

Stanisław NAGY*, Stanisław RYCHLICKI**, Jakub SIEMEK***

Stan obecny i ewolucja stosunków gazowych Rosji z Unią Europejską i Polską

STRESZCZENIE. W artykule opisano geograficzne rozmieszczenie zasobów gazu ziemnego, wielkości wydobycia w poszczególnych regionach i krajach wraz z okresami wystarczalności, wielkości obecnego i prognozowanego zużycia gazu ziemnego. Przedmiotem szczegółowej analizy stała się sytuacja gazowa Europy-34 (34 kraje Europy) oraz Unii Europejskiej (EU-27). Porównano prognozy zapotrzebowania na gaz wykonane przez różne organizacje i instytucje (International Energy Agency – IEA, International Gas Union – IGU, European Commission – EC), estymację zasobów, oraz wielkości importu gazu do EU-34 do roku 2030, z wszystkich kierunków (Federacja Rosyjska, Norwegia, Afryka, Bliski i Środkowy Wschód). Na tle zasobów i możliwości dostaw gazu do UE (wystarczalność własna tylko około 15 lat), określono potencjał Federacji Rosyjskiej (wystarczalność ponad 70–80 lat) jawiącej się jako państwo o największych zasobach gazu (w Zachodniej Syberii i na Morzu Barentsa). Import z Rosji będzie wzrastał i będzie najwyższy spośród innych dostaw (w 2030 r. – ponad 207–220 mld m³/rok, 30% importu). Rosyjskie gazociągi magistralne Nord Stream i Blue Stream z bardzo wysokim prawdopodobieństwem zostaną skonstruowane i wprowadzone do eksploatacji w latach 2013–2015, i łącznie będą w stanie dostarczać do Europy około 100 mld m³/rok. Scharakteryzowano również konkurencyjne projekty: gazociągi Nabucco i White Stream. Zarysowano gazowe prognozy dla Polski do 2030 r. i wnioski wynikające z sytuacji Unii Europejskiej. Zwrócono uwagę na rozbieżności w prognozach zarówno dla UE, jak i Polski, w niektórych przypadkach dość znaczne.

SŁOWA KLUCZOWE: zasoby gazu ziemnego, handel gazem ziemnym, stosunki Federacja Rosyjska–Unia Europejska, gazociągi Nord Stream, Blue Stream, Nabucco, White Stream, prognozy gazu ziemnego

* Dr hab. inż., ** Prof. dr hab. inż., *** Prof. zw. dr hab. inż. — Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków; e-mail: nagy@agh.edu.pl

Wprowadzenie

Europa traktowana jako obszar zajmowany przez 34 kraje (rys. 1), jest różna od Unii Europejskiej obejmującej 27 krajów. Ani do Unii Europejskiej nie należy, ani też do Europy-34 nie jest zaliczana Norwegia, będąca jednym z głównych eksporterów gazu ziemnego do krajów europejskich. Jako kraj zużywa tylko około 4,3 mld m³/rok, natomiast cała pozostała ilość wydobywanego gazu jest przesyłana do krajów, głównie Europy Zachodniej.

Kraje Europy-34 importują gaz z kilku obszarów i kierunków [1] (dane na koniec 2007 roku):

- ✧ transport gazociągami:
 - ✧ z Federacji Rosyjskiej – 124,28 mld m³/rok,
 - ✧ z Norwegii – 86,05 mld m³/rok,
 - ✧ z Algierii – 32,73 mld m³/rok (głównie Włochy i Hiszpania),
 - ✧ z Libii – 9,20 mld m³/rok (Włochy);



Rys. 1. Kraje Europy-34, według OME [3]

Fig. 1. States of Europe-34

✧ transport w postaci skroplonego gazu ziemnego (LNG):

- ✧ z Algierii – 16,09 mld m³/rok,
- ✧ z Egiptu – 5,72 mld m³/rok,
- ✧ z Nigerii – 14,42 mld m³/rok,
- ✧ z Bliskiego Wschodu 7,59 mld m³/rok (Oman, Katar).

Całkowity import gazu do państw Europy-34 wyniósł w 2007 r. 311,11 mld m³ gazu (w tym LNG 47,33), natomiast do Unii Europejskiej nieco mniej, bo 302,43 mld m³. Udział gazu pochodzącego z Federacji Rosyjskiej stanowi ponad 40% gazu sprowadzanego do Europy i Unii Europejskiej. Dla pełnej oceny wielkości gospodarki gazowej w Unii Europejskiej trzeba przytoczyć jeszcze inne informacje. Zużycie gazu ziemnego w świecie według [1], wyniosło 2921,9 mld m³, w tym w UE-27 – 481,9 mld m³. Natomiast wydobycie gazu z obszaru UE-27 osiągnęło wielkość 191,9 mld m³, tzn. 6,5% produkcji światowej (całkowite wydobycie w świecie to 2940 mld m³/rok).

1. Alokacja zasobów gazu ziemnego i jego wydobycie

Udokumentowane zasoby gazu ziemnego w świecie wynoszą 170 360 mld m³, co przy obecnym poziomie eksploatacji złóż wystarczyłoby na okres 60,3 lat. Analogiczne dane odnoszące się do Unii Europejskiej to 2840 mld m³ (1,6 %) i okres 14,8 lat. Największe zasoby i złoża znajdują się na terytorium Federacji Rosyjskiej i określane są liczbą 44 000 m³ (25,2% zasobów światowych) przy wystarczalności na okres 73,5 lat. Dalsze liczące się zasoby i złoża gazu [1], są ulokowane w krajach (w mld m³, w % udziału i okres wystarczalności w latach):

Iran	27 800	15,7	
Katar	25 600	14,4	
Algieria	4520	2,5	54,4
USA	5980	3,4	10,9

i kraje, które były przedmiotem zainteresowania ze strony Polski, ale też i Unii Europejskiej, jako potencjalni eksporterzy gazu:

Norwegia	2960	1,7	33
Dania	120	< 0,1	12,6
Kazachstan	1900	1,1	
Azerbejdżan	1280	0,7	
Turkmenistan	2670	1,1	69,8
Egipt	2060	1,2	44,3
Libia	1500	0,8	98,4

i dla porównania kraje UE:

Holandia	1250	0,7	19,4
Wielka Brytania	410	0,2	5,7

Podobne oszacowania występują w pozostałych źródłach [2,4].

Ta geografia rozmieszczenia złóż i zasobów podkreśla znaczenie gazu Federacji Rosyjskiej, tak pod względem ich wielkości, jak i okresu wystarczalności. Praktycznie dla UE istnieją trzy kierunki dla zaspokojenia potrzeb dostawy gazu: import z Rosji, z Bliskiego Wschodu oraz dodatkowy z Północnej Afryki, z wyraźną dominacją Rosji. Nieco inaczej wygląda statystyka wydobycia gazu. Tu również na czoło wysunęła się Federacja Rosyjska z 607,4 mld m³/rok (20,6%) przed USA z 545,9 mld m³/rok (18,8%). Inne kraje pozostają daleko w tyle; cały Środkowy i Bliski Wschód wydobywa 355,8 mld m³ rocznie, a Północna Afryka z Nigerią 180,4 mld m³/rok.

2. Prognozy zapotrzebowania na gaz przez Unię Europejską oraz plany importu z Rosji

Europa w ogóle, a w szczególności Unia Europejska jest regionem o raczej wysokiej kulturze energetycznej, stąd o ile średnioroczny wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny w skali świata, w latach 2006–2030, według [2] będzie wynosił około 1,8%, to w Unii Europejskiej tylko 1%. Według tzw. scenariusza referencyjnego Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) zużycie gazu ziemnego w UE-27 będzie się kształtował jak następuje (w mld m³/rok):

2000 r.	2006 r.	2015 r.	2020 r.	2030 r.
482	532	606	630	681

Przytoczono prognozę tę, ponieważ IEA jest międzynarodową organizacją (do której należy Polska od 2009 r.) o dużej renomie i zaufaniu do publikowanych przez nią danych i prognoz. Gwoli obiektywizmu trzeba jednak przytoczyć i inne przewidywania dla UE-27 przygotowane przez równie wpływowe organizacje. Dane o prawdopodobnym zużyciu gazu w latach 2010–2030, dla Unii Europejskiej przedstawiono w tabeli 1.

Widoczne są dość znaczne różnice w wielkościach określających zużycie gazu w UE w przyszłych latach. Natomiast trudno wytłumaczalna jest różnica w danych, które powinny być już zweryfikowane, odnoszących się do konsumpcji gazu w UE w 2000 r. i 2006 r. Najnowsze publikowane dane, obejmujące rok 2007 niewiele się różnią od tych z 2006 r. i wynoszą: według IEA – 515 i BP – 481,9 mld m³/rok.

TABELA 1. Porównanie prognoz zużycia gazu w Unii Europejskiej i EU-34 [mld m³/rok]

TABLE 1. Comparison of the gas consumption prognosis in European Union and EU 34

Organizacja	2000 r.	2006 r.	2010 r.	2020 r.	2030 r.
British Petroleum (BP) [1]	440	489,7	–	–	–
Petroleum Economist (PE) [5]	–	520	–	–	–
OME (EU-34) [3]	482	–	570 do 650	595 do 767	630 do 815
International Gas Union (IGU) [4]	436	–	582	–	728

Objętość 1 m³ gazu w 15°C i 760 mm Hg

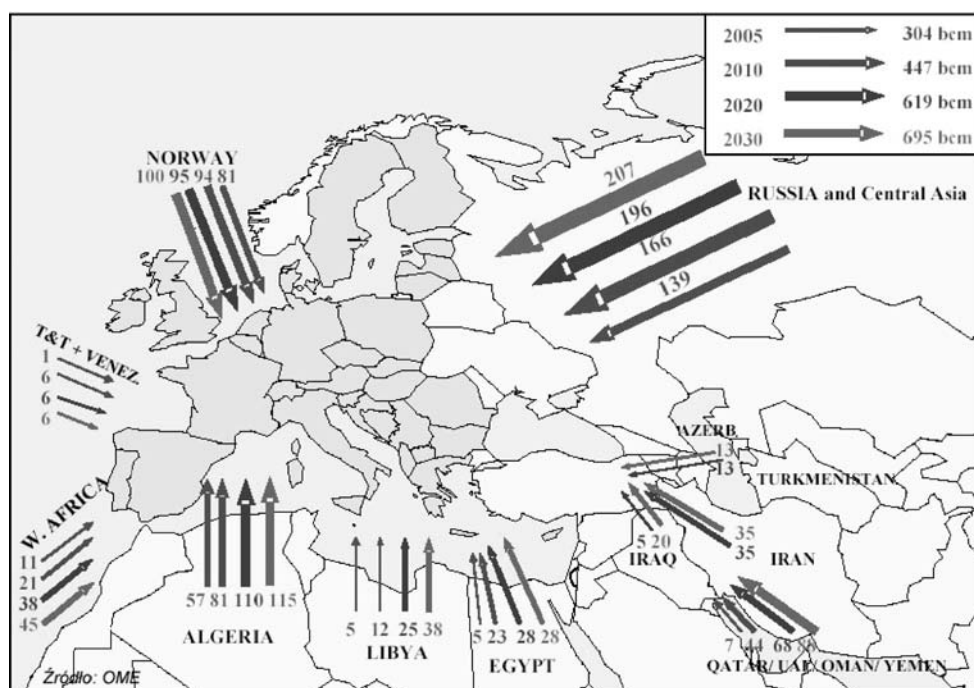
Wydobycie gazu na obszarze państw EU-34 wg [4], niewiele się różni od eksploatacji złóż gazu na terenie krajów Unii Europejskiej (EU-27). Stan obecny wydobycia gazu oraz prognozy do 2030 r. ujęto w tabeli 2 [2].

