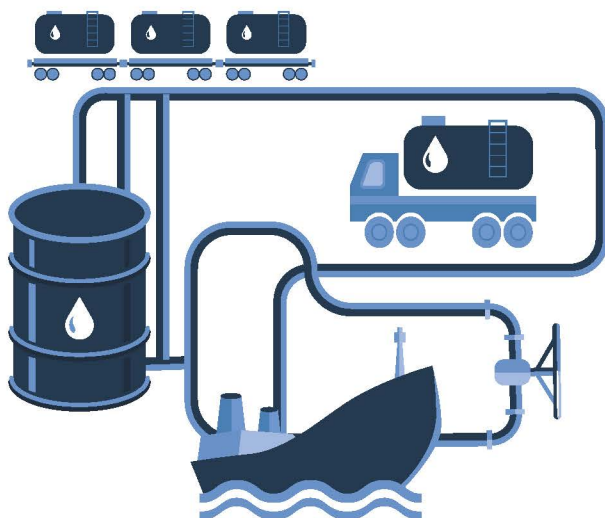


Ekonomia

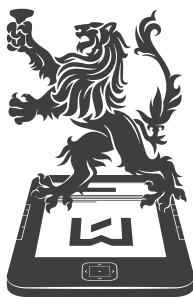
Funkcjonowanie łańcuchów dostaw ropy naftowej i gazu ziemnego do Polski

**Uwarunkowania infrastrukturalne
i geopolityczne**

Urszula Motowidlak, Tomasz Motowidlak



Funkcjonowanie łańcuchów dostaw ropy naftowej i gazu ziemnego do Polski



WYDAWNICTWO
UNIwersytetu
ŁÓDZKIEGO

Ekonomia

Funkcjonowanie łańcuchów dostaw ropy naftowej i gazu ziemnego do Polski

**Uwarunkowania infrastrukturalne
i geopolityczne**

Urszula Motowidlak, Tomasz Motowidlak



WYDAWNICTWO
UNIWERSYTETU
ŁÓDZKIEGO

ŁÓDŹ 2016

Urszula Motowidlak – Uniwersytet Łódzki, Wydział Ekonomiczno-Socjologiczny
Zakład Logistyki, Instytut Ekonomik Stosowanych i Informatyki
90-214 Łódź, ul. Rewolucji 1905 r. nr 37/39

Tomasz Motowidlak – Uniwersytet Łódzki, Wydział Ekonomiczno-Socjologiczny
Katedra Biznesu i Handlu Międzynarodowego, Instytut Gospodarki Międzynarodowej
90-255 Łódź, ul. POW 3/5

RECENZENT

Piotr Kwiatkiewicz

REDAKTOR INICJUJĄCY

Monika Borowczyk

SKŁAD I ŁAMANIE

Monika Wolska-Bryl

KOREKTA TECHNICZNA

Leonora Wojciechowska

PROJEKT OKŁADKI

Stämpfli Polska Sp. z o.o.

Zdjęcie wykorzystane na okładce: © Shutterstock.com

Wydrukowano z gotowych materiałów dostarczonych do Wydawnictwa UŁ

© Copyright by Authors, Łódź 2016

© Copyright for this edition by Uniwersytet Łódzki, Łódź 2016

Wydane przez Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego

Wydanie I. W.07802.16.0.K

Ark. druk. 8,375

ISBN 978-83-8088-484-7

e-ISBN 978-83-8088-485-4

Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego

90-131 Łódź, ul. Lindleya 8

www.wydawnictwo.uni.lodz.pl

e-mail: ksiegarnia@uni.lodz.pl

tel. (42) 665 58 63

<https://doi.org/10.18778/8088-484-7>

Spis treści

Wprowadzenie	7
---------------------	----------

Rozdział 1

Zasadnicze aspekty funkcjonowania łańcuchów dostaw surowców energetycznych i paliw	13
---	-----------

1.1. Pojęcie i istota bezpieczeństwa energetycznego	13
1.2. Charakterystyka łańcuchów dostaw surowców energetycznych i paliw	20
1.3. Bezpieczeństwo i ryzyko w zarządzaniu łańcuchami dostaw surowców energetycznych i paliw	30

Rozdział 2

Uwarunkowania dostaw i wykorzystania ropy naftowej i gazu ziemnego w gospodarce Polski	35
---	-----------

2.1. Znaczenie ropy naftowej i gazu ziemnego w gospodarce Polski	35
2.2. Główne infrastrukturalne i instytucjonalne determinanty dostaw i wykorzystania ropy naftowej w Polsce	38
2.2.1. Źródła i kierunki dostaw ropy naftowej do Polski	38
2.2.2. Kluczowe szlaki transportu ropy naftowej do Polski	44
2.2.3. Inne możliwości dostaw ropy naftowej do Polski	47
2.2.4. Główni dostawcy paliw w Polsce	50
2.2.5. Zdolności magazynowania ropy naftowej w Polsce	55

6 Spis treści

2.3. Główne infrastrukturalne i instytucjonalne determinanty dostaw i wykorzystania gazu ziemnego w Polsce	59
2.3.1. Źródła i kierunki dostaw gazu ziemnego do Polski	59
2.3.2. Zasadnicze czynniki warunkujące dostawy gazu do Polski z kierunku wschodniego	64
2.3.3. Zasadnicze czynniki warunkujące dostawy gazu do Polski z kierunku południowego	68
2.3.4. Zasadnicze czynniki warunkujące dostawy gazu do Polski z kierunku zachodniego	74
2.3.5. Zasadnicze czynniki warunkujące dostawy gazu do Polski z kierunku północnego	78
2.3.6. Zdolności magazynowania gazu w Polsce	84

