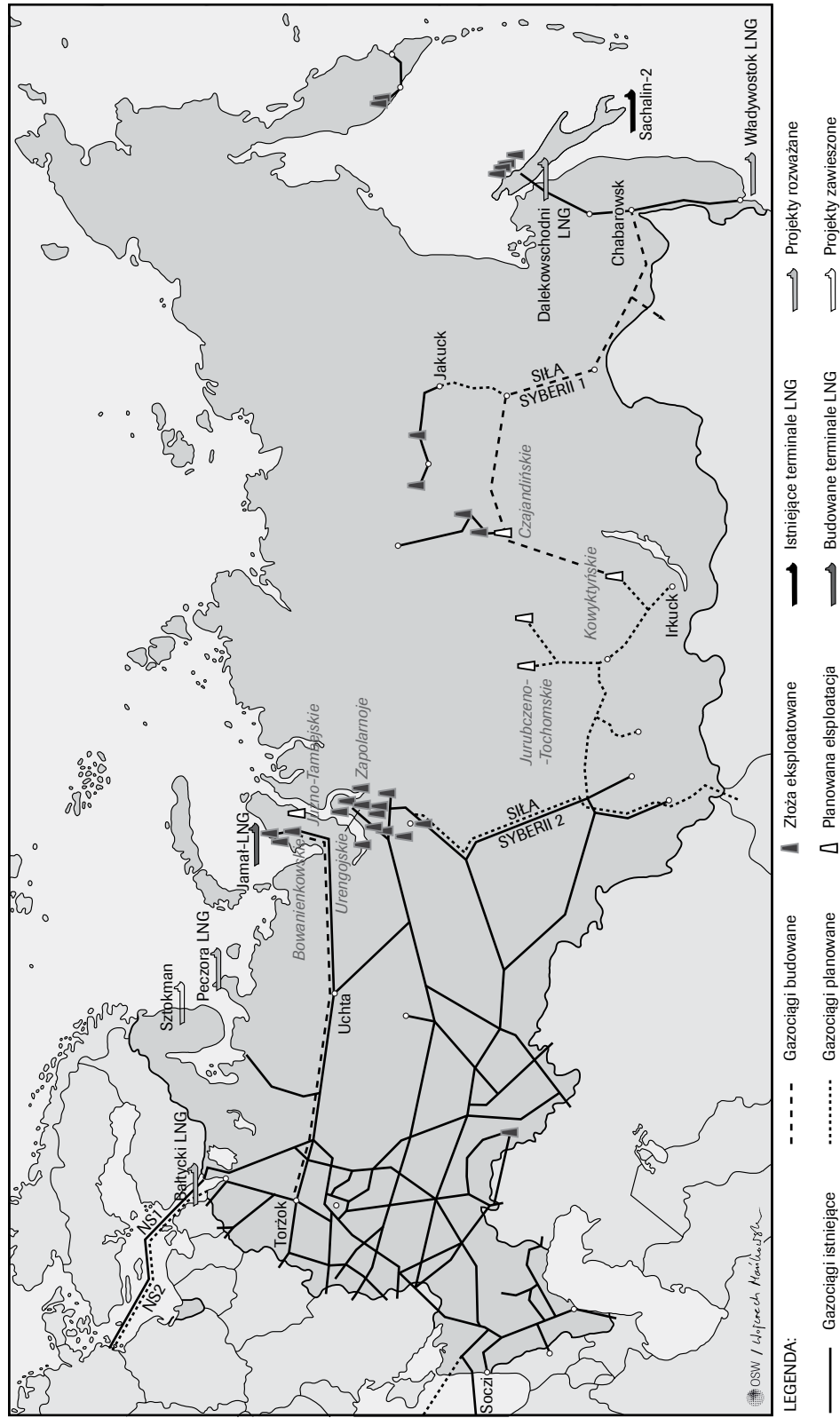
Opracowanie własne na podstawie danych Ministerstwa Surowców Naturalnych Rosji oraz danych publikowanych przez agencje Interfax, Argus i Nieff' Rossii (Нефть России).

Należy jednocześnie zaznaczyć, że **dynamicznie postępuje proces wyczerpywania się zasobów złóż zachodniosyberyjskich**; większość z nich znajduje się w zaawansowanym stadium wyeksploatowania. Złoża te eksploatowane są bowiem w większości od lat 70. i 80.: złożo Jamburskie wyeksploatowane jest obecnie w przeszło 50%, Urengojskie – w przeszło 60%, a Miedwieżje – w przeszło 80%. Widoczne jest to po wynikach produkcji spółek córek Gazpromu. Największe spadki notują właśnie gazpromowskie spółki eksploatujące złoża zachodniosyberyjskie: Zapolarnoje, Urengojskie i Jamburskie.

Konsekwencją tego są działania podejmowane na rzecz zagospodarowania złóż w ośrodkach wydobywczych znajdujących się w północnej części Rosji (Półwysep Jamalski i szelf arktyczny) oraz we wschodniej części kraju (Syberia Wschodnia i Daleki Wschód). Jednocześnie należy zaznaczyć, że wbrew wcześniejszym planom, dynamika wzrostu w nowych ośrodkach wydobywczych nie jest duża. Jeśli chodzi o jedno z najbardziej perspektywicznych dla Gazpromu złóż Bowanienkowo¹⁰ (Półwysep Jamalski), to w 2013 roku zamiast

¹⁰ Produkcja gazu ze złoża rozpoczęła się oficjalnie w październiku 2012 roku; koszt prac przygotowawczych, umożliwiających inaugurację eksploatacji wyniósł łącznie ok. 41 mld USD, co sytuuje projekt wśród dziesięciu najdroższych projektów wydobywczych na świecie. Падение спроса на газ ставит планы освоения Ямала под вопрос, <http://barentsobserver.com/ru/energiya/2013/05/padenie-sprosa-stavit-plany-osvoeniya-yamala-pod-vopros-23-05>

Mapa 1. Rozmieszczenie źróź gazowych oraz infrastruktura przesyłowa



Źródło: Итоги работы Минэнерго России и основные результаты функционирования ТЭЖ в 2015 году

planowanych 46,3 mld m³ gazu wydobyto zaledwie niecałe 30 mld m³. Co prawda w 2015 roku wydobycie wzrosło do 61,9 mld m³ gazu, ale było to poniżej zakładanych wcześniej na ten rok planów (75 mld m³). Z kolei w 2016 roku produkcja wzrosła do 67,4 mld m³, ale poziom ten dowodzi, że całkowicie nie-realistyczny wydaje się plan zwiększenia produkcji ze złoża Bowanienkowo do 115 mld m³ gazu rocznie w 2017 roku¹¹.

Podobnie przedstawia się sytuacja na rosyjskim Dalekim Wschodzie i Syberii Wschodniej. W Strategii energetycznej do 2030 roku prognozowano, że wydobycie w regionie osiągnie w 2015 roku w wariancie optymistycznym poziom 58 mld m³; w wariancie pesymistycznym 44 mld m³. W rzeczywistości wydobycie wyniosło niewiele ponad 41 mld m³.

2. Główni producenci gazu w Rosji

Gaz w Rosji produkowany jest obecnie przez ok. 260 spółek. Kluczowe znaczenie w tym gronie ma nadal państwowy koncern gazowy **Gazprom**, który samodzielnie odpowiada za ok. 63% krajowego wydobycia (68,1% po doliczeniu wydobycia spółek zależnych i joint venture). Drugi pod względem znaczenia jest największy prywatny producent – **Novatek**, który samodzielnie odpowiada za 8% krajowego wydobycia (10,7% po doliczeniu wydobycia spółek zależnych i joint venture). Za pozostałą część odpowiadają z jednej strony największe **koncerny naftowe na czele z Rosnieftią** – samodzielnie kontroluje 7,2% produkcji krajowej (9,4% po doliczeniu wydobycia spółek zależnych i joint venture) – oraz **mniejsze prywatne firmy**. Zestawienie najważniejszych firm wydobywających gaz zawiera Tabela 2; z kolei wykaz najważniejszych joint venture z udziałem Gazpromu, Novateku i Rosniefti zawiera Tabela 3.

¹¹ Docelowo złożo ma produkować 140 mld m³ gazu rocznie.

Tabela 2. Produkcja gazu w Rosji w latach 2000–2016 według producentów (w mld m³)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Gazprom	523,2	515,5	519,9	540,2	542,8	547,1	550,3	550,14	550,9	462,3	509	510,1	478,5	476,4	432,2	408,6	405,7
Gazprom- neft'	0	0	0	0	0	0	2,1	1,8	2,2	4,3	4,9	9	10,9	12,7	13,4	14,2	15,6
Novatek	0	0,04	0,04	0,03	0,03	25,4	28,8	28,5	30,8	32,8	37,8	53,5	51,3	53,1	53,7	52	50,9
Rosneft'	5,6	6,1	6,4	7	9,4	13	13,6	15,5	13	17,4	17,3	18,6	20,2	40,6	44	46,7	50,4
ŁUKoil	3,6	3,7	4,1	4,8	5	5,8	14,1	13,7	14,2	14,8	17,4	17,9	18,1	19,5	19,8	19,7	17,6
Surgut- neftiegaz	11,1	11,1	13,3	13,9	14,3	14,4	14,6	14,1	14,1	14	14	13,2	12,4	12,2	9,5	9,6	9,8
Rusneft'	0	0	0	0,7	0,8	1,1	1,6	1,6	1,3	1,8	1,9	2,1	2,1	2	2	2,1	2,5
Slavneft'	0,7	0,7	0,6	0,8	0,9	1	0,9	0,9	0,9	1,3	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Tatneft'	0,7	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	1	1,03
Baszneft'	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,8	0,98
TNK-BP	2,7	4,3	3,6	5	8	8,7	8,7	8,6	10,1	13,1	13,6	14,7	15,7	0	0	0	0
Inne	36,2	38,6	45,9	46,8	51,2	23,4	20,5	16,42	26,1	33,6	47,2	45,9	59,8	64,8	77	92,6	95,7
Suma	584,2	581,2	594,94	620,33	633,53	641	656,2	654,13	664,8	596,6	665,6	687,5	671,5	684	654,3	648,4	651,31

Opracowanie własne na podstawie danych publikowanych przez agencję Argus.

Tabela 3. Prywatni producenci gazu kontrolowani przez Gazprom, Novatek i Rosneft'

Nazwa spółki	Udziałowcy	Poziom produkcji w 2015 roku (w mld m ³)
Arktikgaz ¹²	Gazpromneft', 50% Novatek, 50%	23,6
Nortgaz	Gazprom, 50% Novatek, 50%	10,9
Purgaz	Rosneft', 49% Gazprom, 51% ¹³	12,4 ¹⁴
Sachalin Energy	Gazprom, 50% plus 1 akcja	17,3
Sibneftegaz	Rosneft', 50%	11,8
Terneftegaz	Novatek, 51% Total ¹⁵ , 49%	2,4
Tajmyrgaz	Rosneft', 51% ¹⁶	2,2
Tomskneft'	Gazpromneft', 50% Rosneft', 50%	2,1

Opracowanie własne na podstawie danych publikowanych przez agencję Interfax.

¹² Konsorcjum Arktikgaz dysponuje łącznie potwierdzonymi zapasami na poziomie 695 mld m³ gazu (stan na 31 grudnia 2014 roku). Wzrost produkcji gazu w ramach konsorcjum ma rekordową dynamikę: jeszcze w 2012 roku wydobyto zaledwie 1,78 mld m³ gazu, w 2013 roku 5 mld m³, w 2014 roku 7,78 mld m³, w 2015 roku już 23,6 mld m³, a w 2016 roku ok. 26 mld m³. Dane publikowane przez agencję Argus.

¹³ Gazprom faktycznie kontroluje spółkę, choć formalnie ma poprzez spółkę córkę Gazprom Nojabrsk niecałe 49% udziałów w konsorcjum; 1,7% udziałów ma Gazprombank. Gazprom zdecydował się na przekazanie 1,7% Gazprombankowi w celu uniknięcia płacenia wyższego podatku NDPI (podatek od wydobycia). Brak kontroli ze strony Gazpromu oznacza, że Purgaz jako joint venture traktowana była jako tzw. niezależny producent gazu, co przekładało się na to, że mogła płacić niższy podatek od wydobycia. Jednak po wszczęciu postępowań przez Federalną Służbę Podatkową (wspartą przez Komitet Śledczy Federacji Rosyjskiej), która oskarżyła Purgaz o próbę obejścia prawa, spółka została zmuszona do zapłacenia zaległych podatków za lata 2013–2015 (ok. 13,5 mld rubli). Налоговый маневр «Пургаза» стоил уголовного дела для гендиректора и 13 млрд рублей выплат в ФНС, https://newdaynews.ru/yamal_ugra/562294.html

¹⁴ Dane pochodzą ze statystyk publikowanych przez akcjonariuszy konsorcjum, "Пургаз" отдал ФНС всю выручку за год, <http://www.kommersant.ru/doc/2939944>

¹⁵ Total jako akcjonariusz Novateku jest największym zagranicznym inwestorem w rosyjskim sektorze energetycznym.

¹⁶ Rosneft' nabyła udziały w joint venture w 2014 roku; 6 października 2014 roku Federalna Służba Antymonopolowa wydała zgodę na transakcję. ФАС разрешила "Роснефти" купить 51% "Таймыргаз", <http://www.interfax.ru/business/400454>

Ważny jest także udział gazu produkowanego w ramach projektów opartych na **umowach o podziale produkcji**. Obecnie w Rosji działają trzy takie projekty.

Największym jest projekt **Sachalin 2**, którego operatorem jest konsorcjum Sachalin Energy (w 2014 roku minęło dwadzieścia lat od początku projektu). W jego skład wchodzi Gazprom (50% plus 1 akcja), brytyjsko-holenderski koncern Shell (27,5% minus 1 akcja) oraz japońskie firmy Mitsui (12,5% akcji) i Mitsubishi (10% akcji). Wydobycie Sachalin Energy wyniosło w 2013 roku 27,8 mld m³, a w 2016 roku 17,4 mld m³.

Drugim jest projekt **Sachalin 1**, którego operatorem jest Exxon Mobil (30% udziałów w konsorcjum). Poza firmą amerykańską w skład konsorcjum wchodzi Rosnieft' (20%), indyjska firma ONGC (20%) oraz japońska firma SODECO (30%). Problemem na drodze do rozszerzenia produkcji gazu jest dostęp do infrastruktury przesyłowej. Innym ważnym zagadnieniem są rozważania na temat budowy zakładu skraplania gazu w ramach projektu. W 2013 roku w ramach projektu wydobyto 9,96 mld m³ gazu, a w 2016 roku 9 mld m³.

Trzecim jest projekt **Chariaga**, realizowany na terenie Jamalsko-Nienieckiego Okręgu Autonomicznego. Udział w jego realizacji biorą francuski koncern Total (40% udziałów)¹⁷, norweski Statoil (30% udziałów) oraz rosyjskie firmy Zarubieźnieft' (20% udziałów) i Nenets Oil (10% udziałów). Wydobycie gazu nie jest jednak znaczące – w 2013 roku zaledwie 207 mln m³, a w 2016 roku ok. 100 mln m³¹⁸.

Systematycznie, choć dynamika jest na razie niewielka, rośnie produkcja tzw. gazu towarzyszącego, wydobywanego przy okazji produkcji ropy. Według danych Ministerstwa Energetyki Federacji Rosyjskiej produkcja ta wynosiła w 2005 roku ok. 42,6 mld m³, a w 2016 roku ponad 82 mld m³. Liderem w tym zakresie pozostaje Rosnieft' (35,6 mld m³ w 2016 roku), dalsze miejsca zajmują ŁUKoil (11,1 mld m³ w 2016 roku), Surgutnieftiegaz (9,5 mld m³ w 2016 roku) i Gazpromnieft' (8,2 mld m³ w 2016 roku)¹⁹. Wzrost produkcji gazu towarzyszącego jest bezpośrednią konsekwencją polityki władz,

¹⁷ Total podpisał umowę w 1999 roku na 29 lat. W 2016 roku Total zdecydował się sprzedać Zarubieźniefti połowę swoich udziałów w projekcie, co zwiększyło udział tej ostatniej do 40%. Po finalizacji transakcji Zarubieźnieft' stała się również operatorem projektu. Za: «Зарубежнефть» получила Харьягу, <http://www.kommersant.ru/Doc/3053025>

¹⁸ Dane publikowane przez pismo *Nieftiegazowaja Wiertikal (Нефтегазовая Вертикаль)*.

¹⁹ Добыча природного и попутного нефтяного газа, <http://minenergo.gov.ru/node/1215>; dane FSUE Argus.

która nakłada na firmy naftowe obowiązek systematycznego podwyższania poziomu jego utylizacji; docelowo w 2020 roku poziom utylizacji ma stanowić 95% (w 2016 roku wyniósł 90%²⁰).

Problemem jest jednak to, że ten segment branży gazowej jest wysoce nierentowny. Cena gazu jest ściśle regulowana, co czyni wysokimi koszty utylizacji. Negatywną konsekwencją tego jest fakt, iż Rosja nadal pozostaje niechlubnym liderem spalania gazu towarzyszącego. Według niektórych raportów w Rosji marnotrawi się w ten sposób ok. 50 mld m³ gazu rocznie.

3. Stagnacja w sektorze wydobywczym

Od kilku lat obserwujemy stagnację w sektorze wydobycia gazu w Rosji. O ile w latach 2000–2008 można było zaobserwować systematyczny wzrost produkcji rosyjskiego gazu – z 584,2 mld m³ w 2000 roku do 664,8 mld m³ w 2008 roku, o tyle w latach 2009–2016 produkcja utrzymywała się w przedziale 640–670 mld m³ gazu rocznie (wyjątkiem był znaczący spadek produkcji w 2009 roku, co było przede wszystkim konsekwencją spowolnienia gospodarczego wywołanego przez międzynarodowy kryzys finansowy i gospodarczy z lat 2008–2009). Szczegółowe dane na temat produkcji gazu w Rosji w latach 2000–2016 zawiera Tabela 2.

W roku 2015 poziom wydobycia był najniższy od 2010 roku – 648,3 mld m³. Poziom ten jest niższy od wskaźników zakładanych w Strategii energetycznej Federacji Rosyjskiej do 2030 roku oraz znacząco niższy od przewidywanego w Schemacie generalnym rozwoju sektora gazowego do 2030 roku (prognozy sporządzone na potrzeby najważniejszych dokumentów strategicznych w sektorze gazowym przedstawia Tabela 5). Warto dodać, że wskaźniki te są niższe także od prognoz formułowanych przez Międzynarodową Agencję Energetyczną, publikowanych w ramach World Energy Outlook.

Zmniejszenie produkcji gazu w Rosji jest przede wszystkim związane ze znaczącym spadkiem wydobycia Gazpromu, co jest ilustracją trwałej tendencji obserwowanej na przestrzeni ostatniej dekady.

W latach 2005–2016 wydobycie Gazpromu spadło o ponad 25% (z ok. 547 mld m³ w 2005 roku do 408,6 mld m³ w 2015 roku i 405,7 mld m³ w 2016 roku).

²⁰ Нефтекомпании РФ в 2016 г повысили уровень утилизации ПНГ до 90%, <http://1prime.ru/energy/20161227/826988596.html>

Osiągane w ostatniej dekadzie wskaźniki są dużo niższe od własnych prognoz Gazpromu z 2008 roku. Koncern zakładał wówczas, że w 2015 roku jego wydobycie własne kształtować się będzie na poziomie 620–640 mld m³ gazu rocznie; uzyskany poziom jest niższy nawet od rewizji dokonanej w 2009 roku (po korekcie prognozowano wydobycie na poziomie 549–553 mld m³ gazu rocznie w 2015 roku).

Korekty prognoz ze strony Gazpromu pojawiają się z coraz większą częstotliwością, co sprawia, że kolejne komunikaty rodzą więcej wątpliwości co do realnych perspektyw wzrostu wydobycia. Jeszcze w 2012 roku koncern utrzymywał, że jest gotów zwiększyć produkcję do 670 mld m³, w 2013 roku koncern zapowiedział produkcję na poziomie 620 mld m³, jesienią 2014 roku na poziomie 550–560 mld m³, a w lutym 2015 roku już tylko w przedziale 490–555 mld m³²¹.

Bardziej długofalową tendencją - widoczną od początku lat 2000. - jest stopniowy spadek udziału Gazpromu w wydobyciu rosyjskiego gazu ogółem. Jeszcze w 2003 roku udział ten kształtował się na poziomie blisko 87,1%, w 2016 roku wyniósł 62,2% (zob. Tabela 4). W ostatnich latach pozycję Gazpromu nieznacznie poprawia rosnące wydobycie ze złóż kontrolowanych przez spółki córki lub joint venture z udziałem koncernu. Uwzględnienie tych danych nie zmienia jednak w sposób zasadniczy niekorzystnych dla Gazpromu trendów.