Podobnie, jak w przypadku zużycia gazu rozbieżności pomiędzy prognozami pochodzącymi z różnych instytucji są znaczne. Analizując prognozy odnoszące się do zużycia gazu ziemnego w EU-34, wydobycia gazu w Europie, a także zasoby możliwym jest dokonanie estymacji importu gazu do EU-34 (w tym do Unii Europejskiej). Można jednak zauważyć, że zgodnie z podanym wcześniej okresem wystarczalności własnych zasobów (14,8 lat), Unia Europejska począwszy od 2020 r., byłaby zdana wyłącznie na import gazu. Wszystkie jednak prognozy [2, 3, 4] wskazują na trwające wydobycie gazu aż po rok 2030. Jest to związane z przewidywaniem odkryć nowych złóż, bądź intensyfikacji wydobycia z istniejących i eksploatowanych złóż, a także błędów estymacji. Najbardziej optymistyczną prognozą, co do wydobycia z własnych źródeł UE, jest ta przytoczona przez OME [3, 6], a wykonana przez grupę DG-TREN Komisji Europejskiej (tabela 3) dla dwóch scenariuszy: odniesienia i niskiego. Rezultaty oceny potencjalnych zdolności eksportowych z różnych źródeł i kierunków pokazano na rysunku 2. Określenie „potencjalne” nie jest równoznaczne

TABELA 2. Wydobycie gazu w Europie-34 w okresie 2000–2030 [mld m³/rok]

TABLE 2. Gas production in EU-34 in the 2000–2030 [bcm]

Organizacja	2000	2005	2010	2020	2030	2007
British Petroleum (BP) [1]	231,2	–	–	–	–	191,9
OME [3, 6] Federacja Rosyjska	262	641	266	202	163	–
	545 [1]	598[1]	670–690	740–776	810–890	607[1]
International Gas Union (IGU) [4]	233,3	210	165	114	~40	–
World Energy Agency (WEA) [2]	262,8	–	–	–	~100	218,5



Rys. 2. Potencjalne zdolności eksportowe Europy-34, według [3, 6]

Fig. 2. Gas export potential to Europe-34

z rzeczywistą wielkością eksportu, który jest na ogół raczej niższy. W odniesieniu do Rosji nie uwzględniono wydajności projektowanych nowych gazociągów w tym gazociągu Północnego (*North Stream Pipeline*), wybudowanie których począwszy od 2020 r. zwiększyłoby możliwości przesyłowe do Europy do około 283 mld m³/rok. Wielkości przytoczone w tabeli 3 i na rysunku 2 odnoszą się do, tak zwanego, scenariusza odniesienia określającego największe możliwe zużycie gazu w podanych latach, tzn. istnieje duże prawdopodobieństwo

TABELA 3. Gaz ziemny w Europie-34 – wydobycie, zapotrzebowanie i import [mld m³/rok] [3, 6]

TABLE 3. Natural gas in Europe-34 – production, demand and import

Wyszczególnienie	2000	2010	2020	2030
Wydobycie własne	262	266	202	163
Zapotrzebowanie (scenariusz odniesienia)	482	650	767	815
Import (scenariusz odniesienia)	221	385	565	652
Zapotrzebowanie (scenariusz niski)	482	570	595	635
Import (scenariusz niski)	221	304	393	472

bieństwo, że rzeczywiste zapotrzebowanie na gaz będzie mniejsze, a tym samym konieczny import byłby mniejszy. Z drugiej strony, według innych scenariuszy niż podany przez OME, wydobycie gazu w UE-34 będzie znacznie niższe i wobec tego, w skrajnie niekorzystnej sytuacji, import gazu w następnych latach musiałby być wyższy o 100 do 120 mld m³/rok w 2030 r.

3. Rosja – największy eksporter gazu ziemnego

Rosja oraz jej rządowy koncern gazowy Gazprom odgrywają – ze względu na zasoby, wielkość wydobycia i eksportu gazu ziemnego, a także położenie bliskie Europie – szczególną rolę w planach energetycznych całej Unii Europejskiej i jej poszczególnych krajów. Podejmując decyzje o polityce energetycznej Polski, koniecznym jest zwrócenie uwagi na działania właśnie Rosji, także krajów importujących gaz ziemny z Rosji i innych kierunków. Warunkuje to wybór optymalnego, w sensie dostaw gazu, wariantu. Należy przez to rozumieć zarówno poziom bezpieczeństwa i pewności importu, jak i ceny gazu. Rosja eksportuje gaz do wielu krajów Europy, od lat siedemdziesiątych XX w. Największymi importerami gazu są: Niemcy – 35,55 mld m³/rok (2007 r.), Włochy – 23,8 mld m³/rok, Francja – 7,63 mld m³/rok. W stosunku do Rosji i do Gazpromu można zauważyć, że [3,7]:

- ✧ Rosja subsydiowała, i to znacznie, dostawy gazu do krajów stanowiących poprzednio republiki ZSRR – Ukraina, Białoruś, Gruzja, Mołdawia, też Azerbejdżan. To umożliwiło wywieranie presji politycznej i ekonomicznej, pojawiały się krótkotrwałe przerwy w dostawach gazu. Stąd stosowanie cen światowych eliminuje jedno z poważnych narzędzi nacisku. Obserwuje się dążność Gazpromu do podnoszenia cen gazu.
- ✧ Rosja staje się otwarta dla inwestycji zachodnich w przemysł naftowy i gazowniczy. Gazprom jest gotów eksportować duże ilości gazu, zależne tylko od żądań odbiorców. Jednocześnie Gazprom musi zachować reputację, jako pewny dostawca gazu do krajów Unii Europejskiej, najbliższego i pod względem ekonomicznym najpewniejszego rynku gazowego. Eksport do Chin, ze złóż Wschodniej Syberii rysuje się jako odległy w czasie, natomiast blisko 1/4 dochodów Rosji z eksportu pochodzi ze sprzedaży gazu. Gazprom zdaje sobie sprawę, że ewentualne użycie groźby przerwania lub zakłócenia eksportu gazu jest bronią uderzającą zarówno w odbiorcę, jak i producenta, a więc samą Rosję. Stąd ewentualne zagrożenie dostaw gazu z Rosji wydaje się być mało realne [7]. Historycznie Rosja jawi się jako kontrahent spełniający warunki umów eksportowych.
- ✧ Rosja ma tendencję do nacjonalizacji przemysłu paliwowego (przykład firmy Shell, który sprzedał część akcji złóż na Sachalinie do Gazpromu, który uzyskał 51% udziałów, monopol). Jest to problem ogólnoświatowy. Jednakże koncerny naftowe i gazowe prowadzą politykę bardziej elastyczną w stosunku do Rosji niż rządy krajów, zmierzającą do uniknięcia konfliktów. Stąd liczne umowy między Gazpromem a koncernami zachodnimi. W długim okresie historycznym koncern rosyjski zmierza raczej

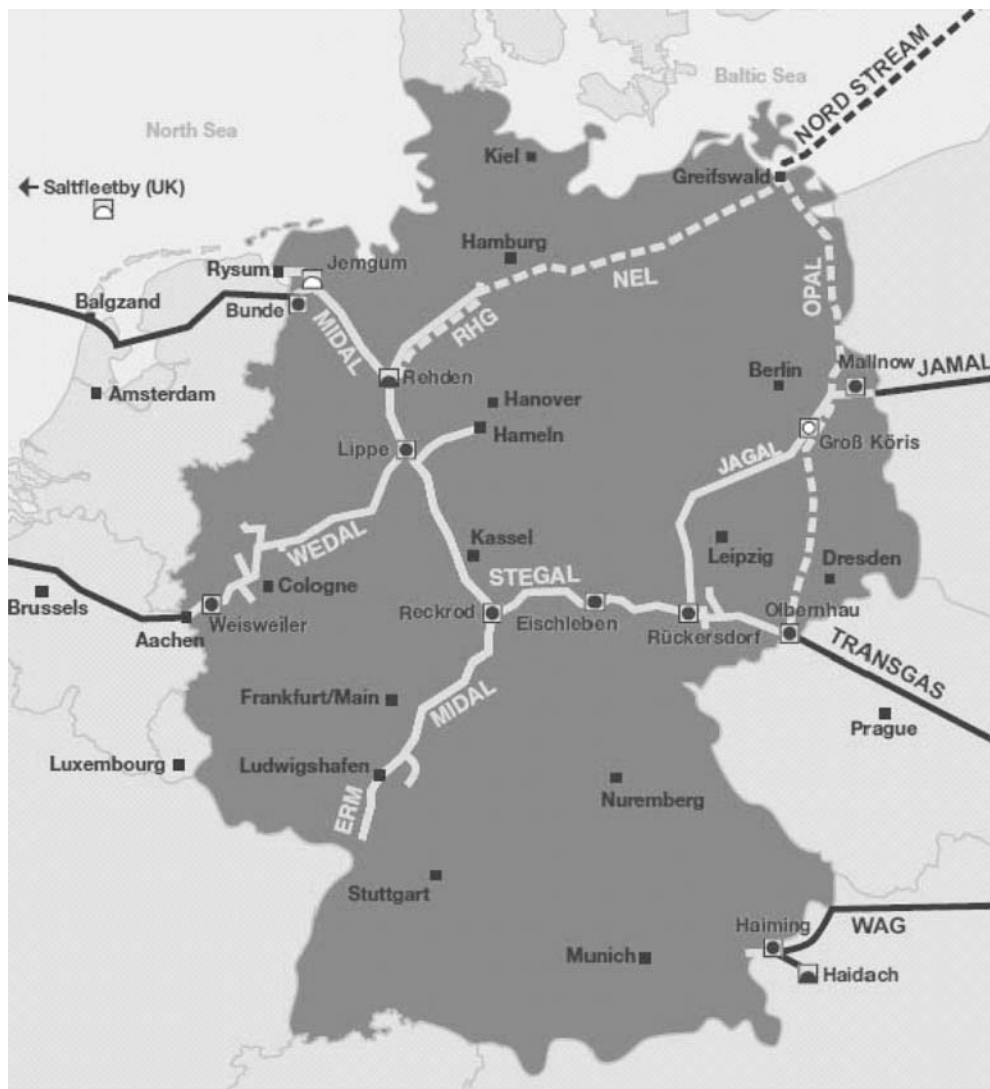
w kierunku wzrostu cen gazu niż zwiększenie ilości eksportu. Chociaż również, zwłaszcza w ostatnim okresie, rysuje się wyraźny wzrost inwestycji gazowych (gazociągi South Stream, North Stream). W okresie krótko- i średnioterminowym zagrożenia dostaw raczej nie występują, ze względu na stosunki handlowe z Europą, natomiast mogą się pojawić wątpliwości, co do dostaw w długim okresie czasu. Chodzi zarówno o politykę Rosji, jak i możliwości techniczne i surowcowe, natomiast potrzeby Europy będą wzrastać.

- ✧ Zwiększenie zużycia gazu, ze względu na bariery ekologiczne, nastąpi głównie w sektorze energetycznym Europy. Do inwestowania w sektorze energetyki gazowej, przy niższych kosztach niż inne technologie (np. energetyka jądrowa) bardziej chętne są koncerny i firmy prywatne. Jednym z celów polityki energetycznej Europy będzie zmniejszenie zużycia gazu, po to, aby ograniczyć zależność od importu, oczywiście do racjonalnych granic. Jest to długofalowa polityka, u podstaw której leżą też obawy o dostawę gazu.

Nie można nie zauważyć politycznych aspektów działalności Gazpromu, jako koncernu realizującego nie tylko gospodarcze, ale i polityczne cele Rosji.