Rozdział 3

Wpływ czynników geopolitycznych na funkcjonowanie łańcuchów dostaw ropy naftowej i gazu ziemnego do Polski	89
3.1. Główne założenia strategii energetycznej Federacji Rosyjskiej	89
3.2. Zmniejszanie stopnia wykorzystania przez Federację Rosyjską dotychczasowych i uruchamianie nowych tras przesyłu ropy i gazu	93
3.3. Niedostateczne wsparcie państw przyjmujących polskie inwestycje	100
3.4. Przejmowanie przez Federację Rosyjską strategicznych aktywów energetycznych w Polsce i Europie	104
3.5. Szantaż gazowy i cenowy Federacji Rosyjskiej	112
3.6. Utrzymywanie i eskalacja napięcia politycznego przez Federację Rosyjską	117
3.7. Działania dezinformacyjne Federacji Rosyjskiej	123
Zakończenie	125
Bibliografia	129
Spis tabel	133
Spis rysunków	134

Wprowadzenie

Zapewnienie niezawodnych dostaw energii po możliwie niskich cenach jest jednym z największych wyzwań, jakie aktualnie stoją przed Unią Europejską (UE). Istota tego wyzwania tkwi w tym, iż zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego UE zależy w dużym stopniu od importu surowców energetycznych. UE zdana jest bowiem na import ponad połowy potrzebnej energii ze względu na brak na swoim obszarze wystarczających zasobów surowców energetycznych, niezbędnych do jej wytworzenia. Szczególnie niskie są zasoby ropy naftowej (ropy) i gazu ziemnego (gazu), które są odpowiedzialne za pokrycia około dwóch trzecich zapotrzebowania UE na energię.

W 2013 r. pokrycie zapotrzebowania w wysokości 1 713,14 Mtoe wymagało importu 908,97 Mtoe energii, przy czym zależność od importu była największa w przypadku ropy (prawie 90%) i gazu (66%), mniejsza zaś w przypadku paliw stałych (42%) i paliwa jądrowego (40%)¹. Duża część importowanych węglowodorów sprowadzana jest z Federacji Rosyjskiej i państw OPEC, co determinuje znaczne zagrożenie dla bezpieczeństwa ich dostaw. Federacja Rosyjska kształtuje bowiem często relacje handlowe ze swoimi kontrahentami przez pryzmat czynników politycznych, zaś państwa OPEC (*Organization of the Petroleum Exporting Countries*) cechuje generalnie nieustabilizowana sytuacja polityczna.

Ze strony Federacji Rosyjskiej źródłem zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw ropy i gazu jest nie tylko możliwość zakłócenia tych dostaw, ale także ich wstrzymanie z pobudek politycznych. Ropociągi i gazociągi, którymi do UE dociera większość węglowodorów, znajdują się bowiem bezpośrednio na jej terytorium lub na terytorium państw pozostających

1 *European Energy Security Strategy*, COM(2014) 330 final, Brussels, 28.05.2014.

w określonej przez nią „strefie swoich wpływów” (np. Białoruś, Ukraina, Gruzja, Azerbejdżan), co podkreślano było także militarnie, np. na Ukrainie i w Gruzji.

Coraz częściej Federacja Rosyjska zyskuje możliwość oddziaływania na funkcjonowanie łańcuchów dostaw ropy i gazu poza granicą tej strefy. W ostatnim okresie rosyjskie spółki energetyczne stały się bowiem właścicielem szlaków przesyłowych i magazynów gazu i ropy, zlokalizowanych na terenie UE, istotnych dla zachowania jej bezpieczeństwa energetycznego. Oddziaływanie to staje się także możliwe poprzez wzmacnianie i zaznaczanie swojej obecności militarnej na wodach Morza Bałtyckiego, które ma duże znaczenie dla funkcjonowania łańcuchów dostaw ropy i gazu, a także energii elektrycznej do państw członkowskich UE, leżących w jego basenie.

Problem zapewnienia bezpieczeństwa dostaw ropy i gazu dotyczy każdego z państw członkowskich UE, chociaż jest on szczególnie istotny dla państw Europy Środkowo-Wschodniej (głównie Czech, Słowacji, Polski, Austrii i Węgier), a także dla państw Europy Środkowo-Południowej (głównie Bułgarii, Serbii i Grecji). Skalę tego problemu z pewnym przybliżeniem charakteryzują dane odnoszące się do państw UE-13². Udział ropy i gazu w strukturze importu energii tych państw wynosił bowiem w 2013 r. 103,1%³ i był znacznie większy niż w przypadku państw UE-15⁴, dla których udział ten wynosił „tylko” 83,4%. Stąd też dla bezpieczeństwa dostaw ropy i gazu państw UE-13 zagrożeniem jest ich silne uzależnienie od jednego zewnętrznego (rosyjskiego) dostawcy gazu, który dodatkowo wykorzystuje to uzależnienie do dyktowania wysokich cen gazu.