Tabela 4. Udział Gazpromu w produkcji gazu w Rosji w latach 2000–2016 (w mld m³)

Wydobycie	Gazprom	W Rosji ogółem	Udział Gazpromu (w %)
2000	523,2	584,2	89,5
2001	515,5	581,2	88,7
2002	519,9	594,9	87,4
2003	540,2	620,3	87,1
2004	542,8	633,5	85,7

²¹ «Газпром» понизил ориентир добычи газа к 2020 году, <https://lenta.ru/news/2015/02/13/gazprom/>. Z kolei w prezentacjach przedstawianych w lutym 2015 roku podczas Dni Inwestora w Hongkongu i Singapurze, przedstawiciele Gazpromu zapowiadali, że produkcja w 2020 roku będzie oscylować w przedziale 476–531 mld m³, w tym w regionie Nadym-Pur-Taz (Syberia Zachodnia) ok. 390 mld m³, na Półwyspie Jamalskim od 60 do 115 mld m³, we wschodniej Syberii i na Dalekim Wschodzie ok. 10 mld m³. Z kolei w 2030 roku produkcja planowana jest już w przedziale 580–620 mld m³, w tym w regionie Nadym-Pur-Taz ok. 210 mld m³, na Półwyspie Jamalskim od 250 do 290 mld m³, we wschodniej Syberii i na Dalekim Wschodzie ok. 60 mld m³. Za: Uncertain outlook for gas output, FSUE Argus, 12.02.2015, s. 6.

Wydobycie	Gazprom	W Rosji ogółem	Udział Gazpromu (w %)
2005	547,1	641	85,3
2006	550,3	656,2	83,9
2007	550,14	654,13	84,1
2008	550,9	664,8	82,9
2009	462,3	596,6	77,5
2010	509	665,6	76,5
2011	510,1	687,5	74,2
2012	478,5	671,5	71,2
2013	476,4	684	69,6
2014	432,2	654,3	66
2015	408,6	648,4	63
2016	405,7	651,3	62,2

Opracowanie własne na podstawie danych publikowanych przez FSUE Argus.

4. Przyczyny osłabienia pozycji Gazpromu

Jedną z głównych przyczyn obniżenia poziomu produkcji gazu przez Gazprom są **negatywne trendy popytowe na ważnych dla rosyjskiego koncernu rynkach zewnętrznych oraz zmiana sytuacji na rynku wewnętrznym**, w tym spadek konsumpcji gazu w Rosji, regularne zmniejszanie nakładów w sektorze wydobywczym oraz wzrost konkurencji ze strony tzw. niezależnych producentów gazu.

4.1. Negatywne trendy na rynkach eksportowych

Główną przyczyną drastycznego zmniejszenia produkcji przez Gazprom jest spadek eksportu do odbiorców europejskich oraz państw poradzieckich (z wyłączeniem państw bałtyckich). W 2008 roku dostawy Gazpromu na rynkach zewnętrznych wyniosły ogółem ok. 278,9 mld m³, w 2015 roku 233,4 mld m³, a w 2016 roku 214,1 mld m³ (łącznie z dostawami dla części Donbasu okupowanego przez prorosyjskich separatystów).

Spadek eksportu jest szczególnie widoczny w przypadku rynków państw poradzieckich. Jeszcze w 2006 roku eksport do tych krajów wyniósł 96,1 mld m³ (rekordowy wynik za okres 2000–2016), a w 2016 roku już tylko ok. 26 mld m³, głównie ze względu na drastyczny spadek dostaw na rynek ukraiński

(z 59,2 mld m³ w 2006 roku do 7,8 mld m³ gazu w 2015 roku, do całkowitego wstrzymania importu rosyjskiego gazu przez Ukrainę w 2016 roku)²².

Zauważalny spadek dostaw miał również okresowo miejsce w przypadku **unijnych odbiorców rosyjskiego gazu**. W 2008 roku Gazprom dostarczył unijnym odbiorcom ok. 159,2 mld m³ gazu, a w kolejnych latach dostawy zmniejszały się do poziomu 130 mld m³ w latach 2009–2012. Ponowny wzrost nastąpił w latach 2015–2016, odpowiednio 157,5 i niecałe 154 mld m³ (dokładne dane oraz szersza ocena strategii eksportowej Rosji zob. część II).

4.2. Spadek konsumpcji gazu w Rosji i obciążenia fiskalne

Istotne znaczenie ma również zmiana sytuacji na rosyjskim rynku gazowym, większość gazu wydobywanego w Rosji trafia bowiem na rynek wewnętrzny. Największym odbiorcą surowca jest tradycyjnie elektroenergetyka (ok. 48%), przemysł (ok. 12%) oraz odbiorcy indywidualni (ok. 11%)²³.

Po pierwsze, obserwujemy powolny spadek konsumpcji gazu w Rosji – zużycie gazu spadło w okresie 2005–2015 z 491,4 mld m³ do 454,6 mld m³²⁴. Szczególnie zauważalne jest to w kontekście dostaw realizowanych na rynek wewnętrzny w Rosji przez Gazprom – spadek z 307 mld m³ w 2005 roku do 221,2 mld m³ w 2015 roku²⁵.

Poziom konsumpcji jest niższy od tego, jaki zakładany był w kluczowych dokumentach strategicznych dotyczących sektora gazowego. Schemat generalny rozwoju sektora gazowego do 2030 roku przewidywał w 2015 roku konsumpcję gazu na poziomie 465–485 mld m³²⁶.

Spadek konsumpcji jest przede wszystkim skutkiem spowolnienia gospodarczego w Rosji. Poziom konsumpcji prognozowany w Schemacie generalnym rozwoju sektora gazowego do 2030 roku opierał się na założeniu średniego wzrostu

²² Warto zaznaczyć, że w 2016 roku Ukraina w ogóle nie importowała gazu z Rosji. Gazprom natomiast konsekwentnie księguje dostawy gazu do terenów okupowanych przez prorosyjskich separatystów z tzw. Donieckiej i Ługańskiej Republik Ludowych (w 2016 roku dostawy te obejmowały ok. 2,4 mld m³).

²³ Dane: <http://ac.gov.ru>

²⁴ Dane podawane przez Ministerstwo Energetyki Federacji Rosyjskiej.

²⁵ Dane podawane przez Gazprom.

²⁶ Генеральная схема развития газовой отрасли на период до 2030 года, Москва 2008, s. 2–4.

gospodarczego na poziomie 6,9% w okresie 2007–2010 oraz 6,3% w okresie 2010–2015. Tymczasem rzeczywisty wzrost PKB we wskazanych okresach był dużo niższy, odpowiednio 2,6% oraz 1,3%²⁷.

Inną ważną przyczyną był systematyczny wzrost cen gazu zarówno dla odbiorców przemysłowych, jak i dla ludności. W tym pierwszym przypadku w okresie 2005–2014 nastąpił wzrost o 3,6 razy (ceny w rublach) i 2,7 razy (ceny w dolarach). Z jednej strony skutkuje to zmniejszeniem konkurencyjności gazu w stosunku do innych surowców, z drugiej strony jednak przyczyniło się do poprawy wskaźników energoefektywności oraz zwiększyło zainteresowanie rynkiem wewnętrznym u tzw. niezależnych producentów gazu²⁸. O ile jednak początkowo zakładano, że będzie rosła dochodowość rynku wewnętrznego (ceny surowca, rosnąc o 15–20% rocznie, miały w 2014 roku osiągnąć dochodowość porównywalną z eksportem), a Gazprom był rzeczywiście wypierany z rynku wewnętrznego przez tzw. niezależnych producentów gazu, to w rzeczywistości ten cel nie został osiągnięty. Co więcej, w dalszej perspektywie dynamika wzrostu konsumpcji gazu w Rosji nie będzie znacząca, co najprawdopodobniej wpłynie na zmniejszenie zainteresowania dostawami na rynek wewnętrzny na rzecz rynków zagranicznych (na temat liberalizacji cen na gazowym rynku wewnętrznym Rosji szerzej zob. część III).

Na spadek wydobycia wpływa również obowiązujący w Rosji reżim podatkowy, a w szczególności wysokie stawki podatku od wydobycia (NDPI), nierównomiernie rozkładający obciążenia fiskalne między firmami gazowymi. O ile do 2011 roku stawka NDPI miała jednolity charakter w odniesieniu do Gazpromu i innych uczestników rosyjskiego rynku gazowego, o tyle w kolejnych latach stawki celne podnoszone były w zróżnicowany sposób, uprzywilejowując tzw. niezależnych producentów gazu. W 2012 roku stawka dla Gazpromu wynosiła bowiem 509 rubli za 1000 m³, a dla pozostałych 251 rubli za 1000 m³. W 2014 roku stawki te wzrosły do poziomu odpowiednio 700 i 471 rubli za 1000 m³, w 2015 roku 788 i 552 rubli za 1000 m³, w 2016 roku dla Gazpromu stawkę podniesiono do ok. 1078 rubli za 1000 m³, a w 2017 roku nastąpi kolejna podwyżka o 413 rubli za 1000 m³²⁹.

²⁷ Dane: Rosstat.

²⁸ Внутренний рынок газа: как выйти из бермудского треугольника?, *Нефтегазовая Вертикаль*, nr 13–14, 2015, s. 68.

²⁹ Минфин переливает топливо, <http://www.kommersant.ru/doc/3118953>

Pewien wpływ na zmniejszenie konsumpcji gazu miała również **poprawa energoefektywności** rosyjskiego przemysłu. Najwyższe tempo wzrostu w tym zakresie przypadło na lata 2000–2008 (średnio ok. 5,8% rocznie³⁰).

4.3. Wzrost konkurencji ze strony tzw. niezależnych producentów gazu

Trzeci czynnik wewnętrzny jest związany ze wzrostem konkurencji dla Gazpromu ze strony tzw. niezależnych producentów gazu.

Utrzymujący się w latach 2005–2016 zbliżony poziom produkcji gazu ogółem (z nieznacznymi wzrostami w latach 2010–2013) jest konsekwencją wzrostu wydobycia przez tzw. niezależnych producentów gazu. W 2005 roku ich łączne wydobycie wynosiło 86,9 mld m³, a do 2016 roku zwiększyło się trzykrotnie, osiągając poziom ok. 245 mld m³ gazu (czyli prawie 38% wydobycia gazu w Rosji ogółem). Wynik ten znacząco przewyższa wskaźniki przewidywane w dokumentach programowych dotyczących sektora energetycznego. Jeszcze w styczniu 2013 roku Ministerstwo Rozwoju Gospodarczego Rosji w długoterminowych prognozach dotyczących produkcji gazu przewidywało, że udział tzw. niezależnych producentów gazu wyniesie 27,6% dopiero w 2030 roku³¹.

Wśród tzw. niezależnych producentów czołową rolę odgrywają Novatek – największy prywatny producent gazu w Rosji oraz **Rosnieft'** – największy państwowy koncern naftowy w Rosji.

Novatek, który jeszcze w 2004 roku wydobywał śladowe ilości gazu, w 2005 roku wyprodukował ok. 25,4 mld m³ surowca, a w 2015 roku ponad dwukrotnie więcej, osiągając poziom ok. 53,7 mld m³. Główne złoża eksploatowane przez Novatek znajdują się na Półwyspie Jamalskim.

Z kolei **Rosnieft'** odnotowała w ostatniej dekadzie ponad trzykrotny wzrost wydobycia, z 13 mld m³ gazu w 2005 roku do 46,7 mld m³ gazu w 2015 roku. O ile gaz wydobywany przez Novatek jest głównie (84%) tzw. gazem samodzielnym, czyli wydobywanym w postaci suchej ze złóż *stricte* gazowych, o tyle surowiec wydobywany przez Rosnieft' jest przede wszystkim tzw. gazem

³⁰ http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/32173/1/conference_tpu-2016-C11_V2_p989-992.pdf

³¹ Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года, http://economy.gov.ru/minrec/activity/sections/macro/prognoz/doc20130325_06

towarzyszącym, uzyskiwanym przy okazji produkcji ropy; w 2015 roku stanowił on ok. 76% całkowitej ilości gazu wydobywanego przez Rosnieft’.

Rosnieft’ zwiększyła swój udział w produkcji gazu w Rosji głównie dzięki akwizycjom. W sierpniu 2012 roku Rosnieft’ nabyła 51% udziałów w joint venture utworzonym wspólnie z Nieftiegazowaja kampanija Itera (NGK Itera)³². NGK Itera wniosła jako swoje aktywa do wspólnego przedsiębiorstwa: 49% udziałów w złożu Purgaz (pozostałe 51% należało do Gazpromu), 49% udziałów w spółce Sibnieftiegaz (pozostałe 51% należało wówczas do Novateku) oraz 67% udziałów w spółce Uralsiewiergaz, która działa w segmencie handlu gazem. W zamian za udziały Rosnieft’ przekazała spółce NGK Itera 100% udziałów w spółce Kynsko-Czaselski Nieftiegaz oraz 173,4 mln USD.

W grudniu 2013 roku Rosnieft’ wykupiła należące do Novateku 51% udziałów w firmie Sibnieftiegaz, przejmując tym samym pełną (100% udziałów) kontrolę nad spółką. Z kolei w 2014 roku sfinalizowano transakcję przejęcia przez Rosnieft’ firmy NGK Itera, co doprowadziło do konsolidacji aktywów. W 2013 roku doszło do przejęcia koncernu TNK-BP. Poza tym Rosnieft’ nabyła udziały w kilku ważnych gazowych joint venture (szczegółowe zestawienie zawiera Tabela 3). Zwiększeniu sprzedaży gazu na rynku wewnętrznym pomogło też uruchomienie gazociągu łączącego złoża Wankor z systemem gazociągowym należącym do Gazpromu, co umożliwił dodatkowo utylizację ok. 8,2 mld m³ gazu towarzyszącego wydobywanego ze złoża Wankor.

W maju 2013 roku Rosnieft’ deklarowała też zainteresowanie nabyciem gazowych aktywów rosyjskiego koncernu Alrosa (złoża znajdują się w Syberii Zachodniej, niedaleko złóż Bieriegowoje i Pyriejnoje). Wstępnie Rosnieft’ planowała zamknąć transakcję nabycia dwóch aktywów gazowych należących do spółki Alrosa – Geotransgaz i Uriengojskaja gazowaja kampanija – do końca 2013 roku. Jednak ze względu na brak porozumienia co do wyceny spółek transakcja nadal nie została sfinalizowana³³.

³² Jako joint venture założone wspólnie ze spółką Itera. Wydobywanie spółki joint venture na poziomie 12,6 mld m³ rocznie (w 2011 roku) opiera się głównie na złożach Bieriegowoje (eksploatowane od 2001) i Gubkinskoje (eksploatowane od 2007). Moce produkcyjne obu to odpowiednio 11 i 15 mld m³ gazu rocznie. Itera z kolei dostarcza na rynek wewnętrzny ok. 22 mld m³ gazu (2013), sama produkuje ok. 12,6 (2011), resztę nabywa od podmiotów trzecich (miała ważny do 2016 roku kontrakt z Novatekiem na dostawy 7 mld m³ gazu rocznie).

³³ Газовый бизнес Роснефти: независимым придется потесниться, *Нефтегазовая Вертикаль*, nr 05/2014, s. 38-43; "АЛРОСА" и "Роснефть" возобновят переговоры по

Rosneft' systematycznie zwiększa ilość gazu zakontraktowanego dla odbiorców wewnętrznych. W 2015 roku największy rosyjski koncern naftowy dostarczył odbiorcom wewnętrznym 58,7 mld m³ gazu. Jeszcze w 2013 roku podano informację, że suma zakontraktowanych przez Rosneft' dostaw na rynek wewnętrzny (począwszy od 2016 roku) wynosi 72 mld m³ gazu rocznie. Do najważniejszych kontraktów zawartych przez koncern należą: zawarty we wrześniu 2013 roku kontrakt na dostawy 4 mld m³ gazu do OGK-5 w okresie 2014–2025 należącej do włoskiej Enel; zawarty we wrześniu 2013 roku kontrakt na dostawy do 2019 roku gazu dla rosyjskich elektrowni, których właścicielem jest fińska spółka Fortum; zawarta w 2012 roku umowa na dostawy łącznie 4,65 mld m³ gazu w okresie 2013–2015 dla elektrowni E.ON w Rosji; zawarta w roku 2012 umowa na dostawy 875 mln m³ gazu rocznie dla Inter RAO w okresie 2016–2040 (łącznie ponad 32 mld m³ gazu). Ponadto Rosneft' wiąże również zawarte w maju 2014 roku kontrakty na dostawy gazu dla rosyjskiego producenta aluminium – Rusal, wschodniosyberyjskiej firmy działającej w sektorze elektroenergetycznym – EuroSibEnergо oraz kombinatu przemysłowego Russkije Maszyny. Łącznie Rosneft' będzie dostarczać wspomnianym firmom ponad 20 mld m³ gazu rocznie do 2029 roku³⁴.

Wielkość zakontraktowanych przez Rosneft' dostaw na rynek wewnętrzny znajduje się powyżej aktualnych produkcyjnych możliwości Rosnefti, co sprawia, że koncern jest zmuszony część gazu kupować od podmiotów trzecich (13,3 mld m³ w 2014 roku). By realizować nowe zobowiązania kontraktowe, będzie musiał albo znacząco zwiększyć wydobycie (będzie to trudne, bo jeśli chodzi o nowe złoża, to w latach 2018–2019 może liczyć jedynie na 48,5 mld m³ produkcji³⁵), albo przejmować kolejne aktywa, albo kupować więcej od podmiotów trzecich. Tym samym nakreślony w 2013 roku cel zwiększenia produkcji rocznej do 100 mld m³ oraz uzyskania 20% udziałów w rosyjskim rynku gazowym będzie trudny do zrealizowania³⁶.

газовым активам в следующем году, <http://www.finmarket.ru/database/news.asp?fid=88885&l=42&fs=T&id=4036400>

³⁴ Роснефть поставит газ и нефтепродукты РУСАЛУ, ЕвроСибЭнерго и «Русским машинам», <http://inosmip.ru/news/6593-rosneft-postavit-gaz-i-nefteprodukty-rusalu-evrosibenergo-i-russkim-mashinam.html>

³⁵ Prognozy produkcji gazu przez Rosneft' w latach 2018–2019 w ramach posiadanych aktywów gazowych przedstawiają się następująco: Rospan – 18 mld m³, Sibneftiegaz – 15,5 mld m³, Karampur – 9 mld m³, złoża Grupy Kynsko-Czaselskiej – 6 mld m³. Za: Rosneft to sign more gas contracts, FSUE Argus, 21.08.2014, s. 4.

³⁶ «Роснефть» бросает вызов «Газпрому», http://www.vedomosti.ru/business/articles/2013/04/24/rosneft_posopernichaet_s_gazpromom

Portfel lukratywnych kontraktów zwiększa również **Novatek**. W październiku 2015 roku koncern zawarł z rosyjską spółką córką należącą do włoskiej firmy Enel kontrakt na dostawy 2 mld m³ gazu rocznie w latach 2016–2018 do elektrowni Niewinnomysskaja (na południu Rosji).

5. Perspektywy wzrostu wydobywania

Najważniejsi uczestnicy rosyjskiego rynku gazowego przedstawiają bardzo ambitne plany dotyczące produkcji gazu, jednak ich realizacja wydaje się mało realna.

Gazprom deklaruje gotowość produkcji ok. 490–555 mld m³ w 2020 roku. Ambitne plany zwiększenia udziału w rynku wewnętrznym ma **Rosnieft'**. Już w 2013 roku Igor Sieczin ogłosił, że koncern planuje zwiększyć produkcję w 2020 roku do 100 mld m³ rocznie; z kolei wiceprezes Rosnefti Włada Rusakowa ogłosiła, że do 2020 roku koncern planuje zająć 20% wewnętrznego rynku dostaw. W ogłoszonej w grudniu 2014 roku strategii gazowej koncernu cele te zostały podtrzymane (osiągnięcie pozycji drugiego po Gazpromie producenta gazu w Rosji), choć zamiast daty 2020 rok używa się sformułowań „perspektywa średnioterminowa”, nie precyzując, o jaki okres chodzi. Nie mniejsze ambicje ma także **Novatek**, który zapowiada zwiększenie produkcji do 120 mld m³ do 2020 roku.

Barierą na drodze realizacji tych planów nie jest brak możliwości produkcyjnych, ale negatywne prognozy dotyczące konsumpcji wewnętrznej, cen ropy i gazu oraz pesymistyczne perspektywy znaczącego wzrostu eksportu.

Pozytywne dla **Gazpromu** jest to, że nadal ma bardzo duże możliwości zwiększenia produkcji. Problematyczne natomiast to, że złoża te znajdują się na terenach wymagających coraz większych nakładów inwestycyjnych przy eksploatacji – półwysep Jamał, szelf arktyczny, Syberia Wschodnia i Daleki Wschód Rosji. Gazprom obecnie dysponuje możliwościami dobowej produkcji gazu na poziomie 1,7 mld m³, co daje rocznie poziom 580–620 mld m³ surowca.

Również **Novatek** ma odpowiednie możliwości produkcyjne, szczególnie na wschodzie Rosji oraz na Półwyspie Jamalskim. W Syberii Wschodniej Novatek posiada trzecie pod względem znaczenia złoża: blok Angaro-Lenski³⁷ (1,22 bln m³ gazu), trzeci pod względem zasobów po złożach Kowykta

³⁷ Giennadij Timczenko poprzez spółkę Petromir posiada 50% udziałów w bloku Angaro-Lenskim.

i Czajanda. W przypadku Novateku najbardziej perspektywiczny pod względem możliwości wzrostu wydobycia jest realizowany wspólnie z Gazprom-Neftią projekt „Siewierenergia” (gaz wydobywany w ramach projektu sprzedawany jest Gazpromowi). Novatek nastawia się głównie na produkcję gazu w formie LNG na półwyspach Jamalskim i Gydańskim³⁸ (szerzej o projektach LNG zob. część II).