Polityka ochronna to zintegrowany rynek gazowy, umiędzynarodowienie dostaw gazu z Rosji, wspólna polityka energetyczna państw UE, związanie Rosji długoterminowymi umowami energetycznymi z Europą (również z Polską), podpisanie przez Rosję Karty Energetycznej. Na tym tle trzeba analizować funkcjonowanie gazociągów rosyjskich biegnących do Europy. Na rysunku 3 pokazano sytuację linii przepływu gazu w Niemczech po wybudowaniu gazociągu North Stream (Gazociąg Północny lub Bałtycki). W zamiarze firm niemieckich (WinGas i BASF) jest wybudowanie dwóch gazociągów: OPAL wzdłuż polskiej zachodniej granicy i dalej do Republiki Czeskiej oraz NEL biegnącego w kierunku zachodnim. Towarzyszyć im mają dwa duże magazyny gazu: Hinrichshagen (k. portu Lubmin) o pojemności do 10 mld m³ gazu oraz w Schweinrich (Brandenburgia) — 8 mld m³ gazu. Gazociąg North Stream (Nord Stream) miałby być włączony do eksploatacji, według obecnych informacji, w 2011 r., z uwagą, że wobec trwających trudnych uzgodnień z krajami regionu bałtyckiego termin ten może ulec przesunięciu o dalsze 1–2 lata. Udziały firm gazowych w tym przedsięwzięciu są następujące: Gazprom – 51%, BASF-Wintershall – 20%, EON-Ruhrgas – 20%, Gasunie (Holandia) – 9%. Poparcie i zainteresowanie gazociągami wyraziły ostatnio: British Gas oraz Gaz de France. Taka ekspansja Gazpromu, połączona być może z przejściem części akcji gazociągów w Niemczech i Czechach, umożliwi amplifikację wpływów politycznych i ekonomicznych Rosji, o ile UE nie przyjmie skutecznych rozwiązań (być może traktatowych) ochronnych.

Federacja Rosyjska zużywała w 2007 r. 438,8 mld m³/rok [1]. Źródła Rosyjskie (Ministerstwo Energetyki 2008, Gas Industry Development Strategy to 2030) według [8] oraz koncern Gazprom podają nieco inne dane co do wydobycia gazu w Rosji. Rysujący się stan aktualny i plany rosyjskiego przemysłu gazowniczego (czytaj również rządu Federacji Rosyjskiej) aż po 2030 rok, widoczne są w tabelach 4 i 5 [8], natomiast zapotrzebowania Federacji Rosyjskiej na gaz pokazano w tabeli 6. Główne obszary gazonośne Zachodniej Syberii przedstawiono na planach (rys. 4, 5, 6) według [8]. Plany wydobywcze samego Gazpromu, aż po rok 2030 przedstawiono na rysunku 7 [8].



- | | | | |
|-------|--|---|---|
| — | Gazociągi przesyłowe | ■ | Podziemne magazyny gazu |
| | Gazociągi przesyłowe
(planowane i w trakcie budowy) | □ | Podziemne magazyny gazu
(planowane i w trakcie budowy) |
| — | Gazociągi tranzytowe | ● | Tłocznie gazu |
| | Gazociągi tranzytowe
(planowane i w trakcie budowy) | ○ | Tłocznie gazu
(planowane i w trakcie budowy) |

Rys. 3. Gazociągi w Niemczech w pobliżu zachodniej granicy Polski, według BASF

Fig. 3. Gas pipeline in Germany along Polish western border

TABELA 4. Program wydobycia gazu Federacji Rosyjskiej 2007–2030 [mld m³/rok] [8],
Ministerstwo Energetyki Rosji 2008

TABLE 4. Gas production programme of Russian Federation 2007–2030 [bcm]

Rok	Nadym-Pur-Taz Region	Inne Europa + Tomsk	Caspian	Yamal	Shtokman	Wydobycie całkowite
2007	533,9	37,9	0	0	0	591,8
2008	579	38	0	0	0	617
2009	597	38,1	0	0	0	635,1
2010	614	37,9	0	0	0	651,9
2011	621	39	0	8	1	669
2012	600–616	40	0	30–46	2	670–702
2013	579–601	55–59	6–9	46–69	12	690–728
2014	554–576	73	9	58–97	24	685–746
2015**	543–565	76	13	78–116	24	702–804
2020	483–504	109–121	15	124–177	59–71	732–827
2030	283–328	115–138	15	280–315	72–95	751–856

* Inne Europa + Tomsk,

** Ob/Taz Zatoka 0–4 mld m³ w 2015; 20–25 mld m³ w 2020; 75 mld m³ w 2030

TABELA 5. Wydobycie gazu w Federacji Rosyjskiej 2001–2009 [mld m³/rok] [8] oraz Gazprom

TABLE 5. Russian Federation gas production 2001–2009 [bcm]

Wyszczególnienie	2004	2005	2006	2007	2008	2009 spadek wydobycia 10–15%
GAZPROM	545,1	548,4	556,0	549,6	549,7	470–492
Inni producenci	88,4	92,2	100,2	113,6	121,6	100
Rosja całk.	633,5	640,8	656,2	663,2	671,3	570–600

Z analizy planów i programów Ministerstwa Energii Federacji Rosyjskiej oraz koncernu Gazprom wynika, że:

- ✧ głównym obszarem gazonośnym Rosji pozostaje Zachodnia Syberia (obszar Bonavenko, region Nadym–Pur–Taz, tzn. otoczenie zatok Ob i Taz, półwysep Yamal oraz złożo Sztokman) i stamtąd będzie pochodził również przesył gazu do Europy, być może do Azji;

TABELA 6. Prognoza zapotrzebowania na gaz Federacji Rosyjskiej 2007–2030 [mld m³/rok] [8],
Ministerstwo Energetyki Rosji 2008

TABLE 6. Gas demand prognosis for Russia 2007–2030 [bcm]

Rok	Przemysł	Sektor komunalno-bytowy	Energetyka	Inne	Całkowite
2007	140	48	181	48,9	417,9
2008	148,1	49,7	187	55,6	440,4
2009	153	50	192	56,2	451,2
2010	155	50,4	203	56,4	464,8
2015	155–164	50–56	204	56–61	465–485
2020	162–190	51–60	210	57–63	480–523
2025	165–208	51–64	211	58–65	485–548
2030	167–211	52–65	213	59–66	491–555

Nie obejmuje gazu używanego w przesyłce; zawiera 9,2–9,8 mld m³ dla Dalekiego Wschodu w latach 2007–2010 i 17–19 mld m³ w 2015 r.

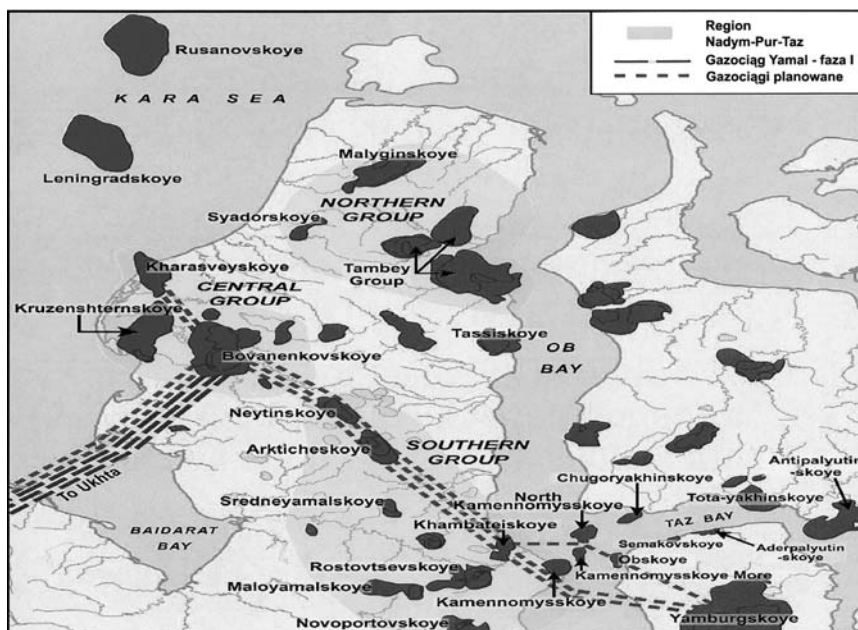
TABELA 7. Programy eksportu i importu gazu dla Federacji Rosyjskiej 2007–2030 [mld m³/rok] [8],
Ministerstwo Energetyki Rosji 2008

TABLE 7. Gas export and import prognosis for Russia 2007–2030 [bcm]

Rok	Eksport		Import	Azja
	Europa*	CIS	Central Asia	LNG
2007	159,5	85,8	63	0
2008	161	82,2	63	0
2009	168	85,9	66	3
2010	166	85,4	69	9
2015	219–222**	85–87	70–82	23–52 + 9 pipeline
2020	220–225	90	70–82	49–89 + 25–50
2025	220–227	90	70–86	66–97 + 25–50
2030	220–227	90	70–87	66–97 + 25–50

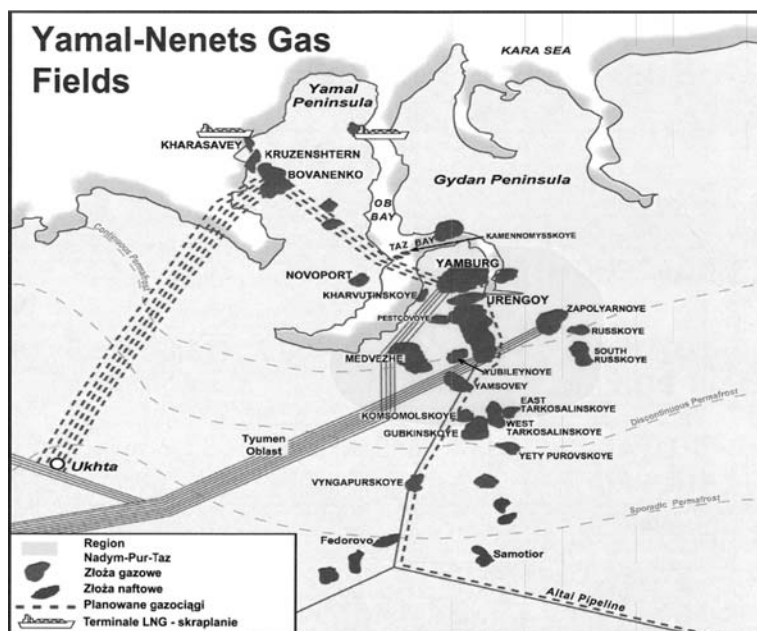
* Również Kraje Bałtyckie;

** 189 mld m³ gaz zakontraktowany + 29–33 mld m³ nowe kontrakty



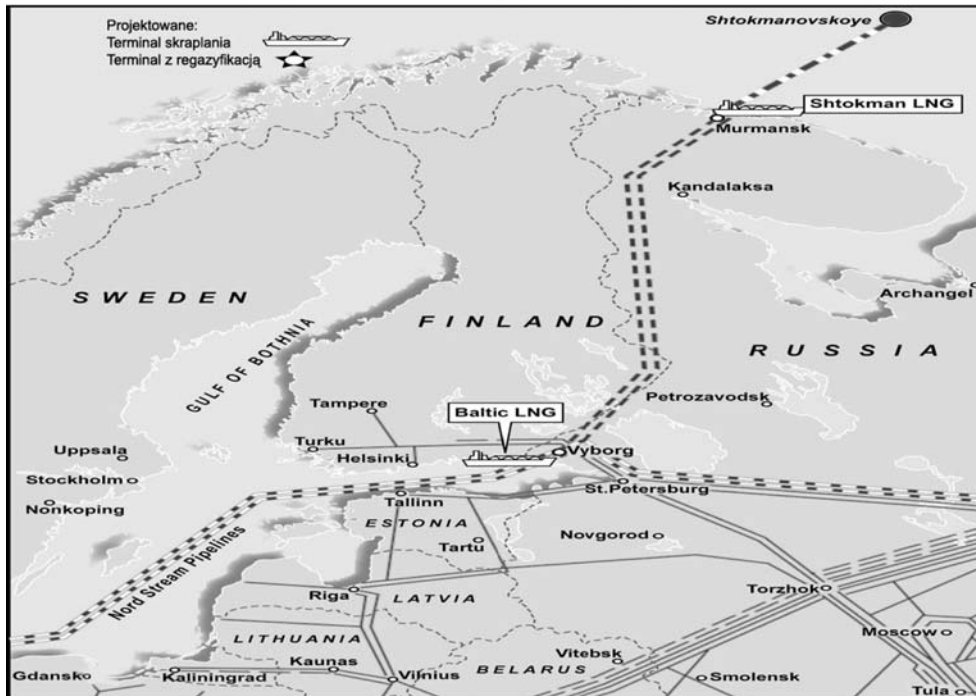
Rys. 4. Region Gazonośny Półwyspu Jamalskiego oraz zatoki Ob-Taz, według [8]