Ropa i gaz odgrywały znaczącą rolę w strukturze konsumpcji energii (*Gross Inland Consumption*, GIC) państw UE-13. W 2013 r. zużyły one 118,08 Mtoe energii uzyskanej w wyniku wykorzystania tych surowców, co stanowiło 44,56% GIC⁵. W szczególności znacznie powyżej tego poziomu wynosił udział tych surowców w strukturze GIC Litwy (68,20%), Węgier (60,90%) i Rumunii (56,41%)⁶.

2 Bułgaria, Chorwacja, Cypr, Czechy, Estonia, Litwa, Łotwa, Malta, Polska, Rumunia, Słowacja, Słowenia i Węgry.

3 Udział ten jest wyższy od 100%, ponieważ państwa UE-13 były eksporterami paliw stałych.

4 Austria, Belgia, Dania, Finlandia, Francja, Grecja, Hiszpania, Holandia, Irlandia, Luksemburg, Niemcy, Portugalia, Szwecja, Wielka Brytania i Włochy.

5 *EU Energy in Figures. Statistical Pocketbook 2015*, Luxembourg 2015.

6 Jednak w przypadku Rumunii duża część ropy i gazu konsumowanych przez Rumunię pochodzi z jej własnych zasobów.

Polska ponad połowę swojego zapotrzebowania na energię zaspokaja wykorzystując rodzime zasoby węgla kamiennego i brunatnego. Z tego względu wskaźnik zależności energetycznej (*Import Dependency*, ID) naszego kraju był w 2013 r. stosunkowo niski i wynosił 26,2%⁷. Niemniej istotna pozostaje rola ropy i gazu w bilansie energetycznym Polski, co stwarza konieczność zapewnienia prawidłowego funkcjonowania łańcuchów dostaw tych węglowodorów. Ich udział w krajowym GIC był bowiem stosunkowo wysoki i wynosił w 2013 r. 37,78%⁸ i można sądzić, że będzie coraz większy.

Wydaje się, że realizacja celów polityki energetycznej UE nieuchronnie doprowadzi do znacznego ograniczenia roli węgla w wytwarzaniu energii (głównie elektrycznej) w Polsce. Rola rodzimego węgla kamiennego, jako stabilizatora bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju, szybko maleje wraz z rosnącymi kosztami jego wydobycia i spadkiem konkurencyjności dla elektrowni, które często sięgają po węgiel kamienny z importu. W 2015 r. 5 mln ton tego węgla sprowadzono z Federacji Rosyjskiej, 1,6 mln ton z Australii, 0,7 mln ton z Czech, 0,5 mln ton z USA oraz 0,3 mln ton z Kolumbii⁹. Zapotrzebowania na węgiel kamienny nie zwiększą realizowane aktualnie w Polsce inwestycje w rozwój energetyki węglowej. Nowe bloki energetyczne elektrowni Opole, Kozienice i Jaworzno zastąpią bowiem tylko wyeksploatowane bloki węglowe, których efektywność wytwarzania energii jest dodatkowo znacznie niższa.

Zużycie gazu w Polsce wzrosło w okresie od 1995 r. do 2015 r.¹⁰ z 9 mld m³ do 16,4 mld m³. Zgodnie z przewidywaniami Ministerstwa Gospodarki w 2020 r. polska gospodarka będzie konsumować 17,1 mld m³, zaś w 2030 r. 20 mld m³ gazu¹¹. Wzrost znaczenia gazu w bilansie energetycznym Polski należy wiązać głównie z coraz większą jego dostępnością oraz z ekologicznymi walorami jego wykorzystania, zarówno w energetyce, jak i w transporcie¹².

7 Wśród państw członkowskich UE Europy Środkowo-Wschodniej i Południowej wskaźnik ID wynosił np. dla Litwy 78,8%, dla Słowacji 60,1%, a dla Węgier 53,1%. Dla UE wartość wskaźnika ID wynosiła 53,1%. W podobnej sytuacji co Polska były np. Estonia (ID – 11,8%, kraj ten posiada zasoby łupków bitumicznych), Rumunia (ID – 18,7%, kraj ten posiada zasoby ropy i gazu) i Czechy (ID – 28,2%, kraj ten posiada zasoby węgla kamiennego).

8 *EU Energy in Figures...*

9 *Węgiel z Rosji trafia do Polski przez Litwę*, www.cire.pl, 19.08.2016.

10 *Eurogas Statistical Report 2015*, Eurogas 2016.

11 K. Czajka, *Perspektywy rynku gazu ziemnego w Polsce*, www.fiten.pl, 22.08.2016.

12 *Europejska Unia Energetyczna. Kompromis dla rozwoju i dobrej energii*, PKN Orlen S.A. 2015.

Elektrownie i elektrociepłownie gazowe cechuje stosunkowo wysoka efektywność wytwarzania. Mogą one nie tylko przyczynić się do ograniczenia emisji CO₂ przez krajowy sektor wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej i zastąpić zamykane elektrownie węglowe lub zwiększyć wolumen mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym, ale (co istotniejsze) stać się istotnym elementem elastyczności tego systemu.

Możliwości szybkiego załączania jednostek gazowych i zwiększania lub zmniejszania ich obciążenia są bowiem bardzo istotne w warunkach dynamicznego rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE) i znaczącego zwiększenia ich obecności w systemie elektroenergetycznym. Ogniwa fotowoltaiczne i farmy wiatrowe, ze względu na swój niestabilny charakter, narażają bowiem ten system na konieczność częstego bilansowania.