Znacząco stan posiadania złóż zwiększyła także Rosneft’. Jeszcze w roku 2011 podawano, że Rosneft’ ma zasoby w wysokości ok. 900 mld m³; w grudniu 2014 roku ogłoszono, że ich poziom zwiększył się do 6,5 bln m³, do czego przyczyniło się przejęcie Itery i TNK-BP; są to zarówno nowe złoża, jak i złoża już eksploatowane. Do tych pierwszych należą grupa złóż Karampur (ok. 800 mld m³; według innych szacunków 906 mld m³; zdolność produkcyjna 30 mld m³ rocznie), grupa Kynsko-Czaselska (284 mld m³), Wankor, Rospan (należące niegdyś do TNK-BP), Sachalin 3 (złoże Siewiero-Wieninskoje) i Sibneftiegaz. Do tej drugiej grupy należą głównie złoża Itery: Bieriegowoje (eksploatowane od 2001 roku) i Gubkinskoje (eksploatowane od 2007).

W obliczu utrzymujących się negatywnych trendów zarówno na rynku rosyjskim, jak i na rynkach zewnętrznych mało prawdopodobne wydaje się osiągnięcie wskaźników długoterminowych, przewidzianych w Strategii energetycznej do 2030 roku, która zakładała wzrost produkcji gazu do poziomu 803–837 mld m³ w latach 2020–2022, a w roku 2030 do poziomu 885–940 mld m³ gazu rocznie.

Tabela 5. Prognozy dotyczące produkcji gazu w Rosji

Strategia energetyczna do 2030 roku ³⁹				
	2013–2015	2020–2022	2030	
Prognozowany poziom wydobycia (w mld m ³)	685–745	803–837	885–940	
Schemat generalny rozwoju sektora gazowego do 2030 roku				
	2015	2020	2025	2030
Prognozowany poziom wydobycia (w mld m ³)	781–845	850–941	871–974	876–981

Opracowanie własne na podstawie danych publikowanych w kolejnych wersjach Strategii energetycznej Federacji Rosyjskiej oraz w Schemacie generalnym rozwoju sektora gazowego do 2030 roku.

³⁸ Внутренний рынок газа: как выйти из бермудского треугольника?, *Нефтегазовая Вертикаль*, nr 13–14, 2015, s. 73.

³⁹ Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, Moskwa 2009, <http://minenergo.gov.ru/node/1026>

Niezbyt korzystnie kształtują się także prognozy dotyczące konsumpcji gazu na rynkach zewnętrznych (szerzej zob. część II). Pewną szansą na zwiększenie wolumenu eksportu może być większa konkurencyjność cenowa rosyjskiego gazu na rynku europejskim. W 2016 roku średnia cena rosyjskiego gazu dla UE wyniosła 167 USD za 1000 m³ (dla porównania jeszcze w styczniu 2015 roku wynosiła 305 USD za 1000 m³). Ceny na hubach gazowych były wyższe: TTF – 243,51 USD za 1000 m³, NCG – 245,28 USD za 1000 m³. Spadek cen spowodował wzrost eksportu do Niemiec (3,6 mld m³ gazu w czerwcu, o 20% więcej niż w maju 2016 roku)⁴⁰.

Barierą dla zwiększenia poziomu wydobycia są ograniczenia dla tzw. niezależnych producentów gazu do sieci przesyłowej należącej do Gazpromu. Staje się to jednym z argumentów wykorzystywanych przez niezależnych producentów lobbujących za liberalizacją rosyjskiego rynku gazowego. Problemy częściowo udaje się jednak przewyciężyć. W roku 2014 został oddany do użytku gazociąg łączący złożę Wankor z należącym do ŁUKoila gazociągiem w Syberii Zachodniej, który połączony jest z systemem Gazpromu w węźle Jamburg.

Jednym z głównym problemów jest obecnie przyrost zapasów gazu w Rosji, który dokonuje się przede wszystkim poprzez odnawianie wydobycia w starych złożach, a nie poprzez zagospodarowywanie nowych.

Czekają na uruchomienie złoża tzw. trudno dostępne, do których obecnie zalicza się: złoża jamalskie (Kruzenszternskie, Charasawejskie, grupa tambejska), wschodniosyberyjskie (Kowykta, Czajanda) oraz morskie (przede wszystkim złożę Sztokman). Istnieje kilka problemów związanych z ich potencjalnym zagospodarowywaniem. Po pierwsze, złoża te znajdują się daleko od potencjalnych odbiorców. Po drugie, położone są w wyjątkowo niesprzyjających pod względem klimatyczno-przyrodniczym regionach. Po trzecie, nowe ośrodki wydobycia są niedostatecznie rozwinięte pod względem infrastrukturalnym. Po czwarte wreszcie, część z nich zawiera gaz wymagający wysokiego stopnia przetworzenia oraz dodatkowo pokłady innych surowców, np. helu, jak w przypadku złóż wschodniosyberyjskich.

Ministerstwo Energetyki Rosji przewiduje, że wydobycie gazu w Rosji wzrośnie do 655 mld m³ w 2018 roku, oraz oczekuje, że producenci surowca zainwestują ok. 813 mld rubli (12,6 mld USD) w sektor wydobywczy oraz 1,6 bln rubli w transport

⁴⁰ Gazprom price falls below hub levels, FSUE Argus, 9.07.2015, s. 4; Газпром: Цена на газ в ЕС в 2017 г составит \$180-190 за тыс кубов, <http://lprime.ru/INDUSTRY/20170228/827193654.html>

w latach 2016–2018⁴¹. Jeśli zgodnie z zapowiedziami rosyjska produkcja miałaby się zwiększyć do 1 bln m³ rocznie w 2030 roku, to potrzebne będzie przeprowadzenie niezwykle kosztownych prac przygotowawczych. Według obliczeń branżowego pisma *Nieftiegazowaja Wiertikal*, by utrzymać poziom wydobycia oscylujący wokół 650 mld m³ rocznie, w celu uzyskania ok. 10 bln m³ w latach 2016–2030, potrzebne będzie zagospodarowanie złóż o zasobach liczących ok. 15 bln m³ (według Schematu generalnego rozwoju sektora gazowego do 2030 roku wskazywano nawet na konieczność przygotowania ok. 25–26 bln m³ złóż). Koszt przygotowania do eksploatacji blisko 15 bln m³ gazu został obliczony na poziomie 23–28 mld USD rocznie, co jest kwotą niższą w porównaniu z nakładami Gazpromu na prace geologiczne i segment produkcji gazu ogółem. Pewną szansą byłoby pozyskanie inwestorów zagranicznych, ale Gazprom dotychczas niechętnie tworzył mechanizmy współpracy, które by to umożliwiły⁴².

Scenariusz podjęcia oczekiwanych działań wydaje się tym bardziej nierealistyczny, jeśli uwzględnimy stan przyrostu zapasów gazu w strategicznych dotychczas złóżach będących bazą surowcową produkcji. W latach 2002–2013 ze złóż zachodniosyberyjskich wydobyto łącznie ok. 6,56 bln m³ gazu; zapasy jednak zmniejszyły się o ok. 3,4 bln m³, gdyż stare złoża zostały uzupełnione o ok. 3,16 bln m³. Uzupełnienie zapasów zachodniosyberyjskich o pokłady pochodzące z nowych złóż nastąpiło jednak tylko w zakresie 180,9 mld m³. Nieco lepiej przedstawia się przyrost zapasów na morzu – łącznie 5,23 bln m³, z czego 3,5 bln m³ w ramach tzw. starych złóż na Morzu Barentsa i Morzu Karskim, a 1,73 bln m³ na nowych złóżach (głównie należących do Gazpromu złóżach na morzach Ochockim i Karskim)⁴³. Utrzymujące się jednak obecnie niskie ceny gazu czynią eksploatację szelfowych złóż nierentowną.

6. Infrastruktura na potrzeby wewnętrzne

6.1. Sieć przesyłowa

Rosyjska sieć gazociągowa jest najbardziej rozbudowaną na świecie – w 2015 roku obejmowała 171,2 tys. km. Właścicielem gazowej infrastruktury przesyłowej na terenie Rosji jest Gazprom.

⁴¹ Gas output to rise, FSUE Argus, 29.10.2015, s. 5.

⁴² Ilustracją jest niewielka liczba wspólnych projektów w sektorze upstream z firmami europejskimi oraz niechęć – mimo wyrażanego przez stronę chińską zainteresowania – do projektów zakładających udział przedsiębiorstw z Chin w rosyjskim gazowym sektorze wydobywczym.

⁴³ *Нефтегазовая Вертикаль*, nr 16, 2015, s. 51–60.

Z jednej strony w latach 2001–2014 wybudowano na terenie Rosji ponad 20 tys. km gazociągów, co wydatnie przyczyniło się do **podniesienia poziomu gazyfikacji**. W ciągu minionych 15 lat wskaźnik ten wzrósł z 49,8% w 2000 roku do 66,8% w 2016 roku. Obecnie jest on wyższy dla ośrodków miejskich (70,4%); niższy dla obszarów wiejskich (56,1%). Systematycznie także zwiększały się nakłady Gazpromu na gazyfikację. Jeszcze w 2005 roku wynosiły 9 mld rubli, a w 2013 roku osiągnęły rekordowy dotąd poziom 33,9 mld rubli rocznie⁴⁴.

Jednocześnie osiągnięty wskaźnik jest znacząco niższy od planów ogłoszonych w 2009 roku, kiedy to zapowiedziano pełną gazyfikację do 2015 roku. Poza tym w ostatnich dwóch latach Gazprom zaczął zmniejszać środki przeznaczane na realizację projektów gazyfikacyjnych: w 2016 roku zaplanowano na te cele 25 mld rubli⁴⁵.

Z drugiej strony jednak **istniejąca wewnętrzna infrastruktura przesyłowa jest znacząco wyeksploatowana**. Według danych Gazpromu za 2012 rok średni stopień jej zużycia wynosi już 70%, a w przypadku stacji kompresorowych – 90%. Średni czas eksploatacji rosyjskich magistrali gazociagowych przekroczył 23 lata. O ile w 2004 roku gazociągi starsze niż 33 lata stanowiły ok. 17% całości infrastruktury przesyłowej, o tyle w 2014 roku stanowiły już ponad 46% całości infrastruktury przesyłowej. Z kolei gazociągi, których okres eksploatacji nie przekroczył 10 lat, stanowią niewiele ponad 12% całości infrastruktury przesyłowej (szczegółowe zestawienie zawiera Tabela 6)⁴⁶.

Tabela 6. Poziom zużycia gazociągów na terytorium Rosji

	2004	2009	2014
Ogólna długość infrastruktury przesyłowej (w tys. km)	152,8	160,4	170,7
gazociągi poniżej 10 lat eksploatacji (w %)	11,1	9,8	12,1
gazociągi w okresie 11-20 lat eksploatacji (w %)	30,9	18,3	12,1
gazociągi w okresie 21-33 lat eksploatacji (w %)	40,7	44,5	29,6
gazociągi powyżej 33 lat eksploatacji (w %)	17,3	27,4	46,2

Opracowanie własne na podstawie danych publikowanych przez Gazprom.

⁴⁴ <http://www.gazprom.ru/about/production/gasification/>

⁴⁵ "Газпром" сокращает расходы на газификацию РФ, http://www.ng.ru/economics/2016-07-22/4_gasprom.html

⁴⁶ Na podstawie danych publikowanych w rocznych sprawozdaniach Gazpromu w latach 2000–2015.

Od wielu lat Gazprom inwestuje głównie w budowę nowych magistrali eksportowych kosztem remontu infrastruktury krajowej. Gazprom przeznaczając rocznie na modernizację infrastruktury przesyłowej ok. 150 mld rubli, co jest niewystarczające w kontekście rzeczywistych potrzeb kształtujących się na poziomie 1,5–2 razy większym⁴⁷.

6.2. Magazyny gazowe

Gazprom rozbudował także sieć krajowych magazynów gazowych, choć obecna łączna pojemność magazynowa jest niższa od pierwotnie planowanej. W 2000 roku pojemność dostępnych magazynów wynosiła 57,8 mld m³, w 2005 roku 62,6 mld m³, w 2010 roku 65,4 mld m³ (plany z 2005 roku przewidywały osiągnięcie poziomu 82 mld m³), a w 2015 roku 73,6 mld m³.

6.3. Infrastruktura służąca do przetwórstwa gazu w Rosji

Przetwórstwo wydobywanego gazu ziemnego polega przede wszystkim na oddzieleniu frakcji węglowodorowych (etan, propan, butan i ich mieszanki) od komponentów niewęglowodorowych (azot, hel, związki siarki). Ponadto ze złóż gazowych często wydobywany jest też kondensat gazowy, który stanowi surowiec do produkcji paliw.

Przetwórstwem gazu zajmuje się obecnie w Rosji ponad 30 zakładów, z czego najbardziej znaczące należą do Gazpromu, spółki SIBUR oraz koncernu naftowego ŁUKoil. Największymi mocami przerobowymi dysponują zakłady należące do Gazpromu: zakłady przetwórstwa gazu ziemnego w Orenburgu, w Astrachaniu i Sosnogorsku. Ponadto Gazprom dysponuje zakładem przetwórstwa helu w Orenburgu, zakładem do stabilizacji kondensatu w Surgucie i zakładem służącym do przygotowania kondensatu do transportu w Nowym Urengoj. Sumaryczne moce produkcyjne wszystkich zakładów obejmują 53,5 mld m³⁴⁸.

Gazprom ma najwyższy udział w przetwórstwie surowego gazu ziemnego (96% udziału w przetwórstwie surowego gazu ziemnego w Rosji ogółem). Z kolei SIBUR ma najwyższy udział w przetwórstwie tzw. gazu towarzyszącego (56%).

⁴⁷ Либерализация газового рынка: ломать не строить, *Нефтегазовая Вертикаль*, nr 1–2, 2016, s. 18.

⁴⁸ Газ. Добыча и переработка. Новая волна спада, *Нефтегазовая Вертикаль*, nr 23–24, 2014, s. 107–108.

Zgodnie ze Schematem generalnym rozwoju sektora gazowego do 2030 roku, planowano dynamiczny wzrost poziomu przetwórstwa gazu w Rosji z 70,9 mld m³ w 2007 roku do 133–143 mld m³ w 2015 roku oraz 246–278 mld m³ w 2025 roku i 243–275 mld m³ w 2030 roku⁴⁹.

Rzeczywiste dane za okres ostatnich 10 lat dowodzą, że stawiane cele okazały się nierealistyczne. Zgodnie z danymi Ministerstwa Energetyki Federacji Rosyjskiej poziom przetwórstwa wzrósł z 62,7 mld m³ gazu w 2006 roku do 71,9 mld m³ w 2015 roku osiągając poziom blisko dwukrotnie niższy od zakładanego w Schemacie generalnym rozwoju sektora gazowego do 2030 roku (szczegółowe zestawienie zawiera Tabela 7).

Tabela 7. Przetwórstwo gazu ziemnego w Rosji w latach 2006–2016 (w mld m³)

2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
62,7	63,7	66,2	64,9	68,8	69,8	70,7	71,2	72	71,6	b.d.

Źródło: Ministerstwo Energetyki Federacji Rosyjskiej

Gazprom planuje co prawda budowę dwóch dużych zakładów przetwórczych: w północnej części obwodu tiumeńskiego oraz w Jakucji, ale realizacja inwestycji spodziewana jest nie wcześniej niż w połowie lat 20. obecnego stulecia.

⁴⁹ Генеральная схема развития газовой отрасли на период до 2030 года, <http://www.energyland.info/files/library/112008/7579b56758481da282dd7e0a4de05fd1.pdf>

II. ROSYJSKA STRATEGIA EKSPORTOWA W SEKTORZE GAZOWYM W LATACH 2000–2016

1. Cele strategii eksportowej w sektorze gazowym

Najważniejszym, zarówno deklarowanym, jak i realnym celem rosyjskiej strategii eksportowej w sektorze gazowym pozostaje **niezmiennie dywersyfikacja rynków zbytu oraz bezpośrednio z tym związana rozbudowa infrastruktury przesyłowej**. Pośrednim efektem podejmowanych w tym zakresie działań miało być również zagospodarowanie nowych złóż gazowych, w szczególności znajdujących się w trudnych pod względem warunków przyrodniczo-klimatycznych regionach, takich jak Półwysep Jamalski, szelf arktyczny czy Syberia Wschodnia i Daleki Wschód.

W rzeczywistości rosyjska strategia eksportowa w sektorze gazowym po dojściu do władzy Władimira Putina **była nakierowana na realizację zarówno celów ekonomicznych, jak i** niezwykle ważnych z punktu widzenia interesów państwa **celów politycznych**.

Jeśli chodzi o **cele ekonomiczne**, kluczowym pozostawało utrzymanie, a nawet w perspektywie długofalowej wzmocnienie pozycji rosyjskiego gazu na strategicznie ważnym rynku europejskim, w szczególności na najbardziej dochodowych rynkach państw członkowskich Unii Europejskiej. Budowa nowych gazociągów eksportowych miała nie tylko służyć zmniejszeniu zależności tranzytowej od państw trzecich (głównie Ukrainy), ale także stworzyć Gazpromowi możliwość bardziej elastycznego reagowania na sytuację kształtującą się w poszczególnych częściach rynku europejskiego z uwzględnieniem zmiany popytu.

Ponadto, biorąc pod uwagę obiecujące perspektywy dotyczące konsumpcji gazu na rynkach azjatyckich, w szczególności na rynku chińskim, Rosja stawiała sobie za cel uruchomienie dostaw gazu do Chin. Dotyczyło to zarówno dostaw systemem planowanych gazociągów, jak i – z uwagi na utrzymujące się przez wiele lat wysokie ceny LNG w Azji – eksport gazu w formie skroplonej.

Po dojściu do władzy Władimira Putina sektor gazowy stał się również ważnym instrumentem realizacji rosyjskich **celów politycznych**. Zacieśnianie współpracy gazowej służyło często budowaniu wpływów politycznych w konkretnych państwach lub grupach państw. Ponadto preferowanie w relacjach z państwami europejskimi (należącymi do UE) bilateralnego czy regionalnego

wymiaru współpracy energetycznej miało utrudniać instytucjom i państwom członkowskim UE tworzenie wspólnej polityki energetycznej, opartej na sprzecznych z rosyjskimi interesami zasadach (m.in. dywersyfikacja źródeł dostaw gazu, zmniejszanie zależności gazowej od Rosji, wymuszanie poprzez zmiany regulacyjne zasad rosyjskiej obecności na unijnym rynku gazowym). Ilustracją tego jest nieustanne forsowanie przez Rosję kolejnych projektów gazociągowych (Nord Stream 1, South Stream, Turkish Stream, Nord Stream 2), których istotnym celem towarzyszącym jest budowanie swoistych regionalnych „osi gazowych”.

2. Rosyjski eksport gazowy w latach 2000–2016: kierunki i wolumeny

Wbrew założeniom rosyjskich dokumentów strategicznych dotyczących sektora gazowego oraz wbrew zapowiedziom Gazpromu nie udało się osiągnąć zakładanych wskaźników w eksporcie gazu z Rosji. Według Schematu generalnego rozwoju sektora gazowego do 2030 roku rosyjski eksport miał w 2015 roku osiągnąć poziom 347–375 mld m³ gazu⁵⁰. W rzeczywistości rosyjskie dostawy gazu poza granice kraju były aż o ponad 100 mld m³ niższe, głównie za sprawą drastycznego spadku eksportu do państw poradzieckich, w szczególności na Ukrainę.

Spośród państw b. ZSRR kluczowym dla Gazpromu rynkiem zbytu była Ukraina, importująca jeszcze w 2006 roku ok. 59 mld m³ gazu (ponad 10 mld m³ więcej, niż sprowadzają obecnie Niemcy – największy aktualnie importer rosyjskiego gazu). Rosyjski eksport na Ukrainę systematycznie malał, osiągając w 2013 roku poziom 25,8 mld m³. Po zmianach politycznych w Kijowie Rosja jednostronnie anulowała przyjęte wcześniej zniżki, przywracając wysoką kontraktową cenę gazu na poziomie 486 USD za 1000 m³. Spotkało się to ze sprzeciwem Kijowa, domagającego się urynkwienia formuły cenowej zawartej w kontrakcie gazowym z 2009 roku, a niemożność osiągnięcia porozumienia sprawiła, że w czerwcu 2014 roku Rosja wstrzymała całkowicie eksport gazu na Ukrainę, wprowadzając mechanizm przedpłat. Dostawy zostały wznowione po zawarciu porozumienia w sprawie tzw. pakietu zimowego⁵¹, ale blisko

⁵⁰ Генеральная схема развития газовой отрасли на период до 2030 года, <http://www.energyland.info/files/library/112008/7579b56758481da282dd7e0a4de05fd1.pdf>

⁵¹ Szerzej zob.: Sz. Kardaś, W. Konończuk, A. Łoskot-Strachota, Sukces? Porozumienie gazowe Rosja – Ukraina – UE, *Analizy OSW*, 5.11.2014, <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2014-11-05/sukces-porozumienie-gazowe-rosja-ukraina-ue>

półroczna przerwa w dostawach skutkowałą zmniejszeniem wolumenu rocznego eksportu w 2014 roku do poziomu 14,5 mld m³. Dzięki działaniom dywersyfikacyjnym podjętym przez Kijów w 2015 roku dostawy z Rosji zmniejszyły się do poziomu 7,8 mld m³⁵²; z kolei w 2016 roku Kijów całkowicie zrezygnował z zakupów gazu z Rosji⁵³.