Fig. 4. Yamal Peninsula and Ob-Taz Bay Gas Region



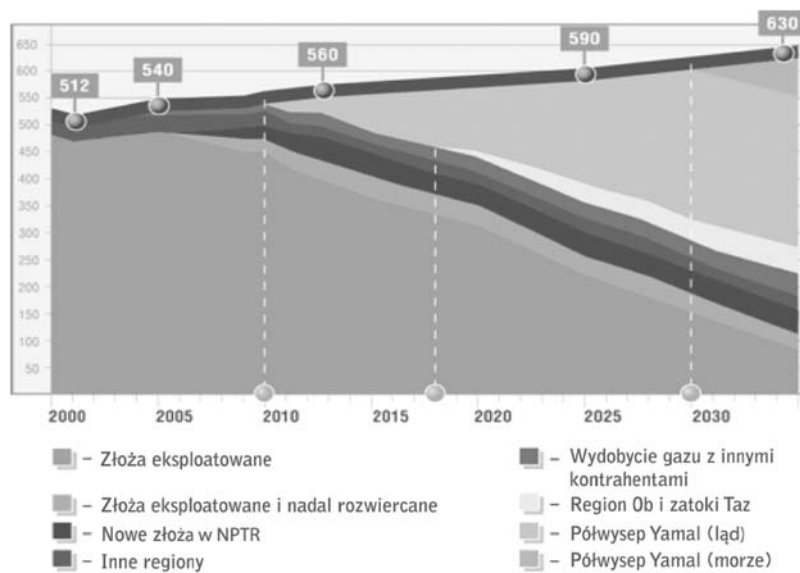
Rys. 5. Obszar gazonośny Półwyspu Yamal-Nenet, według [8]

Fig. 5. Yamal-Nenets Gas Fields



Rys. 6. Złoże Sztokman i połączenie z gazociągiem Nord Stream, według [8]

Fig. 6. Gas Field Shtokman and its connection with Nord Stream Pipeline



Rys. 7. Program wydobywczy Gazpromu 2000–2030, według [8]

Fig. 7. Gazprom's production programme 2000–2030

- ✧ dominującym producentem gazu będzie nadal Gazprom, przy uzupełniającym wydobyciu przez inne przedsiębiorstwa oraz imporcie gazu z krajów centralnej Azji (61,4 mld m³ gazu w 2008 r.);
- ✧ gaz z Półwyspu Yamal pojawi się dopiero w 2012 roku, (lub nawet później), natomiast ze złoża Sztokman, w większej ilości, dopiero po 2015 r., by osiągnąć apogeum w 2030 roku;
- ✧ możliwości eksportowe gazu z samej Federacji Rosyjskiej, na podstawie porównania programu wewnętrznego zapotrzebowania i programu wydobywczego byłyby następujące: w 2010 r. 187,1 mld m³/rok, w 2030 r. od 196 do 365 mld m³/rok. Tabela 7 [8] pokazuje zamiary i możliwości eksportowe i importowe Rosji z uwzględnieniem eksportu gazu do Europy, tak zwanych krajów CIS (Ukraina, Białoruś, Mołdawia i kraje Kaukazu) i importu z Centralnej Azji. Prognozowany przez OME [3] eksport gazu z Rosji do EU-34, w granicach błędu odpowiada danym rosyjskim (207 i 220 w roku 2030) lecz oszacowanie jest ostrożne;
- ✧ widoczne jest zwiększenie zużycia gazu w rosyjskiej energetyce gazowej.

4. Gazociągi z Rosji do Europy

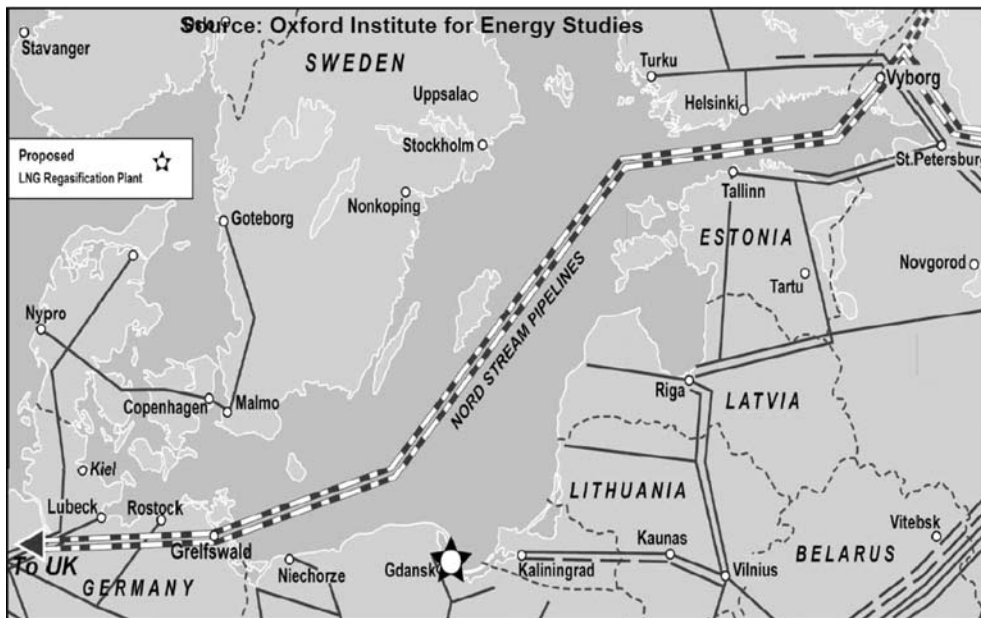
Zdolności przesyłowe istniejących i projektowanych gazociągów łączących Rosję (Zachodnia Syberia) z Europą podano w tabeli 8 [8]. O ile OME [3], przewidywała jeszcze

TABELA 8. Wydajności przesyłowe gazociągów z Federacji Rosyjskiej do Europy [mld m³/rok] [8]

TABLE 8. Gas pipelines capacity from Russia to Europe [bcm]

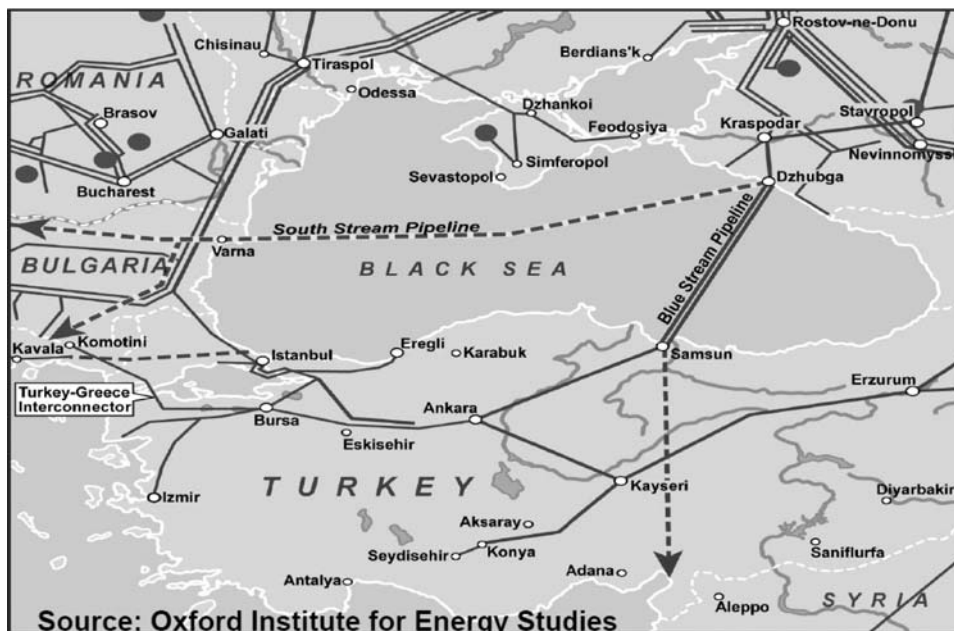
Wyszczególnienie	2008	2010		2015	
		maks.	min.	maks.	min.
Wydajności gazociągów					
Finlandia	5	5	5	5	5
Białoruś	48	48	48	48	48
Ukraina	145	145	125	145	95
Blue Stream	16	16	16	16	16
Nord Stream	0	0	0	55	55
South Stream/ aktualne 47	0	0	0	63	31
Całkowita wydajność	214	214	194	332	250
Eksport do Europy*	165	180	170	200	180
Rezerwowa wydajność	34	34	24	132	70

* Estymowane na podstawie kontraktów długoterminnych minimalny/ maksymalny przesył



Rys. 8. Gazociąg Nord Stream, według [8]

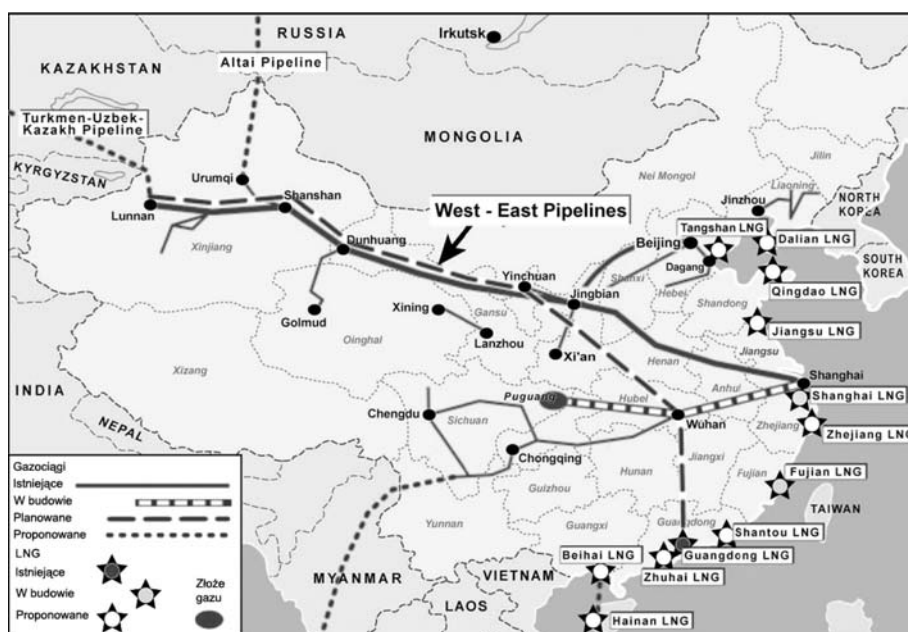
Fig. 8. Nord Stream Gas Pipeline



Rys. 9. Gazociągi: Blue Stream i South Stream, według [8]

Fig. 9. Gas Pipelines: Blue Stream and South Stream

drugą nitkę gazociągu Yamalskiego, to w tym zestawieniu gazociąg ten już się nie pojawia. Przebieg dwóch głównych, planowanych, gazociągów North Stream i South Stream zilustrowano na rysunkach 8 i 9. Z porównania wielkości z tabeli 7 i rysunku 2 oraz z tabeli 8 wynika, że wydajność gazociągów rosyjskich z nadmiarem zapewnia planowany przesył gazu do Europy. Również prognozy OME [3,6], potwierdzają ten wniosek: w 2010 – 256 mld m³/rok, a od 2020 – 283 mld m³/rok, wobec wielkości przewidywanych dostaw 166 mld m³/rok w 2010 r. i 207 mld m³/rok w 2030 r.