Rośnie rola gazu jako paliwa alternatywnego w transporcie, chociaż dynamikę wzrostu tej roli ograniczają stosunkowo wysokie koszty zakupu pojazdów napędzanych tym paliwem oraz zapewnienia infrastruktury do ich zasilania. W związku z powyższym przynajmniej do 2025 r. Polska stanie przed koniecznością zwiększenia dostaw gazu z importu¹³.

Mimo dużej zależności zapotrzebowania na ropę od jej ceny oraz tempa rozwoju gospodarczego Polski można sądzić, że będzie się ono kształtowało w okresie najbliższych kilkunastu lat na stabilnym poziomie¹⁴. Mimo rozwoju alternatywnych technologii napędu oraz poprawy ich efektywności energetycznej, ropa pozostanie bowiem w tym okresie zasadniczym surowcem do produkcji paliw płynnych, wykorzystywanych przez transport, tj. przez jeden z kluczowych sektorów gospodarki kraju. Istotna dla bezpieczeństwa łańcuchów dostaw ropy ich dywersyfikacja będzie wymagała znalezienia optymalnej równowagi między tym bezpieczeństwem a kryteriami ekonomicznymi. Surowiec sprowadzany aktualnie w ok. 95% z Federacji Rosyjskiej jest bowiem tańszy od reprezentatywnej dla światowych rynków naftowych ropy typu Brent¹⁵ z Morza Północnego¹⁶.

W Polsce w ostatnich latach wiele już zrobiono dla zwiększenia bezpieczeństwa funkcjonowania łańcuchów dostaw ropy i gazu. Łańcuch dostaw ropy i paliw płynnych stał się bardziej bezpieczny, np. dzięki uruchomieniu terminala naftowego w Gdańsku, zwiększeniu zdolności pro-

13 R. Zasuń, *Bruksela ma nowy scenariusz*, www.wysokienapiecie.pl, 25.07.2016.

14 *Zapotrzebowanie Polski na ropę będzie stabilne*, www.nafta.wnp.pl, 7.06.2013.

15 Ropa typu Brent jest lekkim, słodkim gatunkiem ropy naftowej pochodzącej z Morza Północnego. Podstawą wyznaczania jej ceny są transakcje przeprowadzane na londyńskim rynku ropy Brent. Wartość tych transakcji wynosi ok. 100 mld USD rocznie.

16 *Bezpieczeństwo dostaw gazu i ropy do Polski*, Ośrodek Analiz Strategicznych, www.oaspl.org, 22.08.2016.

dukcyjnych krajowych producentów paliw płynnych oraz budowie trzeciej nitki ropociągu Przyjaźń. Znaczej poprawie uległo bezpieczeństwo dostaw gazu. Poprawa ta była możliwa przede wszystkim wskutek rozpoczęcia funkcjonowania terminala LNG w Świnoujściu, rozbudowy wewnętrznej sieci gazowej, interkonektorów gazowych, zwiększenia zdolności magazynowania gazu oraz uruchomienia wirtualnych i fizycznych rewersowych dostaw gazu z wykorzystaniem gazociągu jamalskiego.

Celem pracy jest prezentacja zasadniczych czynników determinujących funkcjonowanie łańcuchów dostaw ropy i gazu do Polski. Prezentacja koncentruje się wokół czynników mających bezpośredni związek z bieżącymi i planowanymi szlakami przesyłu tych surowców do naszego kraju. Ze względu na eksterytorialny charakter tych czynników cel ten realizowany jest w kontekście międzynarodowym, obejmującym w szczególności region Europy Środkowo-Wschodniej.

Praca obejmuje trzy zasadnicze rozdziały. Rozdział pierwszy poświęcono podstawowym zasadom funkcjonowania łańcuchów dostaw surowców energetycznych i paliw oraz znaczeniu ich niezawodnego działania dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. Motywem drugiego rozdziału jest przedstawienie głównych wyznaczników dostaw i wykorzystania ropy i gazu w Polsce. Obejmuje on trzy podrozdziały. Przedmiotem pierwszego z nich jest łączna prezentacja roli, jaką ropa i gaz odgrywają w gospodarce Polski. W drugim z podrozdziałów wskazano główne infrastrukturalne i instytucjonalne uwarunkowania wykorzystania ropy w naszym kraju. W trzecim z podrozdziałów przedmiotem prezentacji stały się te same uwarunkowania, ale odnoszące się do gazu. Uwarunkowania te przedstawiono przyjmując kryterium kierunku dostaw gazu do Polski. Rozdział trzeci poświęcono wpływowi czynników geopolitycznych na funkcjonowanie łańcuchów dostaw ropy i gazu do naszego kraju. Wpływ ten wynika głównie z założeń strategii energetycznej Federacji Rosyjskiej, tj. głównego dostawcy tych surowców do Polski.

Rozdział 1

Zasadnicze aspekty funkcjonowania łańcuchów dostaw surowców energetycznych i paliw

1.1. Pojęcie i istota bezpieczeństwa energetycznego

Jednym z głównych wyzwań dla Polski jest realizacja działań na rzecz zwiększenia swojej suwerenności energetycznej. W odniesieniu do ropy i gazu oznacza to m.in. pozyskiwanie ich z różnych źródeł i różnymi szlakami, tj. dywersyfikację dostaw, która stanowi jeden z zasadniczych elementów bezpieczeństwa energetycznego. Dywersyfikacja źródeł dostaw ropy i gazu ma charakter priorytetowy. Surowce te ogrywają bowiem główną rolę w zaspokajaniu światowych potrzeb energetycznych. Jednocześnie rozmieszczenie geograficzne złóż obu tych surowców jest bardzo nierównomierne. Rynki ropy i gazu mają wymiar światowy. Reguły nimi rządzące związane są w dużym stopniu z uwarunkowaniami politycznymi. Aspekty techniczne i ekonomiczne mają niejednokrotnie drugorzędne znaczenie¹.