Dostawy gazu do państw członkowskich UE stanowiły z perspektywy Gazpromu kluczowy kierunek dostaw i trend ten nie uległ zmianie przez cały okres ostatniego 16-lecia. Największymi odbiorcami z krajów unijnych były Niemcy, Włochy, Francja oraz państwa Grupy Wyszehradzkiej (Czechy, Polska, Słowacja i Węgry). W ostatnich latach (2013–2016) zaskakująco wysoki jest poziom dostaw na rynek brytyjski oraz holenderski, co jest wynikiem przede wszystkim zwiększenia przez Gazprom udziału w handlu surowcem nabywanym od europejskich pośredników.

Z odbiorców pozaeuropejskich największym rynkiem zbytu pozostaje Turcja. Wielkość dostaw wzrosła w okresie 2002–2015 o ponad 150%, z niecałych 12 mld m³ w 2002 roku do 27 mld m³ w 2015 roku (w 2016 roku nastąpił nieznaczny spadek dostaw do poziomu 24,7 mld m³).

Uwzględniając dane dotyczące przesyłu rosyjskiego gazu przez poszczególne magistrale eksportowe, a także dane dotyczące rosyjskiego eksportu podawane przez Bank Centralny Federacji Rosyjskiej (zob. Aneks II), udział rosyjskiego gazu w dostawach na rynki zagraniczne jest niższy, niż wynikałoby to ze statystyk Gazpromu, który podaje sumaryczne ilości gazu dostarczanego przez koncern do poszczególnych państw. Częściowo na podawany wolumen składa się bowiem gaz z państw Azji Centralnej i – w nieznacznych ilościach – z Azerbejdżanu; częściowo wchodzi w jego skład pewne ilości surowca kupowane przez Gazprom lub Gazprom Eksport od firm tradingowych działających na rynku europejskim.

W ostatnich latach znacząco zmalał w eksporcie gazu z Rosji udział surowca sprowadzanego z państw Azji Centralnej. Jeszcze w latach 2006–2008 kształtował się

⁵² Na temat dywersyfikacji gazowej Ukrainy szerzej zob.: T. Iwański, Ukraina: udana dywersyfikacja dostaw gazu, *Analizy OSW*, 3.02.2016, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2016-02-03/ukraina-udana-dywersyfikacja-dostaw-gazu> oraz statystyki publikowane przez Gazprom: www.gazprom.ru

⁵³ Szerzej zob.: T. Iwański, Ukraina: Rekordowy rok Naftohazu, *Analizy OSW*, 8.02.2017, <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2017-02-08/ukraina-rekordowy-rok-naftohazu>

na poziomie odpowiednio 56,9–61,4 mld m³ gazu rocznie, w 2009 roku spadł do poziomu 35,7 mld m³, w 2013 do poziomu 28,5 mld m³, a w 2015 do poziomu 19,2 mld m³⁵⁴. Gazprom stracił zainteresowanie gazem z państw Azji Centralnej (głównie turkmeńskim) ze względu na zmieniające się uwarunkowania wewnętrzne i zewnętrzne. Część gazu z Turkmenistanu służyła do zaopatrywania południowych regionów Rosji, co obecnie nie jest już konieczne, gdyż Gazprom rozbudował infrastrukturę umożliwiającą tańsze dostawy surowca z własnych złóż (według rosyjskiej gazety *Kommiersant* cena turkmeńskiego gazu importowanego do Rosji wynosiła w 2015 roku 200 USD za 1000 m³, co czterokrotnie przewyższała wówczas cenę gazu wydobywanego przez Gazprom). Dla Gazpromu przestało być też opłacalne wykorzystywanie turkmeńskiego gazu do realizacji zobowiązań eksportowych, głównie ze względu na spadek cen i popytu na tradycyjnych dla Rosji rynkach zbytu (w szczególności drastyczny spadek dostaw na Ukrainę, która była jednym z głównych odbiorców gazu centralnoazjatyckiego reeksportowanego przez Gazprom)⁵⁵.

Spadek poziomu importu gazu z państw Azji Centralnej, uniezależnienie się tych krajów od Rosji jako kraju tranzytowego (w szczególności dzięki powstałej w latach 2006–2015 sieci gazociągów umożliwiających eksport surowca do Chin), drastyczny spadek importu rosyjskiego gazu przez Ukrainę wskazują na to, że Rosja utraciła w relacjach z częścią państw poradzieckich ważny instrument politycznego nacisku. Ponadto utrata ukraińskiego rynku zbytu była jedną z głównych, zewnętrznych przyczyn spadku produkcji Gazpromu.

3. Istniejące i planowane gazociągi eksportowe

Rosja niezmiennie zajmuje też pozycję lidera wśród światowych eksporterów gazu przesyłanego rurociągami (27,4% udziału w dostawach na świecie ogółem)⁵⁶. Mimo ambitnych zapowiedzi i planów Gazpromowi nie udało się w latach 2000–2016 realnie zdywersyfikować rynków zbytu w eksporcie gazu. Strategiczne znaczenie zachowuje nadal rynek europejski; uruchomione w formie LNG dostawy gazu do państw azjatyckich zajmują mało znaczące miejsce w eksporcie gazu ogółem. Rosji udało się natomiast zdywersyfikować szlaki

⁵⁴ Dane za Ministerstwem Energetyki Federacji Rosyjskiej.

⁵⁵ Sz. Kardaś, Rosja rezygnuje z turkmeńskiego gazu, *Analizy OSW*, 29.07.2015, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2015-07-29/rosja-rezygnuje-z-turkmenskigo-gazu>

⁵⁶ Dane za BP Statistical Review of World Energy, June 2016, <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>

eksportu gazu na rynek europejski oraz zmniejszyć udział gazu państw trzecich (Azja Centralna) w rosyjskim eksporcie gazowym ogółem.

3.1. Dywersyfikacja szlaków eksportu do Europy

W ciągu ostatnich lat Gazpromowi udało się zdywersyfikować szlaki eksportu gazu na strategiczne rynki państw europejskich i Turcji.

Co prawda **nadal główną trasą eksportową jest system gazociągów ukraińskich, ale znaczenie tego szlaku w ostatnich szesnastu latach znacząco zmalało.** Jeszcze w 2005 roku przez terytorium Ukrainy przesyłano blisko 136,4 mld m³ gazu z przeznaczeniem na rynki europejskie i do Turcji; w 2014 roku wolumen spadł do 62,2 mld m³. Z kolei w 2016 roku wzrósł do poziomu ok. 82,2 mld m³ gazu, ale nadal wolumen ten jest dużo niższy od wielkości przesyłu sprzed dekady.

Tabela 8. Wolumen tranzytu rosyjskiego gazu przez Ukrainę w latach 2005–2016 (w mld m³)

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
136,4	128,5	115,2	119,6	95,8	98,6	104,2	84,3	86,1	62,2	67,1	82,2

Opracowanie własne na podstawie danych publikowanych przez Gazprom.

Gazpromowi udało się zmniejszyć znaczenie tranzytowe Ukrainy dzięki oddaniu do użytku trzech gazociągów: Jamał–Europa, Blue Stream oraz Nord Stream.

Budowa gazociągu **Jamał–Europa** rozpoczęła się co prawda jeszcze w 1994 roku, a oddanie do użytku nastąpiło w 1999 roku; jednak maksymalny poziom mocy przesyłowych (33 mld m³ gazu rocznie) został osiągnięty dopiero w 2006 roku. Od tego momentu gazociąg wykorzystywany jest prawie w pełni.

W 2002 roku oddany został do użytku gazociąg **Blue Stream**, którym rosyjski gaz eksportowany jest bezpośrednio z Rosji przez Morze Czarne do Turcji. Gazociąg o łącznej przepustowości 16 mld m³ wykorzystywany jest na poziomie 80–90%. Koszt budowy gazociągu wyniósł 2,4 mld USD.

Trzecią magistralą dywersyfikującą szlaki dostaw do Europy był gazociąg **Nord Stream**. We wrześniu 2005 roku Gazprom wspólnie z niemieckimi koncernami BASF i E.ON podpisały wstępne porozumienie w sprawie budowy gazociągu z Rosji do Niemiec. W tym samym roku utworzyły joint venture North

European Gas Pipeline Company, przemianowane pod koniec 2006 roku na Nord Stream AG. Ostateczne porozumienie akcjonariuszy zostało podpisane w lipcu 2007 roku – (Gazprom 51% udziałów, Wintershall i E.ON po 15,5%, Gasunie i GDF Suez [obecnie Engie] po 9%). Budowa rurociągu rozpoczęła się 9 kwietnia 2010 roku – pierwszą nitkę oddano do użytku 8 listopada 2011 roku, drugą w październiku 2012 roku. Oficjalnie całkowity koszt budowy pierwszych dwóch nitek gazociągu Nord Stream wyniósł 7,4 mld euro. Łączna przepustowość obu nitek wynosi 55 mld m³⁵⁷. W 2015 roku obie nitki gazociągu wykorzystywane były na poziomie 71,1% (39 mld m³)⁵⁸; w 2016 roku na poziomie prawie 80% (43,8 mld m³)⁵⁹.

3.2. Plany i perspektywy budowy nowych gazociągów eksportowych do Europy

Gazprom deklaruje gotowość budowy wielu nowych magistrali gazowych, ale najbardziej perspektywiczna wydaje się realizacja w najbliższych latach projektów europejskich. Na obecnym etapie największe szanse na realizację ma projekt budowy nowych nitek gazociągu północnego (dalej Nord Stream 2) oraz jedna nitka gazociągu Turkish Stream.

Jeśli chodzi o projekt **Nord Stream 2**, to 4 września 2015 roku we Władystoku doszło do podpisania porozumienia akcjonariuszy dotyczącego budowy dwóch nowych nitek gazociągu. Umowa została zawarta przez Gazprom oraz pięć dużych koncernów europejskich: niemiecki BASF, austriacki OMV, niemiecki E.ON, holendersko-brytyjski Shell i francuski Engie (dawniej GDF Suez). Wstępny projekt przewiduje budowę gazociągu o łącznej przepustowości 55 mld m³, biegnącego z Rosji do Niemiec. Całkowity koszt budowy ma wynieść 9,9 mld euro, rurociągi mają być oddane do użytku do końca 2019 roku. Struktura finansowania nie jest jeszcze ustalona; wbrew zapowiedziom przedstawicieli Gazpromu o jej opracowaniu do stycznia 2016 roku nadal nie są znane – stan na koniec lutego 2017 roku – szczegóły dotyczące zasad finansowania.

⁵⁷ <http://www.gazprom.ru/press/news/2010/april/article97229/>; <http://www.gazprom.ru/press/news/2011/november/article122594/>; <http://www.gazprom.ru/press/news/2012/october/article145481/>

⁵⁸ "Газпром" в 2015 году увеличил поставки газа по "Северному потоку", <http://ria.ru/economy/20160121/1362938594.html>

⁵⁹ Среднегодовая загрузка «Северного потока» в 2016 году составила 80 % — в ЕС поставлено 43,8 млрд куб. м газа, <http://www.nord-stream.com/ru/informatsiya-dlya-presy/press-relizy/srednegodovaya-zagruzka-severnogo-potoka-v-2016-godu-sostavila-80-v-es-postavleno-438-mlrd-kub-m-gaza-490/>

Realizacją projektu ma się zająć spółka Nord Stream 2 AG (zarejestrowana w szwajcarskim Zug), w której pierwotnie Gazprom miał mieć 51% udziałów, BASF/Wintershall, OMV, E.ON i Shell po 10%, a Engie – 9%⁶⁰. Po zastrzeżeniach sformułowanych przez polski Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wobec transakcji przejmowania udziałów w spółce przez koncerny zachodnioeuropejskie wycofały się one z umowy zawartej z Gazpromem. Nie oznacza to rezygnacji z projektu, niemniej spowodowało konieczność podjęcia przez Gazprom działań przygotowujących nowe zasady finansowania i realizacji projektu. Niezależnie od tego rosyjski koncern zwrócił się oficjalnie do odpowiednich władz w Finlandii, Szwecji, Danii i w Niemczech w sprawie uzyskania zezwolenia na budowę rurociągu. Ponadto 22 lutego 2017 roku firma Nord Stream 2 AG (należąca obecnie w 100% do Gazpromu) poinformowała o zawarciu z firmą Allseas Group kontraktu na budowę morskiego odcinka gazociągu Nord Stream 2. Prace budowlane planowane są na lata 2018–2019⁶¹.

Rosja podtrzymuje także wolę budowy nowego **gazociągu przez Morze Czarne**, ale częste zmiany projektowe w tym zakresie, podyktowane w dużej mierze motywacjami politycznymi, sprawiają, że ostateczny kształt i tempo realizacji projektu pozostają w najbliższych latach niepewne. Po rezygnacji w grudniu 2014 roku z gazociągu South Stream⁶² prezydent Władimir Putin ogłosił plan budowy magistrali pod roboczą nazwą Turkish Stream. Projekt

⁶⁰ 12 listopada 2016 roku zostało podpisane w Carskim Siole (miejsowość niedaleko Petersburga) porozumienie między Gazpromem a Engie w sprawie zwiększenia udziałów francuskiego koncernu (z 9 do 10%) w konsorcjum realizującym projekt Nord Stream 2. Tym samym udziały Gazpromu zmniejszyły się z 51 do 50%; <http://www.gazprom.ru/press/news/2015/september/article245799/>; <http://www.gazprom.ru/press/news/2015/november/article250782/>

⁶¹ <https://www.nord-stream2.com/media-info/news-events/nord-stream-2-awards-pipeline-contract-to-allseas-38/>

⁶² South Stream był jednym z największych i najdroższych projektów infrastrukturalnych Gazpromu. Projekt przewidywał budowę gazociągu o łącznej długości ok. 2430 km (925 km odcinek morski; 1505 km część lądowa w Europie) i przepustowości 63 mld m³ rocznie z Rosji przez Morze Czarne do Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej. W latach 2008–2010 Rosja podpisała porozumienia międzyrządowe ze wszystkimi krajami tranzytowymi dla projektowanych wówczas wariantów nowej magistrali. Za budowę poszczególnych odcinków w państwach tranzytowych miały odpowiadać powołane w tym celu spółki joint venture, a w przypadku odcinka morskiego międzynarodowe konsorcjum South Stream Transport AG. Trasę gazociągu kilkakrotnie zmieniano: według pierwotnych założeń gazociąg South Stream miał obejmować dwie nitki: północną (Bułgaria, Serbia, Węgry, Słowenia, Austria) oraz południową (Bułgaria, Grecja, Włochy). W późniejszej wersji projektu pozostała tylko – krótsza, niż zakładano – nitka północna. Pierwszym etapem miała być budowa czteronitkowego odcinka morskiego (każda z nitek o przepustowości 15,75 mld m³ rocznie) od tłoczni Russkaja koło Anapy (Kraj Krasnodarski), przez wyłączną strefę ekonomiczną Turcji, do wybrzeża bułgarskiego w rejonie Warny. Rosyjski gaz miał popłynąć trasą: Bułgaria–Serbia–Węgry–Słowenia–Włochy (Tarvisio). Za: Sz. Kardaś, E. Paszyc, Za wszelką cenę: Rosja rozpoczyna budowę South Stre-

zakłada budowę rurociągu przez Morze Czarne do Turcji, skąd następnie – z utworzonego na granicy turecko-greckiej hubu – gaz miałby być nabywany przez odbiorców z południa Europy.

Współpracę w ramach projektu zawieszono w listopadzie 2015 roku w związku ze wzrostem napięcia politycznego między Rosją a Turcją po zestrzeleniu przez siły tureckie rosyjskiego samolotu. Reaktywacja nastąpiła po ponownym zbliżeniu politycznym Rosji i Turcji, czego symboliczną ilustracją była deklaracja prezydentów obu krajów złożona 9 sierpnia 2016 roku o wznowieniu współpracy w ramach Turkish Streamu. Z kolei 10 października 2016 roku podczas wizyty prezydenta Putina w Stambule podpisano międzyrządowe porozumienie w sprawie budowy gazociągu Turkish Stream (ratyfikowane przez Turcję i Rosję odpowiednio w grudniu 2016 roku oraz w lutym 2017 roku). Z kolei w grudniu 2016 roku oraz lutym 2017 roku zostały podpisane kontrakty między kontrolowaną przez Gazprom spółką South Stream Transport B.V. a spółką Allseas Group AG na ułożenie dwóch morskich odcinków gazociągu⁶³.

Odmrożony projekt przewiduje budowę dwóch nitek gazociągu (o przepustowości 15,75 mld m³ każda), z których jedna ma być przeznaczona dla dostaw gazu na rynek turecki, a druga dla tranzytu rosyjskiego gazu przez Turcję do odbiorców europejskich. Obecny kształt jest mniej ambitny w stosunku do pierwotnych założeń; w 2014 roku zakładano, że projekt Turkish Stream obejmie budowę czterech nitek, o łącznej przepustowości 63 mld m³ gazu rocznie (jednak już w październiku 2015 roku Gazprom zapowiedział ograniczenie łącznej przepustowości do 32 mld m³). Wstępny koszt budowy dwóch nitek szacowany jest na ok. 7 mld euro⁶⁴. Z dotychczasowych oświadczeń wynika, że nadal nie ma jasności co do kształtu projektu (liczba nitek, przepustowość, trasa nowego gazociągu). Podpisana umowa ma w dużej mierze ogólny charakter, a przyjęcie formuły, że odnosi się ona do budowy dwóch nitek gazociągu, jest jedynie pozornym sukcesem Rosji. Wcześniej strona turecka postulowała podpisywanie odrębnych porozumień: najpierw dotyczącego budowy gazociągu z przeznaczeniem na rynek turecki, a w dalszej kolejności odrębnego w kwestii rurociągu

amu, *Komentarze OSW*, grudzień 2012, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/komentarze-osw/2012-12-07/za-wszelka-cene-rosja-rozpoczyna-budowe-south-streamu>

⁶³ Подписан контракт на строительство первой нитки морского участка газопровода «Турецкий поток», <http://www.gazprom.ru/press/news/2016/december/article295321/>; Подписан контракт на строительство второй нитки морского участка «Турецкого потока», <http://www.gazprom.ru/press/news/2017/february/article304014/>

⁶⁴ Две нитки «Турецкого потока» оценены в 7 млрд евро, <http://www.vedomosti.ru/business/articles/2016/12/21/670529-turetskogo-potoka-otseneni>

tranzytowego; Gazpromowi z kolei zależało na podpisaniu jednej umowy dla wszystkich planowanych nitek. Z treści porozumienia międzyrządowego wynika jednak, że budowa nitki tranzytowej wymagać będzie podpisania dodatkowego protokołu. W umowie ustalono, że morską część gazociągu wybuduje Gazprom, lądową natomiast firmy tureckie oraz rosyjsko-tureckie joint venture (nitka tranzytowa). Porozumienie nie precyzuje jednak wielu technicznych czy finansowych szczegółów dotyczących projektu (przebieg trasy, koszty realizacji). Strony ustaliły też mechanizm obliczania zniżki na dostawy gazu do Turcji gazociągiem Turkish Stream (szczegóły mają być przedmiotem dalszych negocjacji), co nie rozstrzyga jednak aktualnego rosyjsko-tureckiego sporu cenowego. Od dwóch lat Ankara domaga się bowiem przyznania zniżki na gaz dla obecnie realizowanych dostaw. 11 października 2016 roku prezes Gazpromu oświadczył, że ewentualna zniżka może być powiązana ze zwiększeniem wolumenu rosyjskich dostaw do Turcji (o ok. 2 mld m³). W najbliższych miesiącach należy się więc spodziewać kontynuacji procesu negocjacyjnego, co może opóźnić tempo rozmów w sprawie szczegółów realizacji projektu Turkish Stream⁶⁵.

Niezależnie od powyższych trudności wydaje się, że budowa co najmniej jednej nitki gazociągu, przeznaczonej na rynek turecki (przepustowość na poziomie 15,5 mld m³ rocznie), jest realna w perspektywie do 2020 roku. Po pierwsze, do budowy co najmniej jednej nitki Turkish Streamu Gazprom może wykorzystać już wyprodukowane rury, które miały być pierwotnie zagospodarowane do budowy morskiego odcinka gazociągu South Stream. Po drugie, strona rosyjska rozbudowała wewnętrzną infrastrukturę gazową na południu Rosji w stopniu, który umożliwiłby eksport gazu nowym gazociągiem przez Morze Czarne⁶⁶.

Budowa nowych gazociągów tradycyjnie traktowana jest przez Rosję jako jeden ze środków służących utrzymaniu, a w dłuższej perspektywie czasowej nawet umocnieniu rosyjskiej pozycji na europejskim rynku. Mają one w założeniu służyć zwiększeniu wielkości dostaw rosyjskiego gazu na rynek europejski. Oficjalnym uzasadnieniem jest prognozowany wzrost zapotrzebowania na gaz w Europie. Według szacunków Gazpromu w 2020 roku popyt wzrośnie o ok. 80 mld m³, a w 2030 łącznie o ok. 200 mld m³ w stosunku do 2014 roku.