Rys. 10. Przebiegi gazociągów w Chinach, według [8]

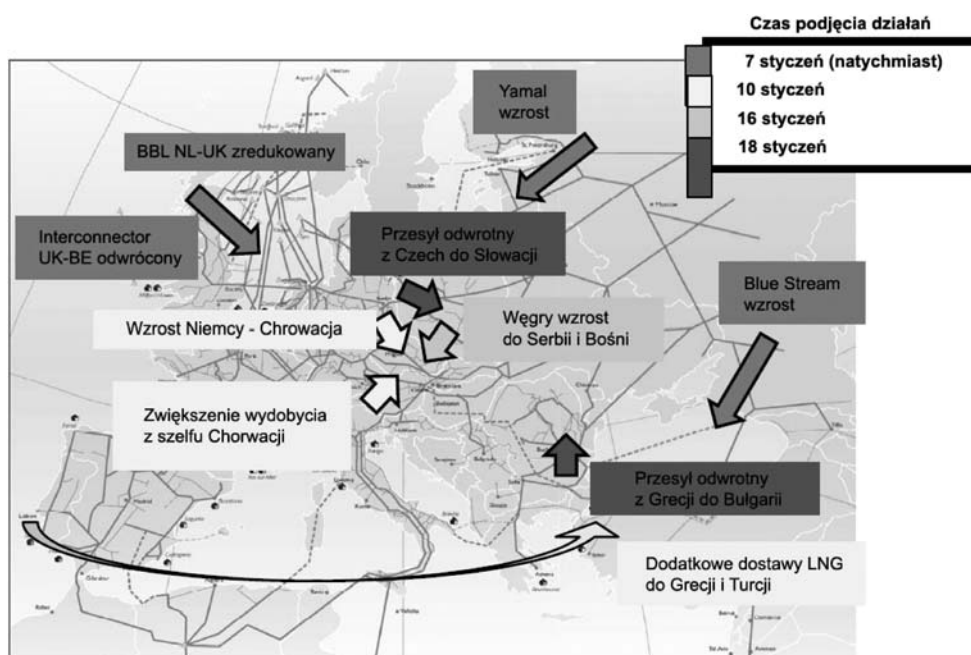
Fig. 10. Gas pipelines routes in China

Nie sposób oprzeć się dalszemu wnioskowi, że Rosja budując gazociągi ze znaczną rezerwą przesyłową przewiduje ich funkcjonowanie przez kilkadziesiąt lat (40–50) poza 2030 rok. Nasuwa się paralelny wywód, o znaczeniu politycznym: o chęci energetycznej dominacji na kontynencie europejskim, ale także o gospodarczym i handlowym znaczeniu przemysłu gazowniczego dla Rosji i jej dalszego cywilizacyjnego rozwoju. Jest to również przesłanka do stwierdzenia, że Rosja będzie dążyła, za wszelką cenę, do konstrukcji gazociągu Nord Stream, pomimo oporów państw regionu Bałtyku, w tym Polski, a także do budowy gazociągu South Stream. Dla uzupełnienia zamieszczono schematy projektów gazociągów rosyjskich w kierunku Chin – rys. 10 [8].

5. Kryzys w dostawach gazu w 2009 r.

Ukraina – Rosja – Europa

Dostawy gazu rosyjskiego w styczniu 2009 r., przez Ukrainę, uległy najpierw znacznemu ograniczeniu, a potem przerwaniu. W okresie 1–6 stycznia Gazprom zaprzestał dostaw gazu na Ukrainę utrzymując przesył do Europy, ale po 6 stycznia wstrzymał również transport gazu do Europy przez gazociągi przechodzące przez terytorium Ukrainy. Po uzgodnieniach politycznych oraz zaktualizowaniu i podpisaniu 10-letnich kontraktów, 20 stycznia otwarto zawory gazociągowe, a 22 stycznia eksport gazu do Europy powrócił do normalnej wielkości. Jedynie Polska, w okresie dalszych miesięcy, miała pewne trudności z uzyskaniem ilości około 2 mld m³ gazu. Do krajów najbardziej dotkniętych zakłóceniami w dostawach gazu należały: Bułgaria, Rumunia, Bośnia, Chorwacja i Serbia, a także Słowacja i Węgry. Gazprom poniósł znaczne straty finansowe oszacowane na około 1,5–1,6 mld dolarów. Przeciwdziałania ze strony Europy pokazano na mapie – rys. 11 [9]. Ta akcja dowodzi jak ważne jest sprzężenie krajów gazociągami łączącymi. Właśnie taka sieć „interkonektowana” umożliwiła złagodzenie lub nawet eliminację skutków perturbacji w dostawach gazu. Ale i wybudowanie gazociągu South Stream lub Nabucco poprawiłoby bezpieczeństwo dostaw gazu do Europy Południowo-Wschodniej i Środkowej. Polska nie jest, do chwili obecnej, połączona z siecią gazociągów zachodnich lub południowych.

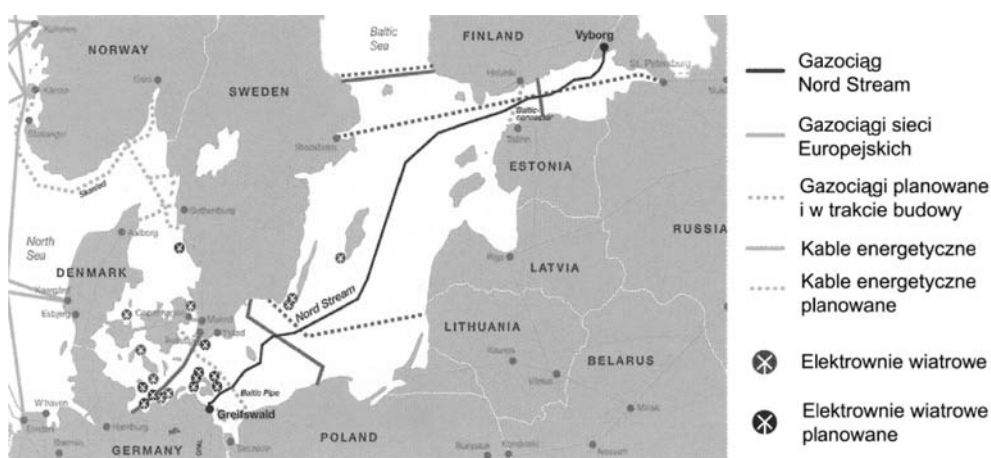


Rys. 11. Przesył gazu w okresie kryzysu gazowego 7–18 stycznia 2009 r., według [9]

Fig. 11. Gas transport routes during gas crisis period 7–18th January 2009

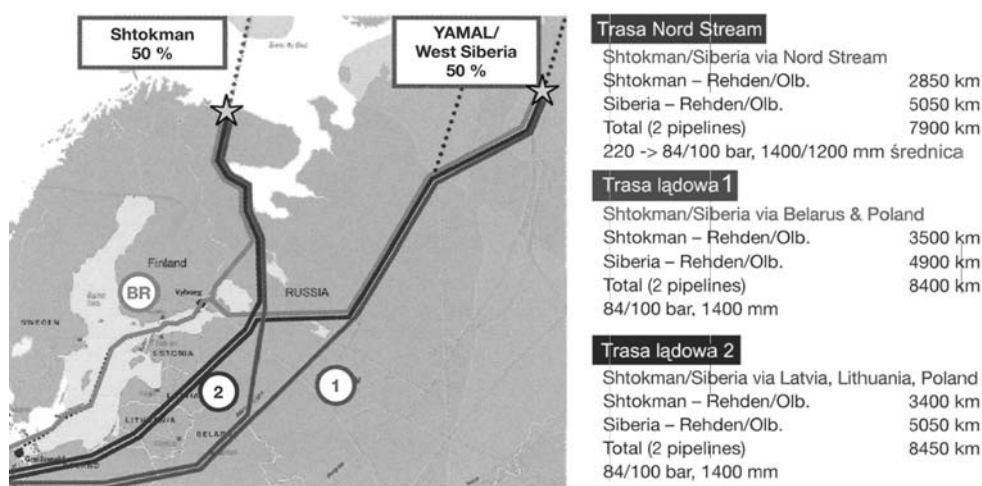
6. Gazociąg North Stream (Nord Stream)

Gazociąg będący wspólnym projektem niemiecko-rosyjskim z jednej strony stanowi technicznie racjonalne rozwiązanie dostawy gazu, z drugiej budzi wiele kontrowersji i sprzeciw przede wszystkim natury politycznej, ale także ekologicznej i gospodarczej. Na ogół dostępne źródła, referaty czy publikacje nie podają bardziej szczegółowych danych o projekcie. Dlatego pożytecznym będzie przedstawienie za [10] podstawowych analiz projektu. Na rysunku 12 zamieszczono istniejącą i planowaną strukturę linii energetycznych



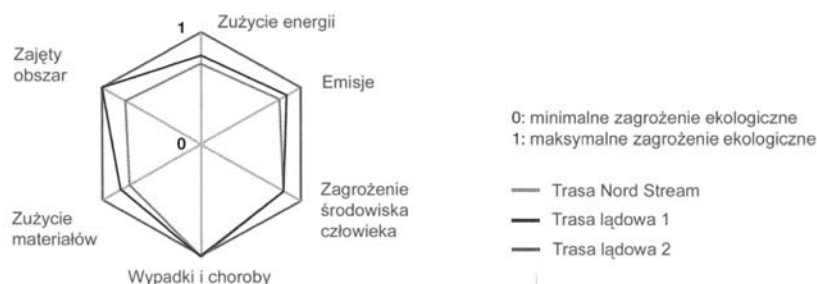
Rys. 12. Istniejące i planowane linie energetyczne prowadzone dnem Bałtyku, według [10]

Fig. 12. Existing and planned energetic lines in the Baltic Sea Basin



Rys. 13. Trasa Nord Stream i alternatywne warianty tras lądowych, według [10]

Fig. 13. Nord Stream base route and on – shore alternatives



Rys. 14. Grafiki charakterystycznych parametrów tras gazociągu północnego, według [10]

Fig. 14. Characteristic parameters of Nord Stream routes/base and on – shore/

przechodzących przez Bałtyk oraz pozycje stacji wiatrowych rozlokowanych na wybrzeżach i wyspach Morza Bałtyckiego. Widać, że jest ich już zauważalna ilość. Na rysunku 13 pokazano analizowane ewentualne trasy przebiegu gazociągów przesyłowych do Europy ze złóż Zachodniej Syberii oraz złoża Sztokman (Morze Barentsa) wraz z ich charakterystyką. Trasy pozostałe (lądowe), inne niż trasa podstawowa, podmorska, są znacznie dłuższe. Z innych danych: liczba kompresorów i łączna ich moc – 20 i 1225 MW. Rysunek 14 prezentuje grafik analizy ekologicznej wszystkich trzech wariantów. Jest on korzystny dla podmorskiego przebiegu gazociągu Nord Stream. I tu uwaga: należy pamiętać, że przytoczone dane pochodzą z koncernu zainteresowanego budową gazociągu. Na zakończenie tej krótkiej charakterystyki projektu, podstawowe rezultaty oceny parametrów eksploatacyjnych tras w okresie 50 lat eksploatacji przytoczono poniżej:

Wyszczególnienie	Trasa podstawowa	Trasa lądowa 1	Trasa lądowa 2
Zużycie gazu jako paliwa [mld m ³]	160	232	186
Emisja CO ₂ i innych gazów cieplarnianych [mln ton]	467	664	532
Koszta Inwestycyjne [mld Euro]	23,1	23,3	23,7
Opłaty związane z transportem [mld Euro]	257	302	284

Stopa wewnętrzna zwrotu IRR w okresie 50 lat została oszacowana na 10%.

Z powyższego zestawienia wynika że:

- ✧ nakłady inwestycyjne tras lądowych i trasy podmorskiej różnią się w bardzo niewielkim stopniu, co nasuwa wątpliwości,
- ✧ emisja gazów cieplarnianych (CO₂, CH₄ i innych) w przypadku trasy 2 jest większa niż emisja dla trasy bałtyckiej ale w umiarkowanych rozmiarach.