Problematyka bezpieczeństwa energetycznego była przedmiotem międzynarodowych dyskusji już na początku lat 70. XX wieku. Dotkliwie odczuwane w tym okresie skutki pierwszego światowego kryzysu naftowego przyczyniły się do intensyfikacji badań w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego oraz analizy następstw jego braku². Wstrzymanie dostaw ropy, a następnie ponad trzykrotny wzrost jej ceny w 1973 r., do czego przyczyniły się działania państw OPEC, w największym stopniu

1 H. Kaproń, *Różne segmenty rynku gazu w Polsce*, „Rynek Energii” 2011, nr 4.

2 P. Bożyk (red.), *Bezpieczeństwo energetyczne Polski*, Akademia Finansów i Biznesu Vistula, Warszawa 2013.

dotknęły gospodarki USA oraz państw Europy Zachodniej³. Państwa te, będące wówczas głównymi importerami ropy, zainicjowały trwające po dzień dzisiejszy zmiany w polityce krajowej i światowej, sprzyjające poprawie bezpieczeństwa energetycznego.

Bezpieczeństwo energetyczne jest pojęciem, któremu państwa poświęcają aktualnie dużo uwagi, zarówno w wymiarze krajowym, jak i globalnym. Analiza literatury przedmiotu oraz wybranych aktów prawnych pozwala stwierdzić, iż występują duże trudności w jednoznacznym, nie budzącym wątpliwości, precyzyjnym interpretowaniu tego pojęcia. Podjmując próbę zdefiniowania bezpieczeństwa energetycznego I. Przybojewska podkreśliła, iż sposób jego rozumienia w dużym stopniu zależy od szeregu uwarunkowań faktycznych.

Podstawowe rozróżnienie w tym zakresie tworzy postrzeganie tego bezpieczeństwa z perspektywy dostawcy oraz odbiorcy surowców energetycznych i paliw⁴. W pierwszym przypadku zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego sprowadza się do zagwarantowania odpowiedniego rynku zbytu dla posiadanych surowców po określonych przez eksportera cenach. W drugim zaś bezpieczeństwo energetyczne można zdefiniować jako nieprzerwany dostęp do odpowiedniej ilości zasobów po ekonomicznie uzasadnionych i akceptowanych cenach⁵. Wieloaspektowość interpretowania bezpieczeństwa energetycznego można dostrzec również w badaniach m.in. P. Bożyka, A. Chmielewskiego, J. Malko, W. Mielczarskiego, R. Riedla, K. Rogowskiego oraz G. Wojtkowskiej-Łodej.

Poczynione przez P. Bożyka rozważania dotyczące bezpieczeństwa energetycznego wskazują na możliwość jego analizowania w ujęciu ekonomicznym, politycznym i technicznym (rys. 1.1)⁶. Ekonomiczne ujęcie definicji bezpieczeństwa energetycznego nie koresponduje całkowicie z definicjami politologów i inżynierów. Bezpieczeństwo ekonomiczne odnosi się bowiem do sfery gospodarki, jej struktury oraz powiązań

3 Wprowadzone przez arabskich członków OPEC embarga na dostawy ropy państwowemu popierającym Izrael spowodowane były wojną Jom Kippur, czyli wojną Izraela z koalicją Egiptu i Syrii w październiku 1973 r., za: P. Bukowski, *Rurociągi i gazociągi jako współczesne narzędzie realizowania polityki państwa. Perspektywa europejsko-azjatycka*, [w:] P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), *Europejski wymiar bezpieczeństwa energetycznego a ochrona środowiska*, Fundacja na Rzecz Czystej Energii, Poznań 2014.

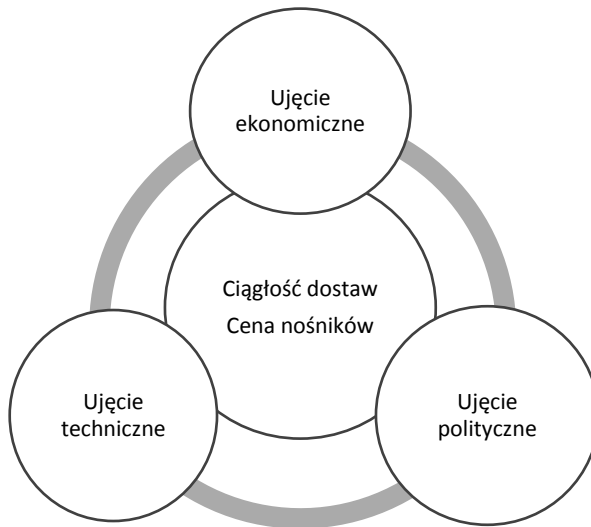
4 I. Przybojewska, *Próba definicji bezpieczeństwa energetycznego*, [w:] P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), *Bezpieczeństwo energetyczne. Rynki surowców i energii*, Fundacja na Rzecz Czystej Energii, Poznań 2015.