⁶⁵ M. Chudziak, Sz. Kardaś, W. Rodkiewicz, Turcja–Rosja: partnerstwo z rozsądkiem, *Analizy OSW*, 12.10.2016, <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2016-10-12/turcja-rosja-partnerstwo-z-rozsadku>

⁶⁶ Россия и Турция вернулись к обсуждению проекта „Турецкий поток”, <http://www.vedomosti.ru/business/articles/2016/07/27/650683-rossiya-turtsiya>

Z jednej strony analiza zakontraktowanych dostaw gazu oraz istniejących, dostępnych mocy przesyłowych i zakres ich wykorzystania (w 2014 roku rosyjski eksport do państw europejskich – łącznie z Turcją – wyniósł ok. 150 mld m³; dostępne łączne moce przesyłowe obejmują ponad 300 mld m³ rocznie⁶⁷) wskazuje na brak racjonalności ekonomicznej rosyjskiej polityki. Stąd kluczowe na obecnym etapie wydają się motywacje o charakterze politycznym (ograniczenie, a docelowo rezygnacja z Ukrainy jako kraju tranzytowego; wzmacnianie wpływów politycznych w wybranych państwach UE i rozbijanie solidarności między państwami członkowskimi wspólnoty).

Długofalowo jednak dzięki rozbudowie infrastruktury Rosja może osiągnąć istotne korzyści prawne (zwiększanie mocy przesyłowych może się okazać skutecznym środkiem częściowego rozwiązania problemów prawnych występujących w relacjach rosyjsko-unijnych) oraz ekonomiczne – może umożliwić wpływanie na poziom cen gazu na europejskich rynkach spotowych.

Realizacja przez Moskwę wspólnych projektów rurociągowych z wybranymi państwami UE jest obecnie wykorzystywana głównie jako narzędzie służące osiągnięciu **celów politycznych, zarówno wobec Ukrainy, jak i w relacjach z Unią Europejską.**

Porozumienie w sprawie budowy 3. i 4. nitki gazociągu Nord Stream czy plany dotyczące Turkish Streamu są kolejnym potwierdzeniem tego, że Rosja konsekwentnie dąży do realizacji strategicznego celu politycznego, jakim jest wybudowanie infrastruktury **umożliwiającej rezygnację z tranzytu gazu przez terytorium Ukrainy.** Zakładając utrzymanie tranzytu przez Ukrainę na poziomie z 2016 roku (ok. 82,2 mld m³), nowe nitki Nord Streamu (wykorzystywane nawet w połowie swoich możliwości ze względu na ograniczenia wynikające z tzw. trzeciego pakietu energetycznego) pozwoliłyby na zmniejszenia tranzytu przez Ukrainę do poziomu ok. 50 mld m³ gazu rocznie. Z kolei wybudowanie jednej nitki Turkish Streamu pozwoliłoby Gazpromowi na wyłączenie szlaku ukraińskiego przy realizacji dostaw na rynek turecki (obecnie tym szlakiem przesyłane jest około 14,5–15 mld m³ gazu rocznie); ułożenie dwóch nitek pozwoliłoby – łącznie z Nord Stream 2 i zwiększeniem wykorzystania Nord Stream 1⁶⁸ – na

⁶⁷ Łączna przepustowość pierwszych dwóch nitek Nord Streamu wynosi 55 mld m³, gazociągu Jamal–Europa ok. 33 mld m³, szlaku ukraińskiego oficjalnie 179 mld m³ (realnie ok. 142 mld m³), gazociągu Blue Stream (wykorzystywany do realizacji części eksportu do Turcji) ok. 16 mld m³.

⁶⁸ Zwiększenie przesyłu gazociągiem Nord Stream 1 będzie możliwe po uzyskaniu przez Gazprom prawa do wykorzystywania w szerszym zakresie niemieckiego gazociągu OPAL (ładowe

prawie całkowite wyłączenie ukraińskiego szlaku tranzytowego dla przesyłu rosyjskiego gazu do odbiorców w UE.

Negatywne skutki dla Ukrainy będzie miała nawet częściowa realizacja zarysowanych wyżej planów. Oznaczać będzie bowiem nie tylko zmniejszenie dochodów z tranzytu, ale przede wszystkim nieopłacalność utrzymywania przez Kijów ukraińskiej sieci rurociąkowej (według szacunków dolną granicą rentowności jest przesyłanie rocznie co najmniej 35–37 mld m³ gazu). Nowe nitki Nord Streamu oraz budowa choćby jednej nitki Turkish Streamu wzmocniłyby pozycję negocjacyjną Moskwy w rozmowach z Kijowem na temat nowego, koniecznego krótkoterminowo kontraktu tranzytowego oraz w innych kwestiach o znaczeniu nie tylko ekonomicznym, ale i politycznym⁶⁹.

Rozbudowa Nord Streamu oraz budowa Turkish Streamu stanowi również **ważne narzędzie polityczne w stosunkach Rosji z Unią Europejską**. Z jednej strony jest środkiem umacniania wpływów politycznych w wybranych państwach UE (w przypadku projektu Nord Stream głównie w odniesieniu do Niemiec, a także Francji, Holandii); w przypadku Turkish Streamu – krajów Południa Europy (Włochy, Grecja). Z drugiej strony, stanowi ważny instrument antagonizowania państw członkowskich UE. Podpisanie umowy o utworzeniu konsorcjum w sprawie Nord Stream 2 wywołało ostre reakcje polityczne w krajach Europy Środkowej⁷⁰, które wystąpiły z otwartą krytyką samego projektu, oraz państw UE, których firmy zaangażowały się w jego realizację.

przedłużenie gazociągu Nord Stream 1). KE wydała decyzję w tej sprawie 28 października 2016 roku, jednak jej treść została zaskarżona przez jedną z niemieckich spółek córek polskiego koncernu PGNiG, co rodzi wątpliwości w kontekście czasu jej wejścia w życie. Dzięki decyzji Komisji Europejskiej Gazprom będzie mógł wykorzystywać bez ograniczeń 50% przepustowości gazociągu OPAL oraz rezerwować dodatkowo poprzez aukcje jeszcze 40%. Pozwoli to na zwiększenie poziomu wykorzystania gazociągu Nord Stream 1 z obecnych prawie 39 mld m³ przepustowości do blisko 50 mld m³ przepustowości. Szerzej na temat decyzji zob. A. Łoskot-Strachota, współpraca T. Dąborowski, Sz. Kardaś, OPAL dla Gazpromu? Decyzja Komisji Europejskiej w sprawie niemieckiej odnogi gazociągu Nord Stream, *Komentarz OSW*, 9.11.2016, <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/komentarze-osw/2016-11-09/opal-dla-gazpromu-decyzja-komisji-europejskiej-w-sprawie>

⁶⁹ Sz. Kardaś, K. Popławski, A. Łoskot-Strachota, Gazowe business as usual? Nowe umowy Gazpromu z unijnymi koncernami, *Analizy OSW*, 9.09.2015, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2015-09-09/gazowe-business-usual-nowe-umowy-gazpromu-z-unijnymi-koncernami>

⁷⁰ Szerzej zob. T. Dąborowski, J. Groszkowski, A. Sadecki, A. Łoskot-Strachota, Europa Środkowa i Południowo-Wschodnia wobec projektu Nord Stream 2, *Analizy OSW*, 14.10.2015, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2015-10-14/europa-srodkowa-i-poludniowo-wschodnia-wobec-projektu-nord-stream-2>

Gotowość wybranych krajów do angażowania się w rosyjskie projekty ułatwia Moskwie prowadzenie polityki opartej na rozbijaniu jedności krajów unijnych. Jej bezpośrednim – korzystnym dla Rosji – skutkiem jest niemożność prowadzenia przez Brukselę w pełni spójnej polityki wobec Moskwy. Przykładem były choćby trudności w osiągnięciu porozumienia w UE w sprawie wprowadzenia realnie dotkliwych sankcji wobec Rosji w związku z rosyjską agresją przeciwko Ukrainie.

Rosyjska polityka rurociągową może się okazać skuteczna w kontekście **przeciwdziałania niektórym konsekwencjom implementacji trzeciego pakietu energetycznego**. Zwiększając wykorzystanie dotychczasowych nitek Nord Streamu, względnie rozbudowując go, Gazprom mógłby uniknąć problemów związanych z koniecznością rezerwowania mocy przesyłowych w państwach tranzytowych (szczególnie w przypadku gazu transportowanego przez Ukrainę).

Dzięki nowym sieciom Rosja próbuje realizować pewne **cele ekonomiczne**. Dzięki nowej infrastrukturze może bowiem osiągnąć większą elastyczność w kontekście ewentualnego przekierowywania dostaw gazu do Europy, a docelowo zyskuje instrument wpływu na kształtowanie cen na europejskim rynku gazowym (wielość dostępnych opcji dostaw gazu do Europy pozwoli – w zależności od potrzeb – zwiększać lub zmniejszać podaż na rynkach spotowych, wpływając tym samym na ceny surowca). Ponadto rosyjski plan zwiększania mocy przesyłowych Nord Streamu można interpretować jako odpowiedź na intensyfikację dążeń państw UE (szczególnie w regionie Morza Bałtyckiego) do rozbudowy terminali LNG; tańszy rosyjski gaz dostarczany nową infrastrukturą może stanowić poważną konkurencję dla droższego gazu skroplonego dostarczanego z Bliskiego Wschodu czy potencjalnie ze Stanów Zjednoczonych, co może podważyć rentowność funkcjonowania nowej infrastruktury LNG na Bałtyku (w szczególności polskiego terminalu LNG w Świnoujściu).

3.3. Plany budowy gazociągów do Chin

21 maja 2014 roku szefowie Gazpromu i chińskiego koncernu energetycznego CNPC podpisali w Szanghaju (w obecności prezydentów Rosji i Chin) negocjowany wiele lat kontrakt na dostawy rosyjskiego gazu do Chin. Trzydziestoletnia umowa zakłada docelowo eksport 38 mld m³ gazu rocznie z rosyjskich złóż wschodniosyberyjskich (Czajanda i Kowykta) rurociągiem **Siła Syberii** (Siła Syberii 1), który ma zostać wybudowany do 2019 roku.

Ponadto Rosja nadal deklaruje wolę realizacji tzw. projektu **Ałtaj** (według nowej nomenklatury Gazpromu – **Siła Syberii 2**). 9 listopada 2014 roku podczas wizyty prezydenta Władimira Putina w Pekinie (w przededniu szczytu APEC) podpisano ramowe porozumienie określające podstawowe warunki umowy na roczne dostawy 30 mld m³ gazu z Rosji do Chin tzw. szlakiem zachodnim (dostawy gazu z Syberii Zachodniej do północno-zachodnich Chin).

Trzecim ogłoszonym projektem są dostawy do Chin **gazociągiem Sachalin–Chabarowski–Władywostok**. Memorandum między rosyjskim koncernem Gazprom a chińską spółką CNPC w sprawie dostaw gazu rurociągiem z rosyjskiego Dalekiego Wschodu do Chin podpisano we Władywostoku we wrześniu 2015 roku.

Mimo trudności i nieuniknionych opóźnień gazociąg Siła Syberii1 zostanie zbudowany z uwagi na rzeczywiste zainteresowanie obu stron jego realizacją. Rosja traktuje bowiem rozbudowywaną infrastrukturę gazową jako ważną w kontekście programu gazyfikacji Syberii Wschodniej i Dalekiego Wschodu. Z kolei głównym argumentem przemawiającym za zainteresowaniem strony chińskiej są potrzeby regionalnego rynku gazu w północno-wschodnich Chinach. Potwierdzeniem tego, że projekt zostanie zrealizowany, jest systematyczny postęp w budowie nowej magistrali. Pod koniec lutego 2017 roku Gazprom poinformował o ułożeniu ponad 500 km rur⁷¹.

Nadal brak wyraźnych postępów w negocjacjach dotyczących projektu Siła Syberii 2 (dawniej projekt Ałtaj), zakładającego budowę gazociągu, który miałby łączyć rosyjskie złoża zachodniosyberyjskie i północno-zachodnie prowincje Chin. Gazprom forsuje ten projekt od 2006 roku. Jego realizacja pozwoliłaby Rosji wzmocnić pozycję negocjacyjną wobec odbiorców europejskich – zapleczem surowcowym dostaw są bowiem te same złoża, z których zaopatrywani są odbiorcy z Europy (według Gazpromu głównie złoża Zapolarnoje – 3,3 bln m³ gazu oraz Jużnorusskoje – 1,03 bln m³ gazu). Dotychczas zawarto jedynie całą serię ramowych porozumień dotyczących projektu. Co prawda przedstawiciele rosyjskich władz oraz Gazpromu wielokrotnie wskazywali na możliwość szybkiego podpisania kontraktu, jednak jego zawarcie w najbliższym czasie jest coraz mniej prawdopodobne.

Rosji nie udało się także zdywersyfikować kierunków eksportu gazu. Dopiero w ostatnich latach (2014–2016) stworzono wiążące ramy prawne oraz

⁷¹ «Газпром» отчитался о строительстве «Силы Сибири», <http://izvestia.ru/news/667535>

rozpoczęto realną budowę infrastruktury, która ma umożliwić eksport rosyjskiego gazu do Chin. Realizacja chińskich projektów, możliwa najwcześniej na początku lat 20. obecnego stulecia, będzie jednak miała ograniczony wymiar i z pewnością nie stanie się w perspektywie najbliższych dwudziestu lat żadną alternatywą dla strategicznie najważniejszego rynku europejskiego. Poza tym baza surowcowa (złóża wschodniosyberyjskie) dla dostaw planowanych przez budowany obecnie gazociąg Siła Syberii jest inna od tej, która wykorzystywana jest do eksportu na rynek europejski (złóża zachodniosyberyjskie).

4. Projekty LNG

Przedstawiciele Gazpromu oraz rosyjskich władz co prawda wielokrotnie ogłoszali plany ekspansji w sektorze LNG, ale dotychczasowe efekty są mizerne. Jeszcze w Schemacie generalnym rozwoju sektora gazowego do 2030 roku wskazywano na możliwość produkcji od 15 do 20 mln ton LNG w 2015 roku, w 2020 roku już od 50–60 mln ton, a po 2025 roku 60–82 mln ton⁷². Rosyjski sektor LNG jest jednak mocno zapóźniony w stosunku do innych państw i regionów świata i zarysowane parametry będą trudne do zrealizowania.

4.1. Projekty działające i realizowane

Aktualnie działa w Rosji tylko jeden zakład skraplania gazu, uruchomiony w 2009 roku w ramach projektu **Sachalin 2**. Udziałowcami projektu są Gazprom (50% plus 1 akcja), holendersko-brytyjski koncern Royal Dutch Shell (27,5% minus 1 akcja), japońskie firmy Mitsui i Mitsubishi (odpowiednio 12,5% i 10% akcji). Obecna moc produkcyjna wynosi 10,9 mln ton rocznie; docelowa moc produkcyjna ma kształtować się na poziomie 15 mln ton. Gazprom wciąż planuje rozbudowę terminalu. Trzecia linia produkcyjna zakładu skraplania gazu w ramach projektu Sachalin 2 ma być oddana do użytku w 2022 roku⁷³ (pełna moc 5 mln ton rocznie w 2023 roku), choć dotąd nie podjęto jeszcze ostatecznej decyzji inwestycyjnej w tej sprawie (szacunkowy koszt realizacji 7,4 mld USD).

W najbardziej zaawansowanym stadium znajduje się projekt **Jamał LNG**. Jego udziałowcami są: Novatek – największy po Gazpromie producent gazu w Rosji (50,1% udziałów), francuski koncern Total (20% udziałów), chiński koncern

⁷² Генеральная схема развития газовой отрасли на период до 2030 года, <http://www.energyland.info/files/library/112008/7579b56758481da282dd7e0a4de05fd1.pdf>

⁷³ Wstępnie planowano oddanie trzeciej linii do użytku w latach 2018–2019.

CNPC (20% udziałów) oraz chiński Fundusz Szlaku Jedwabnego (9,9% udziałów). Pierwsza linia produkcyjna projektu (moc produkcji 5,5 mln ton) planowana pierwotnie na 2016 rok zostanie oddana do użytku nie wcześniej niż w 2017, a druga i trzecia zamiast odpowiednio w 2017 i 2018, w latach 2018–2019. Łączna moc produkcyjna zakładu skraplania gazu ma wynieść 16,5 mln ton, a całościowy koszt realizacji projektu to 27 mld USD.

4.2. Projekty w fazie planistycznej

Pozostałe projekty w sektorze LNG zgłoszone przez rosyjskie koncerny znajdują się w sferze planów. Uwzględniając obecną sytuację na rynku LNG – spadek cen oraz perspektywy pojawienia się w najbliższych latach na rynku nowych silnych graczy (Australia, USA, Kanada) – realizacja nowych rosyjskich projektów LNG wydaje się w perspektywie najbliższych dziesięciu lat mało realna.

Gazprom ogłosił plany budowy dwóch zakładów skraplania gazu: na rosyjskim Dalekim Wschodzie w ramach projektu Władywostok LNG oraz na Morzu Bałtyckim w ramach projektu Bałtycki LNG. Projekt **Władywostok LNG**, którego jedynym udziałowcem jest na razie Gazprom, miał zostać uruchomiony w 2018 roku (pierwsza nitka o mocy produkcyjnej 5 mln ton) i rozbudowany do 2020 roku (kolejna nitka o mocy produkcyjnej 5 mln ton). Co prawda tzw. ostateczna decyzja inwestycyjna w sprawie kosztownego projektu (wg szacunków z 2015 roku ok. 12 mld USD) zapadła jeszcze w lutym 2013 roku, ale od tej pory rosyjski koncern nie podjął żadnych konkretnych działań w tej sprawie. Ponadto w 2015 roku Gazprom zasygnalizował możliwość rezygnacji z tego projektu. Obecnie utrzymuje się stan zawieszenia, co znalazło potwierdzenie w wypowiedzi prezesa Gazpromu Aleksieja Millera, który po walnym zgromadzeniu akcjonariuszy koncernu w czerwcu 2016 roku stwierdził, że realizacja projektu zależy od koniunktury cenowej na rynkach azjatyckich.

Gazprom planuje również budowę zakładu skraplania gazu w okolicy rosyjskiego portu Ust-Ługa (**Bałtycki LNG**). Terminal o łącznej mocy produkcyjnej 10 mln ton planowano pierwotnie oddać do użytku w 2018 roku (szacunkowy koszt realizacji projektu to ok. 10 mld USD); w 2016 roku Gazprom ogłosił, że jego uruchomienie nastąpi w latach 2021–2022 (pierwsza nitka ma działać w 2021 roku, a pełna moc 10 mln ton – od 2022 roku). Pierwsze memorandum w sprawie projektu (z władzami obwodu leningradzkiego) zostało podpisane w czerwcu 2013 roku. Z kolei w czerwcu 2016 roku Gazprom podpisał memorandum w tej sprawie z holendersko-brytyjskim koncernem Shell, który miałby potencjalnie zostać jednym z udziałowców projektu. Dodatkowo w lipcu

2016 roku zasugerowano możliwość przyłączenia się do projektu przez japońskie firmy energetyczne.

Plan budowy własnej skraplarni gazu ogłosiła także **Rosnieft'**. Projekt o roboczej nazwie **Dalekowschodni LNG** ma zostać zrealizowany wspólnie z partnerami rosyjskiego koncernu współpracującymi w ramach konsorcjum Sachalin 1. Udział w nim, poza Rosnieftią (20% udziałów), biorą: amerykańska firma Exxon Mobil (30%), indyjska ONGC (20%) oraz japońska spółka SODECO (30%). Moc produkcyjna zakładu skraplania gazu ma wynosić 5 mln ton. Wstępny koszt realizacji projektu szacowany jest na ok. 19 mld USD. Według wstępnych ustaleń zakład skraplania gazu miałby zostać zbudowany w okolicach dalekowschodniego, rosyjskiego portu De-Kastri (Kraj Chabarowski).

Kolejny projekt LNG planuje również **Novatek**. Jeszcze w grudniu 2013 roku przedstawiciele koncernu oświadczyli, że nowy zakład skraplania gazu na Półwyspie Jamalskim (tzw. **Arktik LNG**), o łącznej, docelowej mocy produkcyjnej 15–16,5 mln ton, może zostać zbudowany w latach 2018–2025: pierwsza nitka w latach 2018–2022, druga 2019–2024 oraz trzecia w latach 2020–2025. Zapleczem surowcowym miałyby być znajdujące się na Półwyspie Gydańskim złoża Utriennieje i Geofizycznejskoje. W październiku 2014 roku projekt uzyskał licencję na eksport LNG⁷⁴; koszt realizacji projektu oceniany jest wstępnie na 13,5 mld USD⁷⁵. W związku z planowanym projektem Novatek jest zainteresowany nabyciem od Gazpromu czterech złóż znajdujących się na Półwyspie Jamalskim (Siewiero-Tambejskoje, Zapadno-Tambejskoje, Małygin, Tasijskoje)⁷⁶.