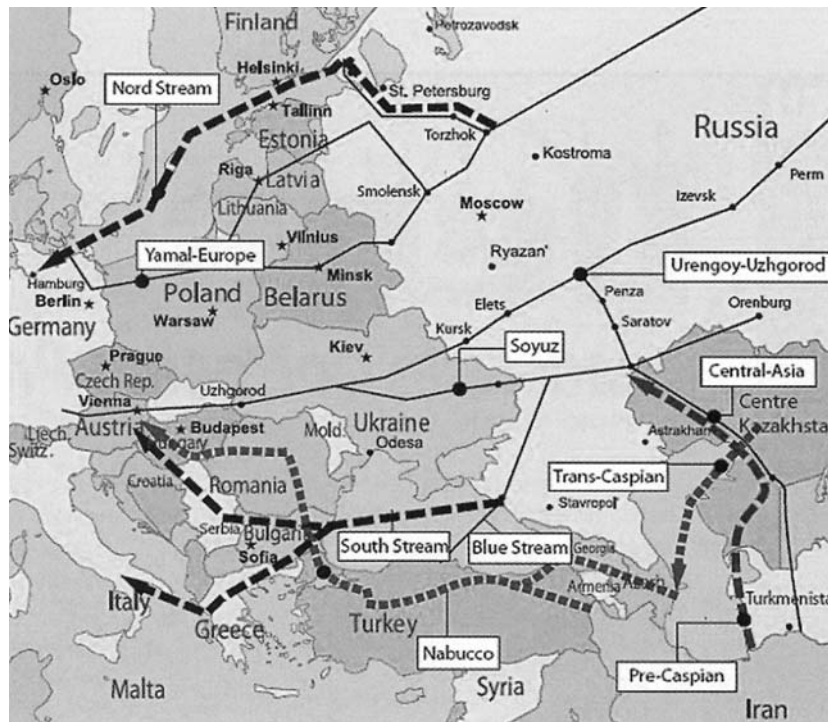
Przebieg trasy 2 odpowiada projektowi Amber zgłoszonemu kilka lat temu przez Polskę i nie przyjętemu przez Unię Europejską i państwa zainteresowane. Studiując przebieg tras można zauważyć, że chodzi o najkrótsze połączenie ze złożem Sztokman o zasobach gazu około 3000 mld m³ i to jest jeden z decydujących rosyjskich argumentów na rzecz gazociągu Nord Stream.

7. Gazociągi Nabucco i South Stream

Projektowane gazociągi Nabucco (uwzględniony w prognozie OME [3, 6]) i South Stream (jeszcze nie uwzględniony) mają dostarczać gaz do Europy Środkowej i Turcji (Nabucco) oraz również Europy Południowej i Środkowej z preferencją Włoch (South Stream).

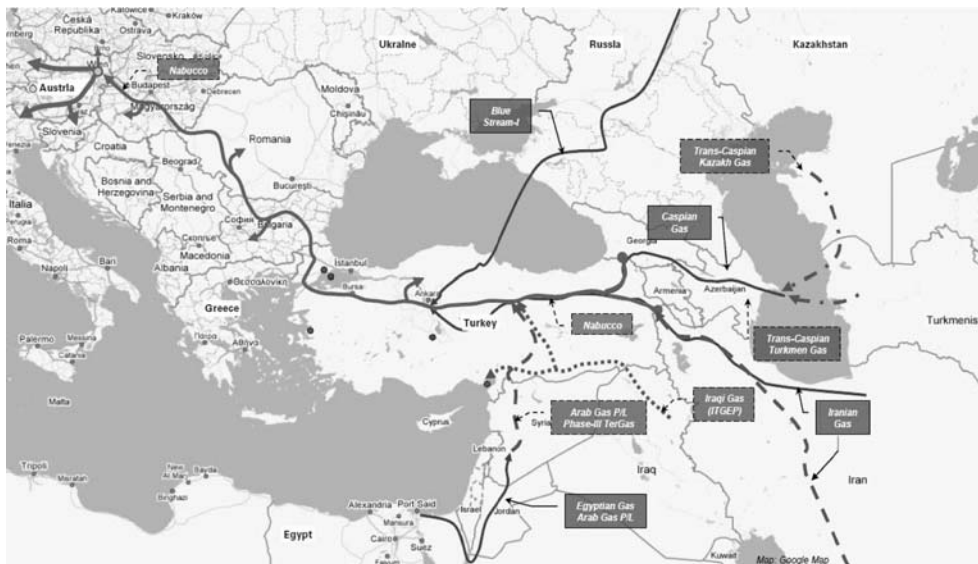
Prognozowane zużycie gazu w Europie – 34 według różnych scenariuszy w tym CEDIGAZ (Francja) przekroczy 570 mld m³/rok rosnąc o 0,7% do 1% rocznie, aż do 2030 roku. Panuje pogląd, że o ile zasoby gazu znajdujące się w krajach otaczających Unię Europejską, w szczególności w Federacji Rosyjskiej, Azerbejdżanie, Turkmenistanie, Kazachstanie i Iranie całkowicie wystarczają do pokrycia zapotrzebowania i własnego i krajów Europy-34, to wydajności sieci gazociągów przesyłowych mogą nie nadążyć za wzrastającym popytem na gaz ziemny. Dodatkowo podnoszony jest problem dywersyfikacji dostaw gazu, wynikający ze zbyt dużego uzależnienia się od importu z Rosji. Chodzi również o zróżnicowanie tras gazociągów magistralnych. Z tych też powodów w czerwcu 2001 r. w Istambule (Turcja) podpisano list intencyjny w sprawie projektu gazociągu Nabucco mającego dostarczać gaz ze złóż irańskich w Zatoce Perskiej, jak też Kazachstanu, Turkmenistanu i Azerbejdżanu. List został podpisany przez koncerny lub firmy OMV (Austria), Bulgargas (Bułgaria), MOL, Natural Gas Transmission (Węgry), Transgaz (Rumunia) i Botas (Turcja). Obecnie funkcjonuje firma Nabucco Gas Pipeline International już z udziałami, wszystkich pięciu firm oraz RWE (Niemcy), wynoszącymi po 16,67%. Przewidywany jest akces firmy SOCAR (Państwowy Koncern Naftowy Azerbejdżanu) lub firmy mającej udziały w konsorcjum Azerbajani Shakh – Deniz (największe złożo gazu ziemnego w Azerbejdżanie). Projekt Nabucco znajduje się na liście inwestycji popieranym, a nawet priorytetowym, Komisji Europejskiej. Trasa gazociągu (rys. 15 i 16) oraz jego charakterystyka jest następująca [11]:

- ✧ długość gazociągu z Azerbejdżanu do granicy węgiersko-austriackiej (Baumgarten) wynosi około 3300 km,
 - ✧ wydajność gazociągu: 31 mld m³/rok,
 - ✧ koszt gazociągu: 5 mld Euro (raczej zbyt optymistyczne oszacowanie),
 - ✧ początek budowy: 2010–2011 rok,
 - ✧ wprowadzenie do eksploatacji: 2013 rok,
 - ✧ przyznanie przez Komisję Europejską (2009 r.) 200 mln Euro na projekty gazociągu.
- Słabe strony projektu Nabucco, to:
- ✧ wątpliwości co do udziału Iranu, ze względu na rozwijanie programu nuklearnego i sprzeciwu USA, a także krajów europejskich. Ponadto należałoby rozbudować sieć gazociągów łączących w północnym Iranie;
 - ✧ brak jednoznacznej deklaracji ze strony Turkmenistanu co do udziału w projekcie;
 - ✧ projekt gazociągu Trans – Kaspijskiego, który miał by dostarczać gaz przez Morze Kaspijskie z Kazachstanu i Turkmenistanu znajduje się dopiero w fazie początkowej, i termin jego finalizacji jest niesprecyzowany;
 - ✧ rozwiercanie i pełne zagospodarowanie złoża Shakh – Deniz zakończy się dopiero w 2013 r. wydobycie (13–15 mld m³/rok). Stąd wobec wzrostu zapotrzebowania



Rys. 15. Gazociągi: South Stream i Nabucco, według [11]

Fig. 15. Pipelines: South Stream and Nabucco



Rys. 16. Trasa gazociągu Nabucco, według Nabucco Gas Pipeline

Fig. 16. Planned route of gas pipelines Nabucco

na gaz w Turcji i w samym Azerbejdżanie, do Europy mogłoby docierać jedynie 4–5 mld m³/rok. Sytuacja poprawiłaby się dopiero po wybudowaniu gazociągu Trans – Kaspjskiego i po ewentualnym akcesie Iranu;

- ❖ biorąc powyższe czynniki pod uwagę, atrakcyjność dla innych partnerów i motywacje finansowe są niezbyt zachęcające.

Natomiast dużą zaletą projektu byłoby dość radykalne zróżnicowanie źródeł i tras dostaw gazu do Unii Europejskiej, zwłaszcza do jej środkowo-wschodniej części uzależnionej w najwyższym stopniu od importu gazu z Rosji [12]. Rozszerzyłyby się, też margines negocjacyjny co do cen i warunków dostaw gazu.

Gazociąg South – Stream będący projektem Gazpromu (Rosja) i ENI (Włochy), ma połączyć magistralne gazociągi Rosji transportujące gaz ze złóż Syberii, z Włochami oraz z południowo-wschodnią i środkową Europą. Gazociąg będzie brał początek w miejscowości Dzhube (Krasnodarski Kraj-Rosja południowa, stacja kompresorów Beregovaja) i dalej przez Morze Czarne do Warny (Bułgaria). Stąd dwa odgałęzienia poprowadzą do: południowych Włoch, przez Grecję i Morze Jońskie oraz przez Bułgarię, Serbię, Węgry do Austrii.

Na miano unikalnej konstrukcji inżynierskiej będzie zasługiwał odcinek gazociągu położony na dnie Morza Czarnego, o długości 900 km, na głębokości około 2000 m.

Projektowana zdolność przesyłowa gazociągu [13], to około 31 mld m³/rok (20 mld m³/rok do Włoch, pozostałe 10 mld m³/rok ma być przesyłane do Europy Środkowej). Koszty całkowite budowy gazociągu zostały oszacowane początkowo na około 14 mld, USD, obecnie podaje się kwotę około 32 mld USD, termin rozpoczęcia jego układania – 2011 rok; zakończenia – 2012 rok; rozpoczęcie eksploatacji – 2013 rok. W ciągu roku 2008 Gazprom, przy bardzo dużym wsparciu Rządu Federacji Rosyjskiej, podpisał stosowne, uzgadniające, umowy z firmami Grecji i Węgier. Jako uzupełnienie systemu przesyłowego na Węgrzech zostałby wytworzony podziemny magazyn gazu o pojemności około 1 mld m³. W ostatnim okresie trwały negocjacje o zwiększenie zdolności przesyłowej gazociągu do 47 mld m³/rok.

Gazociąg South Stream zostałby wprowadzony do eksploatacji znacznie wcześniej niż gazociąg Nabucco, chociaż wobec złożonej sytuacji ekonomiczno-finansowej bardzo prawdopodobnym jest opóźnienie wszelkich prac konstrukcyjnych.

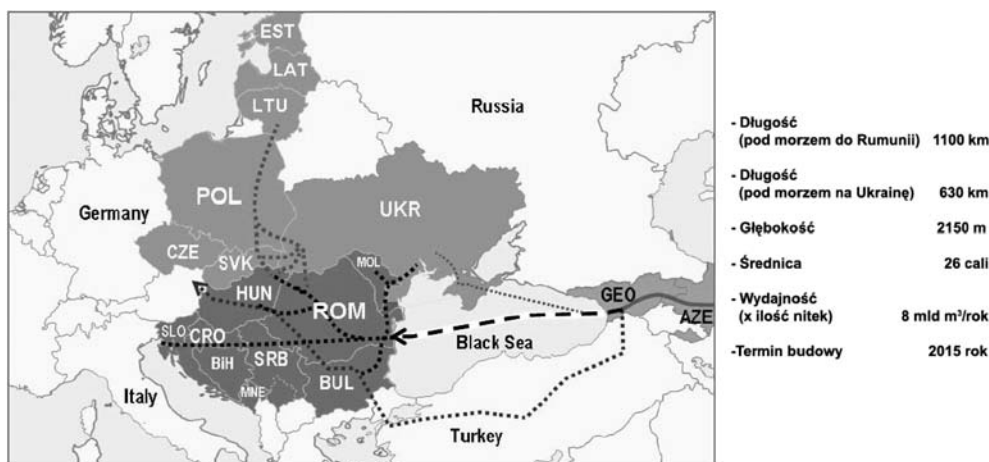
Różnią gazociąg South Stream w stosunku do Nabucco są następujące:

- ❖ zakończony cykl projektowania i uzgodnień międzynarodowych oraz porozumień między firmami (sfinalizowane w 2008r.),
- ❖ dość jasno zdefiniowane źródła i wielkości przesyłu gazu, który ma pochodzić tylko ze złóż rosyjskich,
- ❖ wyprzedzający okres negocjacyjny, stąd korzystne warunki dla zawierania umów. Również, wcześniejsze zapewnienie sobie rynków odbiorców zmniejsza szanse rynkowe projektu Nabucco, ale niekoniecznie,
- ❖ projektowane doprowadzenie gazociągu do Baumgarten w Austrii, tam również ma być zakończony gazociąg Nabucco,
- ❖ w budowie biorą udział dwa koncerny o dużych możliwościach finansowych i technologicznych (Gazprom i ENI) w przeciwieństwie do Nabucco. Partnerzy wykazują dużą determinację w stosunku do realizacji projektu.