5 M. Golarz, *Bezpieczeństwo naftowe Polski – charakterystyka, problemy, wyzwania*, „Bezpieczeństwo” 2015, nr 9(45), wrzesień.

6 Zob. więcej: P. Bożyk (red.), *op. cit.*

umożliwiających skuteczne przeciwstawienie się oddziaływaniom czynników zewnętrznych, które mogą osłabić jej rozwój⁷.

Według politologów bezpieczeństwo energetyczne sprowadza się do bezpieczeństwa państwa i jego instytucji, co oznacza zapewnienie ciągłości dostaw energii i paliw dla podstawowych sektorów gospodarki i instytucji państwowych. Definiując bezpieczeństwo energetyczne przedstawiciele nauk technicznych odwołują się przede wszystkim do elementów związanych z infrastrukturą łańcucha dostaw surowców energetycznych. Dlatego też można stwierdzić, że bezpieczeństwo energetyczne jest pojęciem o charakterze interdyscyplinarnym, ujmowanym przez nauki ekonomiczne, polityczne i techniczne. Elementami wspólnymi tych trzech ujęć tego pojęcia jest ciągłość dostaw surowców energetycznych oraz ich cena.



Rysunek 1.1. Główne wymiary bezpieczeństwa energetycznego

Źródło: opracowanie własne na podstawie P. Bożyk (red.), *Bezpieczeństwo energetyczne Polski*, Akademia Finansów i Biznesu Vistula, Warszawa 2013.

Z uwagi na mnogość ujęć definicyjnych bezpieczeństwa energetycznego J. Malko wyodrębnił szereg czynników oddziałujących na jego stan.

⁷ K. M. Książkowski, *Ekonomiczne zagrożenia bezpieczeństwa państwa: Metody i środki przeciwdziałania*, Wydawnictwo Kolor Plus, Warszawa 2004.

Do najważniejszych z nich można zaliczyć:

- stopień zrównoważenia popytu i podaży na energię i paliwa,
- stan techniczny oraz sprawność urządzeń i instalacji, wykorzystywanych do wytwarzania i przesyłu energii,
- stan zapasów surowców energetycznych i paliw,
- uwarunkowania ekonomiczne funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych i ich wyniki finansowe,
- stan lokalnego bezpieczeństwa energetycznego⁸.

Zdaniem R. Riedla stan bezpieczeństwa energetycznego determinowany jest głównie przez efektywność rynku energii, dostępność źródeł energii, stan techniczny infrastruktury przesyłowej, lokalizację i stopień zróżnicowania oraz wykorzystania krajowych i zagranicznych źródeł zaopatrzenia w surowce energetyczne i energię⁹. Duża złożoność zarówno podmiotowa, jak i przedmiotowa bezpieczeństwa energetycznego powoduje, iż nie istnieje jeden uniwersalny sposób postępowania, który pozwoliłby jednoznacznie określić jego występowanie lub brak. Wieloznaczność i dynamiczny charakter pojęcia „bezpieczeństwo energetyczne” potwierdza szereg wskaźników służących jego ocenie, szeroko opisanych w literaturze przedmiotu¹⁰. Przykładowo zaprezentowany przez R. Riedla zestaw wskaźników obejmuje m.in.:

- udział importowanych paliw energetycznych w bilansie energetycznym,
- stopień dywersyfikacji źródeł oraz szlaków przesyłu surowców energetycznych,
- stabilność dostaw,
- udział energii pozyskiwanej ze źródeł odnawialnych w ogólnym bilansie energetycznym,
- cenę energii końcowej,
- wielkość, wystarczalność i udział rezerw paliw i surowców energetycznych,

8 J. Malko, *Ogólne uwarunkowania bezpieczeństwa energetycznego w Polsce*, Materiały konferencji naukowo-technicznej „Bezpieczeństwo energetyczne Polski”, Warszawa 22.03.2013 r., [za:] R. Szczerbowski, *Bezpieczeństwo energetyczne Polski – mix energetyczny i efektywność energetyczna*, „Polityka Energetyczna” 2013, t. 16, z. 4.

9 R. Riedel, *Supranacjonalizacja bezpieczeństwa energetycznego w Europie. Podejścia teoretyczne*, „Zeszyty Centrum Europejskiego Natolin” 2010, nr 40.

10 Dokonany przez P. Bożyka i H. Nyga-Łukaszewską przegląd miar bezpieczeństwa energetycznego identyfikuje dwie grupy wskaźników. Pierwsza z nich to wskaźniki stanowiące elementy składowe złożonych miar bezpieczeństwa energetycznego. Druga zaś obejmuje wskaźniki służące ocenie bezpieczeństwa dostaw surowców energetycznych z zagranicy. Szczegółowy podział i opis miar bezpieczeństwa energetycznego: P. Bożyk (red.), *op. cit.*

- przepustowość interkonektorów¹¹,
- niezawodność sieci energetycznych,
- efektywność energetyczną,
- stopień koncentracji przemysłów energochłonnych,
- wielkość nakładów inwestycyjnych, uwzględniająca przyszły popyt wewnętrzny na energię¹².

Ujęcia definicyjne bezpieczeństwa energetycznego występują również w wielu aktach prawnych, zarówno na szczeblu UE, jak i jej państw członkowskich. W krajowym porządku prawnym zostało ono zdefiniowane w ustawie *Prawo energetyczne*, zgodnie z którą: bezpieczeństwo energetyczne to stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska¹³.