4.3. Przyczyny opóźnień w realizacji rosyjskich projektów LNG

W 2014 roku pierwsze firmy uzyskały licencje na eksport gazu skroplonego⁷⁷, niemniej wbrew wcześniejszym ambitnym zapowiedziom w ostatnich

⁷⁴ НОВАТЭК получил 3 лицензии на Гыдане на экспорт СПГ, <http://neftegaz.ru/news/view/135086-NOVATEK-poluchil-3-litsenzii-na-Gydane-na-eksport-SPG>

⁷⁵ Новый проект «Новатэка» по производству СПГ обойдется не менее чем в \$10 млрд, <http://www.vedomosti.ru/business/articles/2016/11/22/666382-proekt-novateka>

⁷⁶ Novatek eyes Gazprom fields, FSU Argus, 1.12.2016, s. 8.

⁷⁷ Jamał LNG uzyskał 5 września 2014 roku licencję na eksport gazu, wydaną przez rosyjskie Ministerstwo Energetyki. W październiku tego samego roku uzyskał licencje eksportowe dla nowych projektów LNG: Arktyczny LNG 1, Arktyczny LNG 2 oraz Arktyczny LNG 3 (ze złóż Utriennieje i Geofizycznejskoje na Półwyspie Jamalskim). W grudniu 2013 roku Novatek ogłosił, że wszystkie projekty (każdy o planowanej produkcji 5–5,5 mln ton rocznie) miałyby zacząć funkcjonować odpowiednio: w latach 2018–2022, 2019–2024 oraz 2020–2025. ŁUKoil – mimo starań – nie uzyskał na razie prawa eksportu LNG; jest to o tyle mało zaskakujące, że ŁUKoil

kilkunastu miesiącach obserwujemy stagnację w sektorze LNG. **Nieadekwatne do rosyjskich oczekiwań efekty realizacji projektów LNG są w pierwszej kolejności wynikiem braku klarownej strategii gazowej** i konsekwencji w działaniach zarówno na poziomie najwyższych władz państwowych, jak i rosyjskich koncernów energetycznych.

Po pierwsze, jeśli chodzi o rozbudowę infrastruktury energetycznej, priorytetowo traktowane były projekty budowy nowych gazociągów. Po drugie, zarówno na poziomie rządowym, jak i na poziomie Gazpromu zbagatelizowano ważne procesy zachodzące na zewnętrznych rynkach gazowych. Kluczową w tym zakresie okazała się rewolucja łupkowa w USA, która sprawiła, że Stany Zjednoczone z potencjalnego importera LNG (w tym z Rosji) mają szansę stać się – w perspektywie najbliższych 3–5 lat – jednym z najpoważniejszych rosyjskich konkurentów na gazowych rynkach eksportowych. Po trzecie wreszcie, władze państwowe nadal nie są zdolne – poza realizowanym już projektem Jamał LNG – do ustalenia hierarchii priorytetów w odniesieniu do pozostałych projektów. Na odsuwanie decyzji dodatkowo wpłynęła rywalizacja między dalekowschodnimi projektami LNG Gazpromu i Rosniefti, oczekującymi wsparcia finansowego ze strony państwa. Rząd miał podjąć decyzję w tej sprawie jeszcze latem 2015 roku, ale do dziś nie przyjęto żadnych rozstrzygnięć w tej kwestii. Dowodem na nasilającą się rywalizację są również spory prawne Rosniefti i Gazpromu. Rosnieft' domaga się uzyskania dostępu do – należącej do Gazpromu – infrastruktury gazociągowej na Sachalinie, dzięki czemu mogłaby przesyłać do przyszej własnej skraplarni ok. 8–10 mld m³ gazu rocznie. Rosnieft' zwracała uwagę na techniczne możliwości takiej operacji, wymagające jedynie budowy nowych stacji pomiarowych, których koszt gotowa była ponieść⁷⁸. Gazprom od lat odmawia dostępu Rosniefti i lobbuje za tym, by rząd zmusił konsorcjum Sachalin 1 do sprzedaży wydobywanego gazu projektowi Sachalin 2, ale warunki proponowane przez Sachalin Energy były odrzucane przez Rosnieft'.

Ponadto ważnym czynnikiem okazały się wprowadzone przeciwko Rosji w związku z agresją przeciwko Ukrainie zachodnie sankcje finansowe.

nie posiada złóż umożliwiających produkcję LNG. Novatek secures LNG export rights, FSUE Argus, 16.10.2014, s. 7.

⁷⁸ Rosnieft' wszczęła postępowanie przed sądem arbitrażowym na Sachalinie. Werdykt, którego ogłoszenie wielokrotnie przesuwano (wnioskowała o to Sachalin Energy po tym, kiedy Rosnieft' znalazła się na amerykańskiej liście sankcyjnej), został wydany w lutym 2015 roku i był niekorzystny dla naftowego koncernu. Odrębne postępowanie wszczęła też w sierpniu 2014 roku Federalna Służba Antymonopolowa.

Rzutują one na kondycję rosyjskich firm energetycznych, a tym samym odsuwają perspektywy realizacji kosztownych projektów LNG.

Nawet udziałowcy najbardziej zaawansowanego projektu gazu skroplonego – Jamał LNG – zderzyli się z poważnymi problemami w zakresie pozyskania finansowania przedsięwzięcia. Ze względu na objęcie Novateku (główny udziałowiec Jamał LNG) oraz Gazprombanku (jeden z głównych rosyjskich kredytodawców dla projektu) amerykańskimi sankcjami, opóźniła się o blisko dwa lata finalizacja rozmów z bankami w sprawie pozyskania finansowania zagranicznego. Dopiero w 2016 roku udało się zawrzeć stosowne porozumienia z bankami rosyjskimi (Sbierbank i Gazprombank udziela kredytu w wysokości 3,6 mld euro) i chińskimi (9,3 mld euro oraz 9,8 mld juań)⁷⁹. Stąd rozważano wariant sprzedaży kolejnych należących do Novateku 9% udziału w Jamał LNG zewnętrznym inwestorom (kolejnej firmie chińskiej lub indyjskiej).

Jeszcze większe problemy związane z poszukiwaniem finansowania projektów LNG ma Gazprom. Jedynym potencjalnym inwestorem zewnętrznym w projektach Gazpromu (samodzielnie w projekcie Władywostok LNG oraz wspólnie z WEB w projekcie Bałtycki LNG) jest Gazprombank, który został objęty amerykańskimi sankcjami, co utrudniło mu znacząco możliwości pozyskiwania finansowania zewnętrznego. W przypadku Gazpromu dodatkowy efekt ma objęcie amerykańskimi sankcjami znajdującego się na Sachalinie złoża Južno-Kirińskiego. Gaz ze złoża miał potencjalnie stanowić zaplecze surowcowe planowanej trzeciej nitki zakładu skraplania gazu w ramach projektu Sachalin 2⁸⁰.

Problemy z uzyskiwaniem finansowania zewnętrznego – ze względu na amerykańskie sankcje – ma również objęta zachodnimi sankcjami **Rosnieft’**.

Co prawda sankcje nie dotknęły wprost rosyjskich projektów LNG w kwestii dostępu do **technologii**, ale wśród firm istnieje obawa, że ich ewentualne rozszerzenie może objąć również ten sektor. Wszystkie firmy realizujące projekty zależą od zachodnich technologii i sprzętu, co zwiększa ich podatność na amerykańskie i europejskie sankcje. Przykładowo eksploatacja należącego do

⁷⁹ НОВАТЭК все еще ждет китайских денег, <http://www.kommersant.ru/doc/2944696>; «Ямал СПГ» получит от банков Китая кредиты на €9,3 млрд и 9,8 млрд юаней, <http://tass.ru/ekonomika/3249817>

⁸⁰ США ввели санкции против крупнейшего месторождения «Газпрома» на шельфе, <http://www.vedomosti.ru/business/articles/2015/08/07/604010-ssha-vveli-sanktsii-protiv-krupneishego-gazproma>

Gazpromu złoza Jużno-Kirińskiego jest całkowicie uzależniona od technologii i sprzętu sprowadzanego z Europy. Amerykańskie firmy, takie jak General Electric (jeden z głównych dostawców sprężarek dla zakładów LNG), nie mogą pracować z projektami, w których kontrolne pakiety mają firmy objęte sankcjami. Potwierdza to wypowiedź wiceministra energetyki Rosji Kiriłła Mołodcowa, który stwierdził, że dostęp do technologii skraplania nie jest największym problemem – Rosja ma bowiem pewne własne doświadczenie w tym zakresie, jeśli idzie o projekty o niewielkiej skali. Głównym problemem jest natomiast brak pewnego rodzaju sprzętu, głównie sprężarek. Rosja będzie potrzebować lat, o ile nie dekad, by rozwinąć własne moce w tym zakresie⁸¹.

Rosyjskie firmy energetyczne utrzymują, że nie będzie opóźnień w realizacji projektów. Gazprom nadal podtrzymuje ambitne plany w sektorze LNG. W lutym 2015 roku przedstawiciel koncernu ogłosił plan eksportu LNG na poziomie 25 mln ton w 2025 roku⁸².

Uwzględniając jednak dotychczasowe – znikome – efekty, piętrzące się wyzwania finansowe oraz dekoniunkturę cenową na rynkach gazu skroplonego (szczególnie w Azji), realizacja ambitnych planów w sektorze LNG wydaje się w najbliższych latach mało realna. Poza kwestiami finansowymi problemem byłaby z pewnością baza surowcowa. Gdyby Gazprom chciał równoległe uruchomić wszystkie przewidziane planami projekty „wschodnie” (Siła Syberii, Władywostok LNG, trzecia linia produkcyjna zakładu skraplania gazu w ramach projektu Sachalin 2), potrzebowałby w latach 2020–2021 około 54–55 mld m³ gazu rocznie wydobywanego ze złóż wschodniosyberyjskich i dalekowschodnich, co jest całkowicie nierealne. Tym samym coraz bardziej prawdopodobna wydaje się faktyczna rezygnacja przez Gazprom i Rosneft’ ze swoich dalekowschodnich projektów LNG.

4.4. Udział rosyjskich firm w handlu LNG na świecie

Niewielki jest udział rosyjskich firm w globalnym handlu LNG. Gazprom rozpoczął działalność w tej sferze w 2005 roku i w pierwszych czterech latach łączny poziom obrotów wyniósł 1,2 mln ton (ok. 1,7 mld m³). W sierpniu 2008 roku powołano do życia oddzielną spółkę Gazprom Global LNG Limited. W latach kolejnych ten udział się zwiększał, ale głównie dzięki uruchomieniu

⁸¹ Competitive disadvantage, FSUE Argus, 9.10.2014, s. 2.

⁸² "Газпром" планирует довести долю своего СПГ в торговом портфеле до 80%, <https://ria.ru/economy/20150203/1045609333.html>

zakładu skraplania gazu w ramach projektu Sachalin 2. W 2010 roku łączny obrót LNG przez Gazprom wyniósł 1,82 mln ton (2,47 mld m³), z czego aż 1,6 mln ton (2,18 mld m³) to gaz pochodzący z projektu Sachalin 2. W 2011 roku wyniki były dużo gorsze; choć ogólny obrót wyniósł 2,3 mln ton (3,06 mld m³), to z projektu Sachalin 2 Gazprom wyeksportował jedynie 0,96 mln ton (1,28 mld m³). Z kolei w 2014 roku wyeksportował ok. 2 mln ton (4,5 mld m³), z czego ok. połowa pochodziła z projektu Sachalin 2, a połowa została nabyta na rynku gazowym przez Gazprom Marketing & Trading Limited (GM&T) – spółkę córkę Gazpromu. W latach 2015–2016 Gazprom odnotował dalszy wzrost sprzedaży LNG – odpowiednio 4,7 i 4,9 mld m³ gazu rocznie (pełne zestawienie zawiera Aneks 1).

W ostatnich latach Gazprom zawarł nowe kontrakty na dostawy LNG. W 2012 roku spółka GM&T podpisała 20-letnią umowę z indyjską firmą Gail India, przewidującą – począwszy od lat 2018–2019 – dostawy 2,5 mln ton LNG rocznie⁸³. Ponadto 27 października 2015 roku Gazprom Marketing & Trading Singapur (spółka córka GM&T) podpisał z Pavillion Gas (spółka córka Singapur’s Pavillion Energy) 10-letnią umowę sprzedaży LNG na rynki azjatyckie. Umowa nie precyzuje, kiedy zaczną się dostawy oraz jaka będzie ich wielkość w poszczególnych latach⁸⁴.

Powyższe zobowiązania Gazprom planuje pokrywać zarówno gazem własnym (ok. 1 mln ton z projektu Sachalin 2), jak i gazem kupowanym od konsorcjum Jamał LNG (ok. 2,9 mln ton, przede wszystkim na potrzeby kontraktu zawartego z Gail India) oraz gazem nabywanym na rynkach spotowych (ok. 1 mln ton rocznie).

Gazprom zwiększył możliwości swojej floty LNG do 800 tys. m³, po tym kiedy w 2014 roku nabył dwa tankowce LNG (w styczniu 2014 roku „Nowogród Wielki”, w sierpniu 2014 roku „Psków”). Łącznie Gazprom Marketing & Trading Limited posiada pięć tankowców, dzięki którym ma możliwość przewozu LNG szlakiem północnym. Do 2020 roku Gazprom planuje jednocześnie zwiększyć flotę własną o kolejnych dziesięć tankowców⁸⁵.

⁸³ Uwzględniając zmieniającą się koniunkturę (obniżka cen na regionalnych rynkach gazowych, w tym LNG), Gail India zainicjowała w 2016 roku rozmowy z Gazpromem w sprawie zmian warunków 20-letniego kontraktu. Индийская GAIL хочет изменить контракт с «Газпромом» на поставку СПГ, <http://www.vedomosti.ru/business/articles/2016/07/26/650526-indiiskaya-gail-gazpromom>

⁸⁴ «Газпром» подписал соглашение о поставке СПГ в Сингапур, <http://www.vedomosti.ru/business/news/2015/10/27/614489-gazprom-singapur>

⁸⁵ Gazprom to boost LNG tanker fleet, FSUE Argus, 28.08.2014, s. 9.

Tabela 9. Produkcja i eksport LNG z Rosji w latach 2009–2015 (w mln ton)

Rok	Produkcja	Eksport						
		Japonia	Korea Południowa	Tajwan	Chiny	Tajlandia	Kuwejt	Indie
2009	5	2,84	1,02	0,12	0,19	-	0,31	0,51
2010	10,44	6,29	3,39	0,51	0,38	-	0,07	-
2011	10,49	7,18	2,82	0,18	0,24	0,06	-	-
2012	10,92	8,31	2,17	0,06	0,38	-	-	-
2013	10,76	8,73	1,96	0,06	-	-	-	-
2014	10,57	8,32	2	0,06	0,13	0,06	-	-
2015	10,92	7,78	2,69	0,26	0,19	-	-	-

Opracowanie własne na podstawie danych publikowanych przez World LNG Report w latach 2010–2016.

Poza Gazpromem udział w handlu LNG bierze jeszcze **Novatek**. Koncern rozpoczął jednak operacje handlowe w sektorze LNG dopiero w lipcu 2016 roku, dostarczając pierwszą partię surowca z Trynidadu i Tobago do Chile. Skala zaangażowania rosyjskiego koncernu jest dotąd niewielka – 155 tys. m³; jak poinformowali przedstawiciele koncernu, celem jest przede wszystkim uzyskanie doświadczenia w handlu LNG ze względu na planowane na 2017 rok uruchomienie dostaw z projektu Jamał LNG⁸⁶.

5. Perspektywy wzrostu eksportu

Uwzględniając obecne trendy na rynkach zewnętrznych, spadek konsumpcji w Europie oraz obniżanie prognoz średnio- i długoterminowych w zakresie zapotrzebowania na gaz nie tylko na rynkach europejskich, ale także azjatyckich, znaczący wzrost eksportu rosyjskiego gazu wydaje się nierealny.

Dynamika sytuacji na rynkach zagranicznych sprawiła, że prognozowane w rosyjskich dokumentach strategicznych perspektywy wzrostu eksportu wydają się całkowicie nierealistyczne zarówno w perspektywie średnio-,

⁸⁶ НОВАТЭК перепродал первый СПГ, <http://www.kommersant.ru/doc/3032304>; NOVATEK ships first LNG cargo, http://www.novatek.ru/en/press/releases/index.php?id_4=1255

jak i długoterminowej. Według Schematu generalnego rozwoju sektora gazowego do 2030 roku eksport w 2020 roku miał wzrosnąć do poziomu 397–432 mld m³, a w latach 2025–2030 do poziomu 415–440 mld m³. Nieco bardziej realistyczne okazały się założenia Strategii energetycznej do 2030 roku dotyczące eksportu rosyjskiego gazu – zakładano, że w 2015 roku wyniesie on 282 mld m³, z czego 163 mld m³ trafi do państw UE i Turcji, 30 mld m³ do Azji i aż 89 mld m³ do państw WNP. Strategia prognozowała wzrost eksportu w latach 2016–2022 do 336 mld m³ rocznie, a w latach 2022–2030 do 363 mld m³ rocznie.

Najbardziej nieadekwatne okazały się prognozy dotyczące wzrostu konsumpcji w przestrzeni poradzieckiej (szerzej zob. część II, rozdział 2).

Jeśli chodzi o **rynek UE**, to wiele wskazuje, że Rosja zdoła utrzymać swój obecny udział, okresowo zwiększając nieznacznie wolumen dostaw, czego potwierdzeniem jest wzrost dostaw na rynek europejski w 2016 roku. Jest to z jednej strony konsekwencją obowiązywania wielu kontraktów długoterminowych (część z nich wygasa dopiero w latach trzydziestych obecnego stulecia) i nadal dużej konkurencyjności cenowej rosyjskiego gazu na unijnym rynku. Poza tym starania państw członkowskich UE o realną dywersyfikację źródeł dostaw gazu nie przyniosły dotąd znaczących jakościowo rezultatów. Rozbudowano co prawda infrastrukturę umożliwiającą import LNG, ale poziom jej wykorzystania kształtuje się na poziomie 20%. Dostawy LNG w 2015 roku stanowiły zaledwie 50% wolumenu, jaki trafił do europejskich terminali LNG w 2011 roku. Jeszcze mniej skuteczne okazały się próby zbudowania nowych gazociągów umożliwiających dywersyfikację dostaw gazu do Europy. Jedynym projektem jest realizowany wspólnie przez Azerbejdżan i Turcję TANAP i TAP, którymi docelowo na rynek UE ma trafić ok. 10 mld m³ gazu. W sferze planów i wstępnych ustaleń znajdują się natomiast takie projekty jak Galsi, EastMed czy Baltic Pipe.

Jak zaznacza Tatiana Mitrowa, w perspektywie krótkoterminowej rosyjska strategia eksportowa będzie napotykać poważne wyzwania adaptacyjne związane z sytuacją na rynku europejskim. Dodatkowym elementem jest napięcie geopolityczne między Rosją a Zachodem. Ekspertka podkreśla, że strategia ma dotychczas charakter improwizowany, czego potwierdzeniem są zmieniające się dynamicznie plany budowy nowej infrastruktury gazociągowej z Rosji do Europy: South Stream, Turkish Stream, możliwość wznowienia South Streamu w zmodyfikowanej postaci, Nord Stream 2; zapowiedzi całkowitej rezygnacji z dostaw przez Ukrainę do opcji zachowania częściowego tranzytu.

Teoretycznie wyzwaniem dla Rosji na rynku europejskim – zarówno średnio-, jak i długoterminowo – może być import LNG (z USA, Australii, Papui Nowej Gwineji). Z jednej strony niskie ceny gazu połączone z kosztami skraplania, transportu i regazyfikacji mogą sprawić, że oferta producentów LNG może się okazać mniej atrakcyjna niż cena surowca oferowana przez rosyjskiego dostawcę. Rosja nadal może bowiem konkurować dzięki niskim kosztom wydobycia w Syberii Zachodniej (3,5–4 USD za mmbtu). Z drugiej strony, w miarę wyczerpywania się złóż zachodniosyberyjskich sytuacja może ulec zmianie: koszty produkcji ze złóż jamalskich są już bowiem dużo wyższe (7–10 USD za mmbtu), a jeszcze wyższe będą w przypadku wydobycia gazu na szelfie arktycznym (szacunkowo ok. 12–13 USD za mmbtu)⁸⁷.

Ponieważ w latach 2018–2023⁸⁸ spodziewane jest pojawienie się na globalnym rynku nowych, znaczących ilości gazu, głównie w formie LNG, zaostrzy to konkurencję wśród eksporterów, a z rosyjskiego punktu widzenia zwiększy wyzwanie, jakim jest ochrona udziałów w strategicznym rynku europejskim. Nie jest do końca jasne, czy Rosja zdecyduje się na wojnę cenową o europejski rynek (jak zauważa Tatiana Mitrowa, na razie nie ma oznak takiej strategii⁸⁹), ale nie należy tego wykluczyć w przyszłości. Pewnym sygnałem możliwej strategicznej korekty polityki handlowej względem odbiorców europejskich są przeprowadzane od 2015 roku przez Gazprom aukcje gazowe⁹⁰. Co prawda w najbliższych latach mechanizm aukcyjny będzie zapewne pełnił funkcję uzupełniającą wobec realizacji przez Gazprom zobowiązań eksportowych, wynikających z kontraktów długoterminowych (na dotychczasowych aukcjach sprzedano niewielkie ilości gazu: podczas pierwszej – 1,2 mld m³, drugiej – 0,42 mld m³, trzeciej – 2 mld m³). Jednak w miarę wygasania obowiązujących umów i przy spodziewanym niskim zainteresowaniu zawieraniem

⁸⁷ T. Mitrova, *Shifting Political Economy of Russian Oil and Gas*, CSIS, March 2016, s. 46–47; por. A. Łoskot-Strachota, *Wielkie nadzieje: LNG na europejskim rynku gazu*, *Komentarze OSW*, 13.04.2016, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/komentarze-osw/2016-04-13/wielkie-nadzieje-lng-na-europejskim-rynku-gazu>

⁸⁸ Dane podawane przez World LNG Report, <http://www.igu.org/publications/2016-world-lng-report>

⁸⁹ *Ibidem*, s. 38.