- Analizując obydwie projekty, można zauważyć jeszcze inne ich aspekty:
- ✧ ze względu na znaczenie gazu w Europie, w odniesieniu do innych nośników energii, łączna ilość gazu tłoczona przez obydwie gazociągi (około 60 mld m³/rok) została by, w okresie do 2030 roku, zagospodarowana. Stąd, co prawda, większe prawdopodobieństwo zakończenia projektu trzeba przyznać gazociągowi South Stream, natomiast ostatnie perturbacje w dostawach gazu z Rosji wzmocniły pozycje projektu Nabucco. Ale wybudowanie South Stream znacznie poprawiłoby sytuację gazo-energetyczną południowo-wschodniej Europy;
 - ✧ wobec prawdopodobnego, w najbliższym okresie, obniżenia cen gazu do 250–300 USD/1000 m³ należy sądzić, że po osłabieniu się kryzysu zostanie zwiększony popyt na gaz. Stąd opłacalność budowy i dla importerów i dla eksporterów gazociągów dalekiego zasięgu, pomimo znacznych kosztów. Dodatkowym argumentem na rzecz gazu w energetyce będą ograniczenia w emisji dwutlenku węgla. Również eksporterzy gazu, dążąc do większych dochodów będą zmuszeni handlować większymi ilościami gazu (zwłaszcza Federacja Rosyjska, ale i inne kraje Środkowego Wschodu i Morza Kaspijskiego). Po okresie zaburzeń kryzysowych ceny zarówno ropy naftowej, jak i gazu będą wykazywały tendencję wzrostową;
 - ✧ zarysowuje się wyraźnie południowy kierunek dostaw gazu, zwłaszcza rola węzła odbiorczego w Austrii [13]. Stąd, zalecenia dla Polski: rozważyć jak najszybciej, celowość połączenia polskiego systemu gazowniczego z siecią krajów leżących na południowy zachód od granicy polskiej, w szczególności z terminalem OMV w Baumgarten (Austria).

8. Gazociąg White Stream

Gazociąg jest projektowany jako alternatywa zarówno dla gazociągu Nabucco, jak i konkurencja dla rosyjskiego (i włoskiego) gazociągu South Stream. W założeniach trasy i budowy leży zamiar transportu gazu z krajów Wybrzeża Kaspijskiego z ominięciem Ukrainy i Rosji do krajów Półwyspu Bałkańskiego, Węgier i być może Włoch. Trasa, jak na rysunku 17, przypomina przebieg gazociągu South Stream, przez Morze Czarne. Jest to aktualnie odległy projekt, tak co do możliwości pozyskania gazu jak i finansowania. Pozostaje pytanie, czy opłaca się prowadzić gazociąg na głębokości 2150 m przy wydajności 8 mld m³/rok (jedna nitka). Dla dwóch nitek – 16 mld m³/rok, przy kilku krajach odbierających gaz byłyby to dostawy bardzo niewielkie. Projekt gazociągu został wysunięty przez konsorcjum: 2009 GUEU – White Stream Pipeline Company Limited, the White Stream Consortium. I jeszcze uwaga: jest to już trzeci projekt dotyczący gazociągów z kierunku wschodniego do Europy Południowej, a więc dywersyfikacja dostaw południowymi trasami jest brana pod uwagę i chyba realna.



Rys. 17. Projekt i trasa gazociągu White Stream, według 2009 GUEU – White Stream Pipeline Company Limited, the White Stream Corporation

Fig. 17. Planned route of gas pipeline White Stream

9. Prognozy gazowe dla Polski

Na przestrzeni lat 2000–2008 w Polsce wykonano 5 różnych prognoz zużycia gazu do 2030 roku. Prognozy były wykonywane przez Ministerstwo Gospodarki (2000, 2005, 2007, 2008 z Agencją Rynku Energii S.A.) oraz AGH (2002), [14]. Wyniki prognoz zebrano w tabeli 9.

Najważniejsze wnioski z przeprowadzonej analizy wyszczególniono poniżej:

- ✧ prognozy zostały wykonane w okresie ostatnich 7–8 lat. Już w stosunkowo krótkim przedziale czasowym zaczynają się znacznie różnić między sobą, także z wartościami obserwowanymi np. w latach 2006–2008. Prognozy powinny być modyfikowane z częstotliwością 3–5 lat, w zależności od zmian trendów gospodarczych i energetycznych w kraju i w jego otoczeniu, tzn. w Unii Europejskiej, także w innych krajach ościennych;
- ✧ najwięcej danych odnosi się do 2020 roku, stąd rok ten jest najbardziej reprezentatywny dla analizy porównawczej, ponadto jest przesunięty o około 15 lat w stosunku do roku początkowego dla prognoz. Dla 2020 r. Całkowite zapotrzebowanie na energię leży w przedziale (110,2–122,2) Mtoe/rok, a więc błąd prognozy jest umiarkowany (10%). Dla roku 2030, różnica między prognozami wykonanymi w odstępnie rocznym wynosi $131,6 - 112,4 = 19,2$ Mtoe (około 17%);
- ✧ estymacja całkowitego zapotrzebowania na energię w Polsce wskazuje na umiarkowany, raczej niewielki wzrost do 2020 roku. Zwiększenie prawie dwukrotne przyrostu zapotrzebowania następuje po 2020 roku. A więc Polska ma około 12 letni okres czasu na podjęcie niezbędnych działań dla zapewnienia sobie bezpieczeństwa energetycznego;

TABELA 9. Prognozy zapotrzebowania na gaz ziemny w Polsce 2005–2030

TABLE 9. Gas demand prognosis for Poland 2005–2030 [bcm]

Rok wykonania	Scenariusze Warianty	Jednostka	2005	2010	2015	2020	2025	2030
2000 Ministerstwo Gospodarki	przetrwania	mld m ³ /rok	16,4	19,7	22,9	26,0		
	odniesienia	mld m ³ /rok	17,9	22,0	25,0	29,3		
	postępu-plus	mld m ³ /rok	15,7	18,4	22,1	27,6		
2005 Ministerstwo Gospodarki	węglowy	mld m ³ /rok	14,21	19,0	23,0	25,5	28,7	
	gazowy	mld m ³ /rok	14,21	18,4	24,8	31,4	26,0	
	traktatowy	mld m ³ /rok	14,21			24,2		
	efektywnościowy	mld m ³ /rok	14,21			28,7		
2007 Ministerstwo Gospodarki	prognoza	mld m ³ /rok	14,63	16,09	17,38	18,41	21,25	23,62
2008 Ministerstwo Gospodarki ARE	prognoza	mld m ³ /rok	14,49	14,97	16,81	18,78	22,18	23,32
2002 AGH	prognoza	mld m ³ /rok		16,0	18,0	22,0	24,0	30,0

- ✧ z pewną ostrożnością należy uznać, że ostatnia prognoza z 2008 r. (ARE) jest racjonalną, chociaż pewne wątpliwości nasuwają się porównując ją z prognozą z 2007 r. To znaczyłyby, że założenia wstępne, już po roku zmieniły się istotnie. Prognozowany przyrost zużycia energii w latach 2005–2030, zmniejszył się o połowę. Ale prognoza oddaje „ducha” zmian w energetyce zawierającym się w postulatcie UE $3 \times 20\%$;
- ✧ w odniesieniu do zużycia gazu ziemnego, prognozy różnią się bardzo znacznie. Skrajne wartości podają liczby 29,3 mld m³/rok oraz 18,41 mld m³/rok w 2020 r. Prognoza AGH przewiduje zużycie gazu w tymże roku w ilości 22 mld m³/rok (możliwy błąd prognozy — 20%). Po odrzuceniu skrajnych wartości otrzymałoby się oszacowanie rzędu około 20 mld m³/rok i na tą wielkość trzeba mierzyć zamierzenia importowe;
- ✧ zauważa się niewielkie, w dalszym ciągu, zaangażowanie gazu ziemnego w energetyce, co powoduje właśnie niewielki wzrost w jego zużyciu. To jest też dyskusyjny punkt prognoz (jego niewielki udział w strukturze paliwowej Polski około 17% w 2020 r.);
- ✧ wydaje się celowe pewne zweryfikowanie polityki energetycznej Polski w odniesieniu do gazu ziemnego, możliwości jego pozyskania i dywersyfikacji dostaw. Jaka jest wartość niewielkich projektów na trudno dostępnych obszarach lub obszarach nie mających połączenia z Polską, a taką politykę ostatnio zdaje się uprawiać PGNiG?

Dalsze wnioski już ogólne, ale mające bezpośredni związek z prognozami dostaw gazu i polityką energetyczną Polski można sformułować następująco:

1. Polska nie jest i nie będzie w stanie zapewnić sobie zasadniczego zróżnicowania kierunków dostaw gazu, chyba że zdecydowałaby się na ponoszenie wysokich kosztów. Stąd aktywne i racjonalne włączenie się w politykę i wielokierunkowe przedsięwzięcia energetyczne Unii Europejskiej jest nieodzowne. Polska powinna dążyć do osiągnięcia takiego poziomu bezpieczeństwa jak cała Unia Europejska. Ważną rolę powinny spełniać oceny ekonomiczne projektów.
2. Niewątpliwym problemem dla Polski pozostaje strategia w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z różnych źródeł zasilania, w znacznie mniejszym wymiarze dotyczy to ropy naftowej. Wynika ona z sytuacji panującej na rynku i opisanej powyżej. W tym miejscu należy zwrócić uwagę na brak zarówno wiarygodnych prognoz, co do energetyki polskiej w ogóle, w szczególności do zapotrzebowania na gaz ziemny, jak i braku koordynacji w zakresie planowania energetycznego, np. budowy modelu energetycznego dla Polski – nasuwa się model „węgiel–gaz”. Dywersyfikacja, i to różnych nośników i rodzajów energii, musi być poprzedzona analizą ich struktury, wielkości zużycia i ekonomiki rozwiązań. Decyzje nie mogą być podejmowane w sposób koniunkturalny, lub też doktrynalny. Polityka energetyczna powinna być, niezwykle konsekwentnie prowadzona przez znawców problemu. Nie może ona zależeć od obecnej orientacji kolejnych rządów tym bardziej od ideologii. Tak się niestety nie dzieje i to w całym olbrzymim wymiarze gospodarki energetycznej, zwłaszcza gazowej.
3. Biorąc pod uwagę okresowe, krótkotrwałe ograniczenia w zakresie dostaw gazu do Polski przez stronę rosyjską należy podkreślić, że jedną z form dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski, a równocześnie zwiększającą bezpieczeństwo energetyczne kraju są podziemne magazyny gazu o odpowiedniej pojemności. Budowie podziemnych magazynów gazu w Polsce sprzyja istnienie dużych struktur po szcerpanych złożach gazu ziemnego, które także mogą być wykorzystane do budowy podziemnych magazynów dla Unii Europejskiej. Obecnie w Polsce funkcjonuje sześć podziemnych magazynów gazu o łącznej pojemności około 1,6 mld m³ gazu. Przy rocznej konsumpcji około 14 mld m³ wzrastającej dość wolno, Polska powinna posiadać rezerwę strategiczną wystarczającą na okres około trzech miesięcy, czyli około 4,5 mld m³. Tę wielkość można uzyskać w krótkim czasie, przy niewielkich nakładach finansowych, z zaangażowaniem polskich specjalistów i polskich firm, poprzez rozbudowę PMG Wierzchowice (planowany był docelowo na 4,3 mld m³ – wielkość raczej nierealna), czy PMG Mogilno.
4. Europa jako cały region znajduje się w raczej dobrej sytuacji pod względem zaopatrzenia w gaz. Gaz wydobywany w Europie (EU-34), dostarczany z Norwegii, z Rosji, z Afryki oraz zwiększający się strumień z Bliskiego i Środkowego Wschodu z wolna będzie zwiększał swą partycypację na prawie dojrzałym rynku europejskim, osiągając w roku 2028 około 28–30% udziału w profilu nośników i źródeł energii (obecnie około 22%).
5. W priorytecie importu gazu do Europy na najwyższych miejscach plasują się: Federacja Rosyjska, Północna Afryka (Algieria) i Norwegia (Morze Norweskie). Trzeba

zauważyć, że po roku 2013 może się rozpocząć gazociągowy przesył względnie taniego gazu z Bliskiego Wschodu i krajów Morza Kaspijskiego, a dokładniej ma zostać wybudowany gazociąg Nabucco i to byłaby szansa na długą dywersyfikację dostaw gazu również do Polski, wszakże pod warunkiem poważniejszego zainteresowania się problemem i niedopuszczenie do zaskoczenia, jak to się stało w przypadku Gazociągu Północnego (Nord Stream).