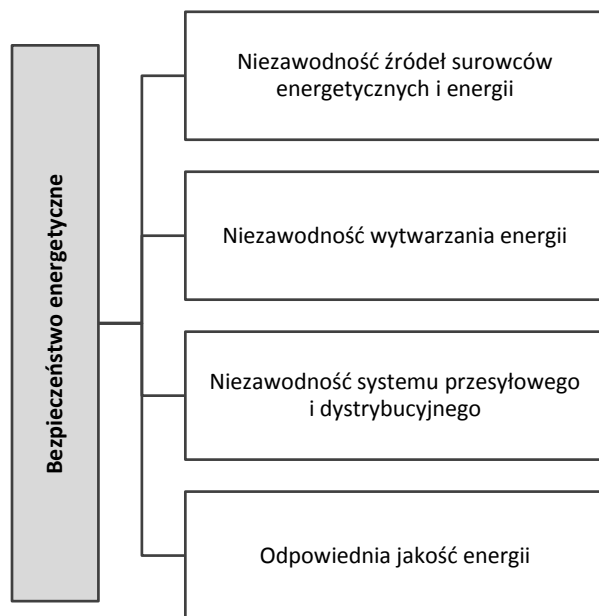
Tak rozumiane bezpieczeństwo energetyczne znajduje swoje odzwierciedlenie w dokumentach strategicznych dotyczących polityki energetycznej Polski, wykazując tym samym zbieżność z prawodawstwem unijnym.

Funkcjonująca w prawodawstwie unijnym oraz polskim definicja bezpieczeństwa energetycznego wyznacza trzy zasadnicze jego cele, tj. zagwarantowanie ciągłości dostaw, wzrost konkurencyjności rynku energii/gospodarki oraz ochronę środowiska przed negatywnymi skutkami działalności energetycznej. Zagwarantowanie ciągłości dostaw, rozumiane jako stan braku zagrożenia przerwaniem dostaw energii i paliw, stanowi klasyczne (wąskie) ujęcie bezpieczeństwa energetycznego. Stan ten determinowany jest przez cztery główne komponenty bezpieczeństwa energetycznego. Obejmują one: niezawodność źródeł surowców energetycznych i energii, niezawodność wytwarzania energii, niezawodność systemu przesyłowego i dystrybucyjnego oraz odpowiednią jakość energii (rys. 1.2).

11 Interkonektor to element infrastruktury sieciowej umożliwiający przesłanie energii elektrycznej lub gazu pomiędzy państwami. Definicja połączenia wzajemnego łączącego systemy gazowe zawarta jest w dyrektywie 2009/73/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego. Zgodnie z art. 2 pkt 17 tej dyrektywy interkonektor gazowy to linia przesyłowa przebiegająca przez granicę państw członkowskich UE lub EFTA, wyłącznie w celu połączenia systemów przesyłowych tych państw.

12 R. Riedel, *Bezpieczeństwo energetyczne we współczesnej securitologii*, [w:] P. Mikiewicz, P. Sokołowska (red.), *Bezpieczeństwo energetyczne Europy Środkowej*, Wydawnictwo Adam Marszałek, Toruń 2010.

13 Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Dz.U. 2016, nr 831, poz. 266, tekst jednolity.



Rysunek 1.2. Klasyczna struktura bezpieczeństwa energetycznego

Źródło: opracowano na podstawie: T. Motowidlak, *Efekty wdrażania polityki energetycznej Unii Europejskiej w zakresie rynku energii elektrycznej*, t. III, Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego, Łódź 2010.

Pierwszy z wyszczególnionych na rys. 1.2 komponentów bezpieczeństwa energetycznego, tj. niezawodność źródeł surowców energetycznych i energii został uznany przez czołowych badaczy problematyki tego bezpieczeństwa za najważniejszy dla jego zapewnienia w zakresie dostaw surowców energetycznych i energii¹⁴. Niezawodność ta wpływa bowiem bezpośrednio na poziom bezpieczeństwa energetycznego, zwłaszcza w długim okresie. Stan pozostałych trzech komponentów tego bezpieczeństwa wywiera na nie pośredni wpływ. Poprawie stanu tych komponentów sprzyjają działania na rzecz zapewnienia odpowiednich zdolności wytwórczych oraz racjonalizacji zużycia paliw i energii, rozbudo-

14 G. Bahgat, *Europe's Energy Security: Challenges and Opportunities*, „International Affairs” 2006, no. 82; S. Lesbirel, *Diversification and Energy Security Risks: The Japanese case*, „Japanese Journal of Political Science” 2004, no. 5; V. Vivoda, *Diversification of an Oil Import Sources and Energy Security: A Key Strategy or an Elusive Objective?*, „Energy Policy” 2009, vol. 37, issue 11 (November); M. Adelman, *Security of Eastern Hemisphere Fuel Supply*, [w:] M. Adelman, *The Economics of Petroleum Supply*, MIT, Massachusetts 1993.

wy zdolności przesyłowych, magazynowych i przeładunkowych, a także wprowadzanie norm jakościowych dla zasobów energetycznych.