⁹⁰ Dotąd Gazprom, poprzez swoją spółkę córkę Gazprom Export, zorganizował 3 aukcje gazowe: pierwsza odbyła się 7–10 września 2015 roku, druga 15–17 marca 2016 roku, a trzecia w dniach 29 sierpnia – 2 września 2016 roku. Pierwsza aukcja przewidywała dostawy wyłącznie gazociągami Nord Stream, druga przeznaczona była dla Litwy, Łotwy i Estonii, a ostatnia przewidywała dostawy nie tylko do punktów odbioru wyznaczonych przy pierwszej aukcji – Greifswald, Gaspool i Olbernhau, ale także do Baumgarten oraz Arnoldstein.

nowych, poziom sprzedaży rosyjskiego gazu poprzez aukcje może znacząco wzrosnąć⁹¹.

Problematyczna, szczególnie w perspektywie krótkoterminowej, może się także okazać ekspansja na **rynku chińskim**. Z jednej strony jest to konsekwencją obecnej hierarchii priorytetów Gazpromu, który w perspektywie najbliższych lat będzie skoncentrowany przede wszystkim na realizacji projektów europejskich, w szczególności na budowie nowych nitek gazociągu Nord Stream. Z drugiej strony, na opóźnienie realizacji wspólnych rosyjsko-chińskich projektów gazowych wpływają także: trudna sytuacja finansowa Gazpromu, problemy związane z zagospodarowywaniem złóż wschodniosyberyjskich oraz zmieniające się prognozy dotyczące perspektyw wzrostu konsumpcji gazu w Chinach.

Trudności finansowe Gazpromu sprawiają, że w obliczu braku możliwości zwiększenia budżetu inwestycyjnego ze środków własnych oraz fiaska rozmów w sprawie kredytu na budowę gazociągu do Chin, koncern zmniejszy budżet na budowę Siły Syberii: w 2015 roku zainwestował jedynie ok. 30 mld rubli, a w 2016 roku zmniejszył inwestycje z planowanych pierwotnie 200 mld rubli do zaledwie 76,2 mld rubli⁹². W związku z tym szacuje się, że rurociąg zostanie oddany do użytku nie jak planowano pierwotnie w 2018 roku, ale najpewniej w latach 2020–2021; z kolei zakład przetwórstwa gazu w Chabarowsku (niezbędny do tego, by przekształcić gaz ze stanu surowego do postaci umożliwiającej jego przemyślowe wykorzystywanie) nie wcześniej niż w 2025 roku.

Na odsunięcie w czasie realizacji rosyjsko-chińskich projektów gazowych wpływa wolne tempo prac dotyczących zagospodarowywania złóż wschodniosyberyjskich. Pełna moc produkcyjna złóż Kowykta i Czajanda zostanie osiągnięta nie wcześniej niż w połowie lat 20. obecnego stulecia, co może sprawić, że górny pułap dostaw zakontraktowany między Gazpromem a CNPC w maju 2014 roku może zostać osiągnięty nie wcześniej niż w latach 30.

Ponadto na kształt i tempo realizacji wspólnych rosyjsko-chińskich projektów gazowych coraz większy wpływ mają dynamicznie zmieniające się prognozy – w szczególności chińskie – dotyczące realnego zapotrzebowania na

⁹¹ Sz. Kardaś, Aukcje gazowe: nowy instrument w polityce Gazpromu, *Analizy OSW*, 7.09.2016, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2016-09-07/aukcje-gazowe-nowy-instrument-w-polityce-gazpromu>

⁹² «Газпром» в 2 раза снизил оценку инвестиций в «Силу Сибири» на 2016 год, <http://www.vedomosti.ru/business/news/2016/01/25/625388-gazprom-silu-sibiri>

importowany gaz. Z dotychczasowych wstępnych zapowiedzi wynika, że zakontraktowany w maju 2014 roku może być górną granicą chińskich potrzeb importowych z kierunku rosyjskiego. Oznaczałoby to fiasko rosyjskich planów dotyczących budowy gazociągu Siła Syberii 2, eksportu gazu szlakiem Sachalin-Chabarowsk-Władywostok czy też ewentualnych dostaw LNG na rynek chiński z rozważanego wciąż projektu Władywostok LNG.

Perspektywy eksportowe w Azji mogą się okazać mniejsze, niż przewidywano. Co prawda rola gazu w miksie energetycznym Chin będzie rosła, ale jednocześnie zmniejszać się będą potrzeby energetyczne ze względu na spowolnienie gospodarcze i wzrost energoefektywności. Poza tym Chiny mają bardzo zdywersyfikowany portfel dostaw. **Motywacja strony chińskiej do importu gazu z Rosji jest mniejsza niż w przypadku ropy naftowej.** Z jednej strony, mniejsza jest zależność chińskiej gospodarki od importu gazu. W 2014 roku Chiny sprowadziły 31% zużywanego gazu ziemnego, tj. 58 mld m³ (całość zużycia wyniosła 183 mld m³). Przepustowość już istniejących rurociągów z krajów Azji Centralnej oraz Birmy wynosi 70 mld m³, z perspektywą wzrostu do 90 mld m³ do końca dekady. W 2014 roku Chiny wykorzystwały tę przepustowość jedynie w połowie, importując gazociągami zaledwie 31 mld m³. W 2015 roku zużycie i import gazu pozostały na podobnym poziomie i wynosiły odpowiednio 191 mld m³ i 62 mld m³. Do tego dochodzi rosnąca przepustowość terminali LNG, które służą do importu do Chin mniej niż połowy gazu. Nawet przy pełnym wykorzystaniu planowanego gazociągu Siła Syberii dostawy z Rosji będą o połowę mniejsze od importu z krajów Azji Centralnej i będą musiały konkurować z dostawami gazu skroplonego LNG. Czynnikiem wzmacniającym pozycję negocjacyjną Chin w rozmowach dotyczących importu gazu z Rosji jest ponadto bardzo dynamicznie realizowany przez Pekin program rozbudowy terminali LNG. W latach 2013–2015 oddano do użytku aż jedenaście terminali LNG o łącznej mocy regazyfikacyjnej 32,4 mln ton. Tym samym według stanu na początek 2016 roku Chiny miały łącznie siedemnaście terminali o łącznej mocy regazyfikacyjnej 54,6 mln ton rocznie, czyli ok. 75,3 mld m³⁹³.

⁹³ M. Kaczmarek, Sz. Kardaś, „Naftowa przyjaźń”: stan i perspektywy rosyjsko-chińskiej współpracy energetycznej, *Komentarze OSW*, luty 2016, http://www.osw.waw.pl/sites/default/files/komentarze_197.pdf

III. REFORMA RYNKU GAZOWEGO: PLANY I PERSPEKTYWY

Plany szerokich strukturalnych reform sektora gazowego w Rosji są przedmiotem ożywionych dyskusji od początku lat 2000. Pierwsze poważne propozycje w tym zakresie zawierał przedstawiony w 2000 roku przez ówczesnego ministra handlu i rozwoju gospodarczego Germana Grefa dokument zatytułowany **Strategia rozwoju Rosji do roku 2010. Tak zwany Plan Grefa** zawierał jednak bardzo ogólne postulaty obejmujące takie kwestie, jak podział Gazpromu, umożliwienie dostępu do gazociągów niezależnym producentom, uwzględnianie w cenach gazu kosztów transportu i wydobycia czy rozwiązanie problemu długów gazowych między Gazpromem a odbiorcami wewnętrznymi⁹⁴. Konieczność stopniowego wprowadzania zmian w sektorze gazowym sygnalizowana była również w kolejnych wersjach Strategii energetycznych Rosji oraz w Schemacie generalnym rozwoju sektora gazowego do 2030 roku.

Poniżej przedstawiono główne problemy sektora gazowego będące z jednej strony przedmiotem ewolucyjnych zmian, a z drugiej tematem dalszych dyskusji między zwolennikami i przeciwnikami reform.

1. Zwolennicy i przeciwnicy zmian

Inicjatorami i głównymi **zwolennikami zmian są tzw. niezależni producenci gazu w Rosji**, przede wszystkim Novatek i Rosnieft'. Warto jednocześnie zaznaczyć, że postulując zmiany mające na celu liberalizację rynku gazowego, w rzeczywistości nie analizują ich potencjalnych konsekwencji z perspektywy całego sektora, ale kierują się ściśle własnymi, partykularnymi interesami.

Orędownikiem zmian systemowych jest **Federalna Służba Antymonopolowa**. Jej szef Igor Artiemjew wielokrotnie postulował zarówno podział Gazpromu, jak i konieczność przeprowadzenia liberalizacji cenowej. Niektóre postulaty zmian wspiera również **Ministerstwo Rozwoju Gospodarczego**⁹⁵.

⁹⁴ K. Pełczyńska-Nałęcz, Kondycja i perspektywy rosyjskiego sektora gazowego, *Prace OSW*, Warszawa, kwiecień 2001, s. 9, http://www.osw.waw.pl/sites/default/files/prace_1_5.pdf

⁹⁵ Руководитель ФАС заявил о неизбежности разделения «Газпрома», <http://www.vedomosti.ru/business/news/2015/10/30/615031-fas-zayavil-neizbezhnosti-razdeleniya-gazproma>; Вопрос о разделении "Газпрома" может быть рассмотрен до конца года, <http://www.newsru.com/finance/16oct2015/gzprm2split.html>

Przeciwko zmianom wypowiada się z oczywistych względów sam **Gazprom**, którego stanowisko w wielu punktach podziela w dużej mierze Ministerstwo Energetyki Federacji Rosyjskiej⁹⁶.

2. Liberalizacja cen i problem taryf przesyłowych

Jednym z najpoważniejszych problemów rosyjskiego sektora gazowego są ceny surowca na rynku wewnętrznym.

Już zaprezentowany na posiedzeniu rządu Federacji Rosyjskiej 7 grudnia 2000 roku projekt reformy sektora gazowego zakładał stopniową liberalizację cen. Początkowo wzrost do poziomu 50 USD za 1000 m³, docelowo miał objąć ograniczenie do minimum roli państwa w regulowaniu cen wewnętrznych na gaz.

W 2002 roku rząd zniósł zasadę „zamrożonych cen” i zaczął ewolucyjnie wprowadzać podwyżki (na poziomie 20–25% rocznie) w celu stymulowania inwestycji oraz energooszczędności. Konieczność zmiany w tym zakresie wynikała m.in. z negocjacji akcesyjnych prowadzonych z WTO. W 2006 roku podjęto kolejną ważną decyzję o przyspieszeniu procesu wyrównywania cen gazu w eksporcie i na rynku wewnętrznym; zauważalne jednak w 2013 roku spowolnienie gospodarcze skłoniło rząd do zahamowania tego procesu. W 2007 roku rząd wprowadził maksymalne i minimalne poziomy cen – minimalny poziom określany jest przez Federalną Służbę ds. Taryf, a maksymalny przez rząd (różnica między nimi nie może przekraczać 10%). Parametry zmian cen hurtowych na gaz określa rząd, a konkretne ceny zatwierdzane są przez Federalną Służbę ds. Taryf. Z kolei ceny detaliczne na gaz ustanawiane są przez władze podmiotów Federacji Rosyjskiej. Tak zwani niezależni producenci gazu w Rosji mają prawo przyznawać zniżki na poziomie 10–15% w stosunku do cen oferowanych przez Gazprom.

Tak zwani niezależni producenci gazu zwiększają udział w dostawach na rynku wewnętrznym, korzystając z możliwości oferowania im dużo bardziej atrakcyjnych warunków dostaw, niż może czynić to Gazprom. Firmy te oferują zwykle w kontraktach od 3 do 10% zniżki w stosunku do cen regulowanych i ustanawianych przez Federalną Służbę Taryfową. Jak zauważa Tatiana Mitrowa, spółki te tworzą *de facto* regionalne monopole dostawcze: Novatek

⁹⁶ Минэнерго отвергло идею ФАС о разделении «Газпрома», https://lenta.ru/news/2015/10/15/gazprom_razdel/

niemal w 100% realizuje dostawy w regionie czelabińskim, Rosnieft' z kolei w obwodzie swierdłowskim⁹⁷. Tak zwani niezależni producenci prawie w 100% dostarczają gaz do obwodów swierdłowskiego i czelabińskiego. Ponadto w 73% do Jugr w Chanty-Mansyjskim Okręgu Autonomicznym, Kraju Permskiego – 72%, obwodów nowosybirskiego (55%), kemerowskiego (52%) oraz tomskiego (46%) – dane za 2012 rok.

W 2013 roku rząd Federacji Rosyjskiej podjął decyzję o zamrożeniu cen na gaz, przewidując jedynie indeksację uwzględniającą aktualny poziom inflacji. We wrześniu 2014 roku Federalna Służba ds. Taryf wniosła do rządu projekt postanowienia, na mocy którego Gazprom mógłby uzyskać prawo przyznawania zniżek na poziomie do 15%. Około 30% dostaw Gazprom realizuje dla odbiorców sektora komunalnego i jednostek budżetowych, które generują największe zaległości w kontekście płatności⁹⁸. Alternatywnie Federalna Służba Antymonopolowa proponuje koncepcję przejścia od cen regulowanych do cen spotowych odnoszonych do cen występujących na giełdzie gazowej w Petersburgu⁹⁹. Jednak dotąd mechanizm giełdowy jest mało efektywny. W 2015 roku obroty na giełdzie osiągnęły poziom zaledwie 5 mld m³, aż siedmiokrotnie mniej, niż wynosi maksymalny dopuszczalny pułap (35 mld m³ gazu rocznie).

Jest bardzo prawdopodobne, że zamrożenie cen spowoduje, iż w 2016 roku – po raz pierwszy od 2008 roku – Gazprom poniesie straty z tytułu sprzedaży gazu na rynku wewnętrznym. Długofalową konsekwencją będzie spadek zainteresowania dostawami na rynek wewnętrzny i jeszcze większe zainteresowanie dostępem do kanału eksportowego dla tzw. niezależnych producentów gazu¹⁰⁰.

Istotnym problemem jest również polityka taryfowa. Obecnie taryfy przesyłowe dla tzw. niezależnych producentów gazu są nadal wyższe od tych, jakie płacą spółki córki Gazpromu (taryfy dla nich ustala sam Gazprom). Warto jednak zaznaczyć, że różnice te systematycznie maleją. Jeszcze w 2010 roku wynosiły 28%, a w 2015 roku już tylko 5%¹⁰¹.

⁹⁷ T. Mitrova, *Shifting Political Economy of Russian Oil and Gas*, CSIS, March 2016, s. 21–22.

⁹⁸ Как поделить рынок газа?, *Нефтегазовая Вертикаль*, nr 13–14, 2015, s. 76.

⁹⁹ T. Mitrova, *Shifting Political Economy of Russian Oil and Gas*, *op. cit.*, s. 23–24.

¹⁰⁰ T. Mitrova, *Shifting Political Economy of Russian Oil and Gas*, *op. cit.*, s. 4–5.

¹⁰¹ Как поделить рынок газа?, *Нефтегазовая Вертикаль*, nr 13–14, 2015, s. 79.

Tabela 10. Taryfy na transport gazu dla Gazpromu i tzw. niezależnych producentów gazu (w rublach za 1000 m³ za 100 km)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Gazprom	40,2	43	48,7	53,2	57,4	60,2
Tzw. niezależni producenci ¹⁰²	51,4	56,2	58,1	61,7	63,9	65,2

Opracowanie własne na podstawie danych publikowanych przez Interfax.

Kwestia cen i wysokość taryf powoduje konflikt interesów między Gazpromem a tzw. niezależnymi producentami gazu w Rosji. Ten pierwszy domaga się prawa do przyznawania zniżek w kontraktach zawieranych z odbiorcami przemysłowymi oraz do rozszerzenia możliwości sprzedawania gazu w Rosji poprzez giełdę w Petersburgu. Z kolei tzw. niezależni producenci gazu nie są zainteresowani tym, by Gazprom uzyskał możliwość przyznawania zniżek w kontraktach z odbiorcami przemysłowymi, gdyż wówczas straciliby oni konkurencyjną przewagę, dzięki której tak znacząco zwiększyli swoje udziały w handlu gazem na rosyjskim rynku wewnętrznym. Najbardziej przeciwna możliwości przyznawania przez Gazprom zniżek odbiorcom przemysłowym jest Rosneft'. Przedstawiciele koncernu wskazywali, że byliby skłonni zmienić stanowisko tylko wówczas, gdyby Gazprom zgodził się kupować gaz od tzw. niezależnych producentów po cenach zbliżonych do eksportowych (cena eksportowa minus koszty transportu). Z wypowiedzi przedstawicieli Gazpromu wynika, że koncern gotów byłby się co najwyżej zgodzić na to, by ceny wewnętrzne kształtowały się na poziomie 70% cen eksportowych (stopniowe dochodzenie do tego poziomu do roku 2025); kwestie zrównywania cen wewnętrznych i eksportowych Gazprom proponuje odłożyć na okres po roku 2025.

Trudno o kompromis również w kwestii regulacji taryf. Rosneft' proponuje zmniejszenie wysokości taryf na swój gaz o 25–40% oraz postuluje, by to organy władzy państwowej ustanawiały ceny na magazynowanie gazu (dziś te ceny ustala Gazprom). Gazprom nie jest gotów zgodzić się na zmniejszanie taryf dla tzw. niezależnych producentów gazu, uzasadniając to tym, że ponosi duże koszty związane z tzw. gwarantowanymi dostawami gazu w regiony, które są

¹⁰² Средний уровень тарифов на услуги ОАО «Газпром» для независимых организаций по транспортировке газа по магистральным газопроводам, http://zhkh.fas.gov.ru/tariffs/analit_info/gas/17

bardzo oddalone od ośrodków wydobycia, co rodzi konieczność rekompensaty od tych uczestników rynku, którzy nie mają takich obciążeń.

3. Zmiany fiskalne

Na przestrzeni ostatnich 15 lat tylko częściowej zmianie uległy regulacje podatkowe dotyczące sektora gazowego.

Mechanizmy fiskalne stosowane w sektorze gazowym obejmują cło eksportowe oraz podatek od wydobycia (NDPI). Stawka eksportowa ustalona jest na poziomie 30% od ceny wynikającej z formuły cenowej przewidzianej kontraktem. Ponieważ w latach 2006–2010 ceny rosyjskiego gazu w kontraktach eksportowych wzrosły o 1,4 razy, a na rynku wewnętrznym dwukrotnie, począwszy od 2011 roku zaczęto podnosić stawkę NDPI. Ponadto za sprawą lobbingu ze strony tzw. niezależnych producentów gazu, począwszy od 2012 roku stawka NDPI różni się w odniesieniu do Gazpromu i pozostałych producentów (szczegóły zawiera Tabela 11). W 2014 roku wprowadzono z kolei model dyferencjacji NDPI – wysokość stawki jest uzależniona od lokalizacji eksploatowanego złoża oraz od aktualnych wewnętrznych i eksportowych cen surowca¹⁰³.

Tabela 11. Stawki NDPI dla Gazpromu i pozostałych producentów gazu (w rublach za 1000 m³)

	2005	2006-2010	2011	2012	2013 (I-VI)	2013 (VII-XII)	2014	2015	2016
Gazprom	135	147	237	509	582	622	700	788	888 ¹⁰⁴
Pozostali	135	147	237	251	265	402	471	552	552

Źródło: Нефтегазовая Вертикаль

Zmiany fiskalne wprowadzane w sektorze gazowym motywowane są przede wszystkim doraźnymi potrzebami finansowymi państwa. W listopadzie 2015 roku ustawowo – na wniosek rządu – podniesiono podatek NDPI

¹⁰³ Налоги и отрасль: от косметики к ремонту, *Нефтегазовая Вертикаль*, nr 23–24, 2014, s. 22.

¹⁰⁴ Ostatecznie stawka NDPI dla Gazpromu, z uwzględnieniem nowelizacji prawa podatkowego z jesieni 2016 roku, wyniosła 1078 rubli za 1000 m³.

w odniesieniu do firm, które dysponują prawem eksportu gazu (w praktyce objęto podwyżką Gazprom)¹⁰⁵.

4. Plany przekształcenia Gazpromu i demonopolizacja eksportu

Postulat restrukturyzacji Gazpromu pojawił się w rosyjskiej debacie już na początku lat 2000. W tzw. planie Grefa postulowano ramowo podział Gazpromu i wydzielenie odrębnych podmiotów odpowiedzialnych z jednej strony za wydobycie surowca, z drugiej za infrastrukturę przesyłową¹⁰⁶. Już pierwszy etap projektu reformy sektora gazowego zakładał uzyskanie przez tzw. niezależnych producentów gazu dostępu do systemu rurociągowego¹⁰⁷.

Od tego czasu postulat podziału Gazpromu wraca w debacie branżowej w Rosji z dużą regularnością, a szczególnie zintensyfikował się w ostatnich czterech latach za sprawą tzw. niezależnych producentów gazu – głównie Rosniefti i Novateku.