6. Jest fakt, że potwierdzone zasoby gazu w akwenach morskich Norwegii powiększyły się z 2,39 do 329 tcm. Przy zachowaniu dotychczasowego wydobycia 89,7 mld m³/rok wystarczyłyby na około 33 lata. Przy wzroście wydobycia do 120 mld m³/rok, okres ten będzie około 1/3 krótszy. Norwegia eksportuje do Europy 86,05 mld m³/rok (2007) i planuje zwiększenie eksportu do około 100 mld m³/rok, a więc nie będzie to przyrost zbyt duży, Stąd wątpliwości co do budowy, na stosunkowo krótki okres gazociągu o małej przecież wydajności z Norwegii przez Szwecję do zachodniej Polski (Świnoujście).
7. Wydaje się, że dobrym rozwiązaniem byłoby (obecnie już „jest”) modułowe wybudowanie terminalu regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego (LNG). Prognozy, co do wzrostu handlu LNU są bardzo zachęcające. Obecny projekt LNG nie rozwiązuje w pełni kwestii dywersyfikacji dostaw.
8. Nadal daje się zauważyć brak perspektywicznej i spójnej polityki w stosunku do polskiej energetyki, pewnych oszacowań zapotrzebowań na różne nośniki i formy energii w tym gazu. Co prawda, w różnych zespołach naukowych (AGH, Państwowy Instytut Geologiczny) i agencjach energetycznych np. w Agencji Rynku Energii (ARE) prowadzone są takie prace, jednak brak scalenia w jeden program np. rządowy powoduje, że nie znajdują one należytego odbioru. A pytań jest wiele: jakie kontakty, gdzie, kiedy, jakie magazyny, jakie ceny, co z optymalizacją dostaw, jakie nośniki.
9. W polskiej polityce energetycznej, wobec i rosnących cen gazu i malejących zasobów tego surowca, właściwe będzie powtórne spojrzenie na węgiel i realne zbilansowanie jego zasobów, także możliwego wydobycia i przetwórstwa. W tym kierunku rozpoczyna podążać już kilka krajów, w tym USA. W tym miejscu konieczne jest zwrócenie uwagi na możliwość pozyskania tzw. metanu z pokładów węgla, jako niekonwencjonalnego gazu oraz na technologie zgazowania węgla (obecnie na raczej małą skalę).
10. Rola Rosji w dostawach gazu do Europy, w tym i do Polski jest nie do przecenienia. Dowodem jest wzrost planowanego eksportu gazu i zainteresowanie rosyjskim gazem przez wiele krajów europejskich. Ale trzeba też wziąć pod uwagę rysujący się, a nawet bardzo prawdopodobny zwrot Rosji w kierunku rynków azjatyckich (Indie, Chiny), a także USA i Japonii. Niektóre źródła przewidują, że w 2050 r. ludność Indii będzie liczyła 1628 mln. Chin 1394 mlii. a USA 413 mln mieszkańców. Rosja pozostanie na poziomie 102 mln. Ten wzrost demograficzny wywoła wzrost zapotrzebowania na energię. Istnienie infrastruktury przesyłowej do Europy przemawia na korzyść rynków europejskich, ale wzrastające ceny gazu, praktyczna nieograniczoność rynków azjatyckich może spowodować zahamowanie wzrostu eksportu, czy w ogóle ograniczenie eksportu gazu do Europy.
11. Warta dyskusji i rozważenia jest propozycja wybudowania gazociągu łączącego (interkonektorów) Polskę z systemem zachodnioeuropejskim, a więc o największym

poziomie bezpieczeństwa w odniesieniu do dostaw gazu. Nie podjęcie tej sprawy byłoby niezrozumiałe. Istnieje też możliwość podłączenia się do gazociągu North Stream (proponycja Rosji), ewentualnego powrotu do projektu gazociągu, „Amber” (Rosja – terytorium Krajów Bałtyckich – Polska – Niemcy) lub znacznie mniej prawdopodobnego, w bliskiej przyszłości, projektu Yamal II. Jak jednak nadal zdywersyfikować dostawy gazu. Trudno przecież zakładać, że z gazociągów przechodzących przez terytorium kraju, Polska tego gazu importować nie będzie, natomiast pozostałe kraje UE tak. Jeszcze raz potwierdza się konieczność rozwiązywania problemów energetycznych w sposób spójny z trendami panującymi w Unii Europejskiej. Wielość podmiotów państwowych, do których płynąłby gaz stanowiłaby gwarancję neutralności jego dostaw. W ogóle należy wypracować kompleksową taktykę i strategię w stosunku do przedsięwzięć i projektów rosyjskich. Należy zwrócić też uwagę na powstanie nowej sytuacji związanej z projektem gazociągu South Stream i dla jego akceptacji przez wszystkie kraje Europy Środkowej. Także na inne podejście krajów Europy Środkowej do importu gazu z Rosji. Znaczenia nabiera punkt dostawy gazu w Baumgarten na granicy z Austrią. Jest to zbieg istniejących już i projektowanych gazociągów (Nabucco, South Stream).

12. Wiele zależy od ewolucji wspólnej europejskiej polityki oraz zaufania do niej rządów krajów, w tym Polski (gazociągi, magazyny, europejskie rezerwy strategiczne).
13. W gospodarce energetycznej Polski, ze względu na zasoby, istotną rolę nadal będzie odgrywał węgiel. Ten nośnik energii zapewnia również duży stopień bezpieczeństwa energetycznego kraju. Sprzężenie węgla i gazu ziemnego może stanowić o stosunkowo dużej „swobodzie” energetycznej kraju.

Zakończenie

Analizy przeprowadzone w artykule wskazują na pierwszorzędą rolę Federacji Rosyjskiej jako dostawcy gazu do Europy, a zwłaszcza Unii Europejskiej. Wobec tego Unia Europejska powinna skonsolidować swe wysiłki w uniformizacji polityki energetycznej w stosunku do Rosji. Ciągła negacja projektów rosyjskich i demonstracje polityczne ze strony Polski nie zniechęcą krajów UE do partycypacji w rosyjskich projektach gazociągowych. Jest to również pewniejszy politycznie dostawca niż kraje islamskie Bliskiego i Środkowego Wschodu.

I końcowa uwaga: Polska powinna bardzo aktywnie uczestniczyć w planach dostawy gazu, również z kierunku wschodniego. W końcu rozwiązanie problemu dodatkowych dostaw 5–7 mld m³/rok gazu w perspektywie lat 2020–2030 nie powinno dla PGNiG stanowić żadnych trudności. Innym rozwiązaniem, ale czy na pewno najbardziej racjonalnym, jest budowa terminalu skroplonego gazu ziemnego (LNG) w Świnoujściu. Przede wszystkim ekonomika i technika a potem dopiero polityka, to drogowskaz do gazowej gospodarki Polski w okresie do 2030 r.

Literatura

- [1] British Petroleum (BP): Statistical Review of World Energy, June 2008.
- [2] International Energy Agency (IEA): World Energy Outlook, 2008.
- [3] SIEMEK J., RYCHLICKI S., KOLENDA Z., STRYCZEK S., NAGY S., 2009 – Gaz ziemny i ropa naftowa – Polska i Unia Europejska, potrzeby, własne wydobycie i dostawy. Zarys Stanu i Perspektyw Energetyki Polskiej, Studium AGH, Wydawnictwo AGH.
- [4] Report of Programme Committee B IGU Strategy, Economy, and Regulation. 23 World Gas Conference, Amsterdam 2006.
- [5] Petroleum Economist. World Gas Map 2008 edition, London 2008.
- [6] Project 006588. Energy Corridor Optimization for European Markets of Gas, Electricity and Hydrogen, The development of natural gas corridors to Europe: Long term trends, priority infrastructures and policy option OME, 2006. Six Framework Programme Scientific Support Policy (3.2).
- [7] GUILLET J., 2007 – Policy is the key to security. Fundamentals of the Global Oil and Gas Industry. World Petroleum Council Yearbook.
- [8] STERN J., 2009 – Oxford Institute for Energy Studies, wykład PGNiG Warsaw May 19, 2009, Russian (and Central Asian/Caspian) Gas: a fundamentally changed outlook?
- [9] NOBUO T., 2009 – Energy Security and Climate change Mitigation: What role for fossil fuels? International Energy Agency (IEA) Wykład, 11 May 2009, Cracow (AGH).
- [10] Nord Stream Eco-Efficiency Analysis, Wintershall, BASF Group, Kassel, Germany, 2009.
- [11] ROGINSKY S., MININA O., 2008 – South Stream and Nabucco. Are they Competitions? Pipeline and Gas Journal.
- [12] RYCHLICKI S., SIEMEK J., 2008 – Gaz ziemny w polityce energetycznej Polski i Unii Europejskiej. Polityka Energetyczna z. 1.
- [13] RYCHLICKI S., SIEMEK J., 2008 – Bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego dla odbiorców w Polsce. I Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego.
- [14] Projekt: Przegląd i analiza dotychczasowych prognoz długoterminowych zaopatrzenia na gaz ziemny – raport dla Ministerstwa Gospodarki, Departament Ropy i Gazu, AGH Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, 2008 r. Kierownik projektu: Jakub Siemek, Autorzy: Stanisław Nagy, Czesław Rybicki, Rafał Smulski, Łukasz Klimkowski i Rafał Sedlaczek.

Stanisław NAGY, Stanisław RYCHLICKI, Jakub SIEMEK

Actual situation and future evolution of gas relations between Russia, European Union and Poland

Abstract

This article concerns geographic location of natural gas resources & reserves, production rates in selected regions/countries together with their sufficiency future usage. The detailed analysis was performed to determine gas situation of Europe-34 (34 countries of Europe) and EU-27. It was compared: gas demand & forecast, reserves estimation and gas import rate to EU-34 up to 2030 from all directions (Russia, Norway, Africa, and Middle East). These comparisons were performed based on various organisations and institutes forecasts (International Energy Agency, International Gas Union, and European Commission). Basing on reserves and import possibilities for EU, which own reserves suffice only 15 years, it was determined potential of Russian Federation (country with largest resources at western Siberia and Barents Sea). Its own reserves suffice about 70–80 years. Import from Russia will grow and become the highest position among other exporters. Russian transit pipelines Nord Stream and Blue Stream are very probable to be constructed and come into use between 2013 and 2015. They will be able to deliver additional 100 billion m³ of natural gas in a year. It was also characterised other projects of transit pipelines (Nabucco and White Stream). Gas usage forecasts for Poland until 2030 and conclusions resulting from the UE situation were also expressed.

KEY WORDS: natural gas reserves, gas trade, Russia – EU relations, pipelines, Nord Stream, Blue Stream, Nabucco, White Stream, natural gas demand forecast