Kierowana przez Igora Sieczina Rosnieft' przedstawiła latem 2015 roku najbardziej kompleksowy plan reformy sektora gazowego w specjalnym liście wysłanym do Ministerstwa Energetyki Federacji Rosyjskiej. Reforma miałyby zostać przeprowadzona w trzech etapach. Pierwszy, przypadający na lata 2015–2018, miałyby obejmować ustanowienie odrębnych taryf na przesył gazu po terytorium Federacji Rosyjskiej oraz oddzielnych dla gazu wysyłanego na eksport. Rosnieft' zgłosiła także postulat zwiększenia ilości gazu sprzedawanego na giełdzie oraz zaproponowała uruchomienie testowych dostaw gazu przez tzw. niezależnych producentów za granicę na bazie tzw. umów agencyjnych zawieranych z Gazpromem. Drugi etap reformy przypadający na lata 2019–2022 miałyby obejmować wydzielenie z Gazpromu niezależnej spółki, która nabywałaby od tzw. niezależnych producentów gazu surowiec w celu odsprzedaży na rynku europejskim; względnie alternatywne wprowadzenie systemu kwot na dostawę gazu do Europy. Jednocześnie na tym etapie miałyby dojść do całkowitego uwolnienia cen gazu na rynku wewnętrznym. Trzeci etap, przypadający na lata 2023–2026, miałyby obejmować pełną liberalizację rynku gazowego, w tym

¹⁰⁵ Stosowna ustawa została przyjęta przez Dumę Państwową Federacji Rosyjskiej w listopadzie 2015 roku.

¹⁰⁶ Na wzór sektora naftowego, gdzie właścicielem i operatorem infrastruktury przesyłowej jest państwowy koncern Transnieft'; podmiot całkowicie odrębny i niezależny od przedsiębiorstw działających w sektorze produkcji ropy i dostaw na rynek wewnętrzny i rynki zagraniczne.

¹⁰⁷ K. Pełczyńska-Nałęcz, Kondycja i perspektywy rosyjskiego sektora gazowego, *op. cit.*, s. 9–11.

m.in. wydzielenie z Gazpromu odrębnych spółek odpowiadających za transport oraz magazynowanie gazu w Rosji. Według wyliczeń Rosniefti wprowadzone zmiany mogłyby doprowadzić do wzrostu produkcji gazu o 50 mld m³ rocznie oraz zwiększyć dochody budżetowe o ok. 350 mld rubli rocznie (z NDPI, ceł eksportowych oraz podatku od nieruchomości)¹⁰⁸.

Postulat podziału Gazpromu wiąże się ściśle z propozycjami ograniczenia monopolu eksportowego największego rosyjskiego koncernu gazowego. Już zaprezentowany na posiedzeniu rządu Federacji Rosyjskiej 7 grudnia 2000 roku projekt reformy sektora gazowego zakładał stopniową demonopolizację eksportu rosyjskiego gazu. Rozłożona na trzy etapy reforma sektora zakładała w drugim etapie umożliwienie tzw. niezależnym producentom eksport do państw WNP do poziomu 25% udziału w rosyjskim eksporcie gazu ogółem, a w trzecim etapie uzyskanie przez nich możliwości eksportu surowca również do Europy. W 2006 roku doszło do formalnego umocnienia pozycji Gazpromu poprzez zmianę ustawy o eksporcie gazu, w której zapewniono rosyjskiemu koncernowi ustawy monopol w tym zakresie.

Za demonopolizacją eksportu gazu lobbują systematycznie od wielu lat dwaj najwięksi konkurenci Gazpromu: Novatek i Rosnieft' oraz od niedawna otwarcie również ŁUKoil¹⁰⁹. Pierwszym krokiem w tym kierunku była przyjęta jesienią 2013 roku nowelizacja ustawy o eksporcie gazu dająca wybranym podmiotom (w praktyce tylko Novatekowi i Rosniefti) prawo eksportu gazu skroplonego¹¹⁰. W 2014 roku nasiliły się działania lobbujące na rzecz przyznania tzw. niezależnym producentom gazu prawa eksportu surowca systemem gazociągowym. W sposób otwarty postulat ten zgłosił w czerwcu 2014 roku Igor Sieczin podczas posiedzenia prezydenckiej komisji ds. sektora paliwowo-energetycznego. Pilotażowo prawo eksportu gazu miałyby obejmować dostawy do Chin rurociągiem Siła Syberii. Z kolei w sierpniu 2014 roku jeden ze współwłaścicieli Novateku Giennadij Timczenko sugerował, że w zamian za możliwość eksportu gazu systemem rurociągowym tzw. niezależni producenci gazu powinni współpartycypować w kosztach budowy nowej infrastruktury

¹⁰⁸ Либерализация газового рынка: ломать не строить, *Нефтегазовая Вертикаль*, nr 1-2, 2016, s. 18.

¹⁰⁹ «Лукойл» просит задуматься о либерализации рынка газа, <http://www.vedomosti.ru/business/articles/2017/02/08/676598-lukoil-liberalizatsii-gaza>

¹¹⁰ Szerzej nt. wprowadzonych regulacji i ich konsekwencji zob.: Sz. Kardaś, Pozorna liberalizacja: Rosja ogranicza monopol eksportowy Gazpromu, *Komentarze OSW*, http://www.osw.waw.pl/sites/default/files/komentarze_121_0.pdf

przesyłowej¹¹¹. Prezes Rosniefti ponownie podniósł kwestię demonopolizacji eksportu systemem rurociągowym w grudniu 2016 roku w specjalnym liście skierowanym do prezydenta Władimira Putina w tej sprawie¹¹².

Przeciwko występuje nie tylko Gazprom, ale także Ministerstwo Energetyki Federacji Rosyjskiej, które postuluje zachowanie gazpromowskiego monopolu w odniesieniu do eksportu gazu systemem rurociągowym (zarówno w kontekście dostaw na rynek europejski, jak i w przyszłości na rynek chiński) co najmniej do 2025 roku¹¹³.

W ciągu ostatnich 15 lat nie tylko nie zrealizowano pojawiających się postulatów dotyczących strukturalnych przekształceń Gazpromu, ale systematycznie zwiększono kontrolę państwa nad koncernem i nie wydaje się, by ten proces miał zostać zatrzymany w najbliższych latach. Państwo posiada pakiet kontrolny akcji Gazpromu, a prezydent Władimir Putin bierze bezpośredni udział w aktywności zagranicznej monopolisty i osobiście decyduje o wszystkich sprawach o strategicznym znaczeniu dla koncernu i dla całej branży.

Choć lobbing tzw. niezależnych producentów gazu na rzecz dalszego ograniczania pozycji Gazpromu się nasila¹¹⁴, poważniejsze zmiany systemowe w najbliższych 4-5 latach są mało prawdopodobne, na co wpływa kilka czynników.

Po pierwsze, odsuwaniu decyzji politycznych w tej sprawie sprzyjają pogłębiające się problemy rosyjskiej gospodarki, związane częściowo z dekoniunkturą na zagranicznych rynkach energetycznych. Drastyczny spadek cen ropy skutkujący znaczącym uszczupleniem dochodów budżetowych państwa oraz rosnąca konkurencja dla rosyjskich firm energetycznych ze strony innych eksporterów sprawiają, że priorytetem dla władz jest walka o utrzymanie

¹¹¹ Тимченко: Независимые производители должны финансировать "Силу Сибири" в случае допуска к экспорту газа, <http://1prime.ru/INDUSTRY/20140803/789423525.html>

¹¹² Сечин обещал 500 млрд руб. налогов за отмену монополии «Газпрома», <http://www.rbc.ru/business/24/01/2017/588731199a7947c2b1eee434>

¹¹³ Газовый рынок в тумане. В отрасли не могут согласовать концепцию развития, <http://kommersant.ru/doc/3030949>

¹¹⁴ Przykładem były posiedzenia prezydenckiej komisji ds. sektora paliwowo-energetycznego w czerwcu 2014 roku oraz w październiku 2015 roku, podczas których podnoszono kwestie reformy sektora gazowego, m.in. dostępu tzw. niezależnych producentów gazu do eksportu systemem rurociągowym, wyrównywania taryf przesyłowych na rynku wewnętrznym czy równego dostępu do infrastruktury wewnętrznej.

pozycji na strategicznych rynkach; w percepcji rosyjskich władz poważniejsze systemowe zmiany (podział Gazpromu) nie dają na obecnym etapie żadnych gwarancji w zakresie zwiększania szans na jego realizację. Poza tym osłabła nieco siła głównych lobbystów. Rosneft' boryka się z własnymi poważnymi problemami finansowymi, co sprawia, że nawet tradycyjnie bliskie związki z prezydentem Rosji nie pomogły Igorowi Sieczinowi w przekonaniu Władimira Putina o konieczności poparcia propozycji zmian systemowych w sektorze gazowym. Co prawda podczas posiedzenia prezydenckiej komisji ds. sektora paliwowo-energetycznego w październiku 2015 roku Władimir Putin polecił rządowi przygotowanie propozycji dotyczących reformy systemu taryf oraz opracowanie zasad umożliwiających równy dostęp do infrastruktury, ale dotąd – mimo ściśle wyznaczonych terminów – żadne rozwiązania nie zostały przedstawione¹¹⁵.

Po drugie, nie uległo fundamentalnej zmianie podejście kluczowych kręgów decyzyjnych; władze nadal – podobnie jak na początku lat 2000. – zainteresowane są bardziej przechwyceniem doraźnych korzyści finansowych z sektora niż jego rzeczywistą modernizacją czy restrukturyzacją¹¹⁶. Poza tym chociaż skuteczność Gazpromu jako instrumentu wykorzystywanego w polityce zagranicznej znacząco osłabła w ostatnich latach, to jednak nadal odgrywa on ważną rolę w polityce wewnętrznej państwa. Wykorzystywany jest bowiem do subsydiowania nierentownych przedsiębiorstw i regionów czy jako instrument wsparcia strategicznych dla Kremla projektów infrastrukturalnych.

Po trzecie, ewentualne zmiany systemowe wymagałyby zgody tzw. niezależnych producentów gazu – w zamian za ograniczenie przywilejów Gazpromu – na przyjęcie na siebie różnych obowiązków socjalnych, których ciężar spoczywa obecnie na największym rosyjskim koncernie gazowym. Dotyczyłoby to m.in. postulowanego przejścia części mała dochodowych lub całkowicie nierentownych dostaw realizowanych obecnie przez Gazprom czy współudziału w finansowaniu rozbudowy i modernizacji infrastruktury przesyłowej.

Rosyjski sektor gazowy znalazł się w trudnej sytuacji. Spiętrzenie wyzwań i problemów jest przede wszystkim konsekwencją jego upolitycznienia oraz

¹¹⁵ Putin wydał podobne polecenia, pełniąc funkcję premiera w 2009 roku.

¹¹⁶ K. Pełczyńska-Nałęcz, *Kondycja i perspektywy rosyjskiego sektora gazowego*, *op. cit.*

wielokrotnie odkładanych reform. Wykorzystywanie Gazpromu w celach polityki wewnętrznej i zagranicznej, a także jako źródła dochodów rosyjskiej elity sprawiło, że kalkulacje ekonomiczne czy interes sektora jako całości były często ignorowane. Konsekwencją tego są zarówno problemy sektora wydobywczego, jak i wyzwania na rynkach zewnętrznych.

Analizowane z perspektywy czasu państwowe dokumenty strategiczne dotyczące sektora gazowego wskazują na myślenie życzeniowe i nieadekwatność ocen ryzyka do dynamicznie zmieniającej się sytuacji na światowych rynkach energetycznych, a tym samym nie odegrały większej roli. Dokonująca się na rosyjskim rynku wewnętrznym ograniczona demonopolizacja nie wpisuje się w oczekiwany i postulowany proces realnej liberalizacji. Uczestnikami procesu są bowiem podmioty ściśle powiązane z kręgami władzy (Rosnieft', Novatek), kierujące się w swoich działaniach nie tyle interesem sektora, ile dążeniem do najbardziej korzystnej dla siebie redystrybucji korzyści z sektora, w którym państwo – poprzez Gazprom – odgrywa nadal dominującą rolę. Realna liberalizacja byłaby zjawiskiem korzystnym, ale biorąc pod uwagę obecną dekoniunkturę cenową i problemy całej rosyjskiej gospodarki, trudno oczekiwać w najbliższych latach radykalnych zmian systemowych w sektorze.

SZYMON KARDAŚ

Prace nad tekstem ukończono 28 lutego 2017 roku

**ANEKS I. Dostawy rosyjskiego gazu według kierunków i wolumenów (poza LNG)
w latach 2002–2016 (w mld m³ rocznie)**

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 ¹¹⁷
Niemcy	31,5	29,6	36,1	36	34,4	34,5	38	33,5	35,3	34,1	34	41	40,3	47,4	49,8
Włochy	19,3	19,7	21,6	22	22,1	22	22,4	19,1	13,1	17,1	15,1	25,3	21,7	24,4	24,7
W. Brytania	0	0	0	3,8	8,7	15,2	20,9	11,9	10,7	12,9	11,7	16,6	15,5	22,5	17,9
Polska	7,2	7,4	6,3	7	7,7	7	7,9	9	11,8	10,3	13,1	12,9	9,1	8,9	11,1
Francja	11,4	11,2	13,3	13,2	10	10,1	10,9	8,3	8,9	8,5	8,2	8,6	7,6	10,5	11,4
Czechy	7,4	7,4	6,8	7,4	7,4	7,2	8	7	9	8,2	8,3	7,9	4,8	4,9	4,5
Węgry	9,1	10,4	9,3	9	8,8	7,5	6,9	7,6	6,9	6,3	5,3	6	5,4	6	5,5
Słowacja	7,7	7,3	5,8	7,5	7	6,2	6,2	5,4	5,8	5,9	4,3	5,5	4,4	3,8	3,7
Austria	5,2	6	6	6,8	6,6	5,4	5,8	5,4	5,6	5,4	5,4	5,2	4,2	5	6,1
Finlandia	4,6	5,1	5	4,5	4,9	4,7	4,8	4,4	4,8	4,2	3,7	3,5	3,1	2,8	2,5
Belgia	0	0	0,2	2	3,2	4,3	4,9	0,5	0,5	0	0	0	0	1,5	b.d.
Bułgaria	2,8	2,9	3	2,6	2,7	2,8	2,9	2,2	2,3	2,5	2,5	2,9	2,8	3,1	3,2
Litwa	2,4	3	2,93	2,8	2,8	3,4	2,8	2,5	2,8	3,2	3,1	2,7	2,5	2,2	0,9
Grecja	1,6	1,9	2,2	2,4	2,7	3,1	2,8	2,1	2,1	2,9	2,5	2,6	1,7	2	2,7
Holandia	1,4	2,3	2,7	4,1	4,7	5,5	6,7	4,3	4,3	4,5	2,9	2,9	4,7	8,4	4,2
Rumunia	3,5	5,1	4,1	5	5,5	4,5	4,2	2,5	2,6	3,2	2,5	1,4	0,5	0,3	1,5
Łotwa	1,1	1	1,5	1,4	1,4	1	0,7	1,1	0,7	1,2	1,1	1,1	1	1,3	1,3
Estonia	0,6	0,7	0,92	1,3	0,7	0,9	0,6	0,8	0,4	0,7	0,6	0,7	0,4	0,5	0,4
Słowenia	0,6	0,7	0,2	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,5	0,5

¹¹⁷ Dane statystyczne opublikowane przez agencję Interfax w biuletynie *Нефтегазовое Обозрение* (9–15 lutego 2017 roku), na podstawie kwartalnych sprawozdań Gazpromu za 2016 rok.

¹¹⁸ W statystykach unijnych uwzględniono – począwszy od 2002 roku – również te kraje, które formalnie nie były jeszcze członkami UE, ale zostały nimi w ramach rozszerzeń z lat 2004 i 2007.

¹¹⁹ Dostawy gazu do terenów okupowanych przez prorosyjskich separatystów z tzw. Donieckiej i Ługańskiej Republik Ludowych.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 ¹⁷
Irlandia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0,5	0,2	0,2	b.d.
Chorwacja	1,2	0,6	0,4	1,2	1,1	1,1	1,2	1,1	1,1	0	0	0,2	0,6	0,6	b.d.
Dania	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0,3	0,4	0,7	1,7
Suma UE¹¹⁸	118,6	122,3	128,35	140,7	143	147	159,2	129,2	129,2	131,6	125,4	148,3	131,3	157,5	153,6
Turcja	11,8	12,9	14,5	18	19,9	23,4	23,8	20	18	26	27	26,7	27,3	27	24,7
Szwajcaria	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3
Serbia	1,7	1,9	2,3	2	2,1	2,1	2,2	1,7	2,1	2,1	1,9	2	1,5	1,9	1,7
BiH	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
Macedonia	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,04	0,1	0,1	0,1
Poza UE	14,1	15,4	17,5	20,9	22,9	26,3	26,7	22,3	20,7	28,8	29,6	29,34	28,83	29,5	27
Ukraina	25,9	26	34,34	37,6	59	59,2	56,2	37,8	36,5	44,8	32,9	25,8	14,5	7,8	2,4 ¹¹⁹
Białoruś	10,2	10	10,21	19,8	20,5	20,6	21,1	17,6	21,6	23,3	19,7	19,8	19,6	18,4	18,6
Armenia	0	0	0	1,7	1,7	1,9	2,1	1,7	1,4	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8
Kirgistan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,3	b.d.
Gruzja	0	0	0	1,4	1,9	1,2	0,7	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,1
Mołdawia	2,1	2	1,75	2,8	2,5	2,7	2,7	3	3,2	3,1	3,1	2,4	2,8	2,9	2,9
Kazachstan	0	0	0,82	4	6,5	10	9,6	3,1	3,4	3,3	3,7	4,7	5,1	4,7	2,8
Azerbejdżan	0	0	0	3,8	4								0	0,1	b.d.
Uzbekistan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0	0,3	0	0	0
Suma (poza UE)	38,2	38	47,12	71,1	96,1	95,6	92,4	63,3	66,3	76,6	61,3	54,9	44,2	36,3	26,2
LNG	-	-	-	0,2	0,4	0,4	0,6	1,9	2,5	3,1	1,9	2	4,5	4,7	4,9
Ogółem	170,9	175,7	192,97	232,9	263,4	269,4	278,9	216,7	218,7	240,1	219	235,7	215,4	233,4	214,1

Opracowanie własne na podstawie danych publikowanych przez Gazprom w latach 2002-2017.

ANEKS II. Eksport rosyjskiego gazu systemem rurociągowym (w mld m³)

	Dane Banku Centralnego			Dane Gazpromu ¹²⁰		
	Tzw. dalsza zagranica ¹²¹	Państwa poradzieckie	Ogółem	Europa	Państwa poradzieckie (łącznie z państwami bałtyckimi)	Ogółem
2000	134	59,9	193,9	129	43,4	172,4
2001	131,9	48,9	180,98	126,9	39,6	166,5
2002	134,2	51,3	185,5	128,6	42,3	170,9
2003	142	47,3	189,4	132,9	42,6	175,5
2004	145,3	55,1	200,4	140,5 ¹²²	52,5 ¹²³	193
2005	161,7	47,5	209,2	156,1	76,6	232,7
2006	161,8	41	202,8	161,5	101	262,5
2007	154,4	37,5	191,9	168,5	100,9	269,4
2008	158,4	37	195,4	184,4 ¹²⁴	96,5	280,9
2009	120,5	47,9	168,4	152,8 ¹²⁵	67,7	220,5
2010	107,4	70,4	177,8	148,1	70,2	218,3
2011	117,2	72,5	189,7	156,6	81,7	238,3
2012	112,7	66	178,7	151	66,1	217,1
2013	138	58,4	196,4	174,3	59,4	233,7
2014	126,2	48	174,3	159,4	48,1	207,5
2015	144,7	40,7	185,5	184,4	40,3	224,7

Opracowanie własne na podstawie danych publikowanych przez Bank Centralny Federacji Rosyjskiej, Gazprom oraz Ministerstwo Energetyki Federacji Rosyjskiej.

¹²⁰ Dane na podstawie rocznych sprawozdań publikowanych przez Gazprom w latach 2000–2015. Dane publikowane przez Gazprom obejmują dostawy zarówno gazu wyprodukowanego w Rosji, jak i gazu kupowanego przez rosyjski koncern w państwach Azji Centralnej i Azerbejdżanie, a następnie reeksportowanego do odbiorców zagranicznych.

¹²¹ Pojęciem tym określa się w Rosji wszystkich odbiorców europejskich (zarówno należących, jak i nienależących do UE), z wyłączeniem państw bałtyckich, a także Turcję.

¹²² W Raporcie z 2005 roku podano, że w 2004 roku Gazprom dostarczył państwom europejskim 153,2 mld m³ gazu.

¹²³ W Raporcie z 2005 roku podano, że w 2004 roku Gazprom dostarczył państwom WNP 65,7 mld m³ gazu.

¹²⁴ W Raporcie z 2009 roku podano, że w 2008 roku Gazprom dostarczył państwom europejskim 167,6 mld m³ gazu.

¹²⁵ W Raporcie z 2010 roku podano, że w 2009 roku Gazprom dostarczył państwom europejskim 148,3 mld m³ gazu.