Wspólnym mianownikiem zaprezentowanych definicji bezpieczeństwa energetycznego jest zapewnienie ciągłości dostaw paliw i energii po ekonomicznie akceptowanej przez gospodarkę i społeczeństwo cenie. W obliczu postępujących procesów integracji i globalizacji oraz rosnącej konkurencji między państwami wzrasta znaczenie skutecznych narzędzi prowadzących do osiągnięcia tej ciągłości. Współcześnie wiele uwagi poświęca się funkcjonowaniu zdywersyfikowanych łańcuchów dostaw ropy i gazu z zachowaniem zasad ochrony środowiska.

1.2. Charakterystyka łańcuchów dostaw surowców energetycznych i paliw

Współczesna gospodarka podlega nieustannym przemianom, których siłami sprawczymi są procesy globalizacji i serwicyzacji. Procesy te połączone z bardzo dynamicznym rozwojem nowych technologii mają ogromny wpływ na poziom aktywności i sposób ukierunkowania przedsiębiorstw w odniesieniu do wytwarzanych produktów oraz świadczonych usług. Wzrost międzynarodowej aktywności przedsiębiorstw zachodzi jednocześnie w określonym otoczeniu ekonomicznym, technicznym, społecznym i politycznym (rys. 1.3). W literaturze przedmiotu części składowe tego otoczenia wskazywane są jako główne czynniki stymulujące tworzenie struktur zwanych łańcuchami dostaw¹⁵.

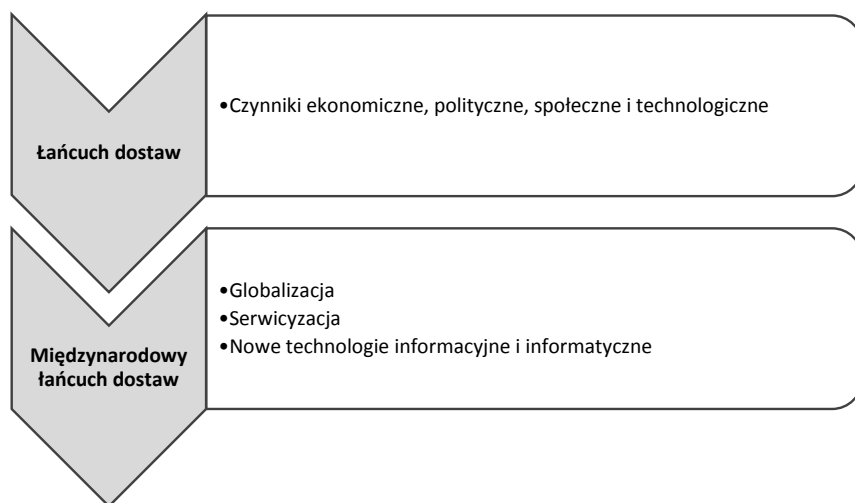
Ze względu na dynamiczny charakter zmian zachodzących w otoczeniu łańcuchy dostaw podlegają częstym przeobrażeniom. Przekształcenia struktur łańcuchowych dotyczą również dostaw surowców energetycznych i paliw. Wyraźnie widoczna nierównomierność w ich dostępności na świecie determinuje konieczność wzmożonej współpracy i organizacji wymiany handlowej między państwami. Zapewnienie konkurencyjnej pozycji państwa oraz podmiotów działających na jego terytorium wymaga zagwarantowania odpowiednich warunków działalności, w tym konfiguracji łańcuchów dostaw surowców energetycznych i paliw, stanowiących podstawowy komponent strategii bezpieczeństwa energetycznego.

W okresie pierwszej połowy lat 90. XX wieku zarówno teoretycy, jak i praktycy filozofii logistyki wysuwali różne propozycje definicji łańcucha dostaw¹⁶. Współcześnie terminologia łańcucha dostaw jest bardzo roz-

15 Zob. więcej: E. Gołemska, J. Majchrzak-Lepczyk, Z. Bentyń, *Eurologistyka*, WN PWN, Warszawa 2015.

16 Łańcuch dostaw jest terminem stosunkowo nowym i jeszcze niezdefiniowanym jednoznacznie. Niekiedy zamiennie stosowane są pojęcia łańcuch logistyczny i łańcuch dostaw. Tymczasem filozofia łańcucha logistycznego skoncentrowana jest przede wszystkim na sprawności i efektywności przepływu dóbr. Natomiast w koncepcji łańcucha dostaw dominuje filozofia ścisłej integracji uczestników łańcucha w celu osiągnięcia sukcesów rynkowych. [Za:] D. Kisperska-Moroń, S. Krzyżaniak (red.), *Logistyka*, Wydawnictwo Instytut Logistyki i Magazynowania, Poznań 2009.

budowana i interpretowana przez środowisko naukowe logistyki na wiele sposobów. Literatura przedmiotu z uwagi na podmiotowy, przedmiotowy oraz czynnościowy zakres współpracy poszczególnych uczestników procesu logistycznego, określa pojęcie łańcucha dostaw jako zjawisko na zasadzie współdziałania, współuczestniczenia we wszystkich obszarach funkcjonowania przedsiębiorstw wydobywczych, produkcyjnych, handlowych oraz usługowych z jednoczesnym uwzględnieniem przepływu informacji, produktów i niezbędnych środków finansowych¹⁷.



Rysunek 1.3. Wpływ otoczenia na rozwój międzynarodowych łańcuchów dostaw

Źródło: opracowanie własne na podstawie: E. Gołębska, *Logistyka w gospodarce światowej*, C.H. Beck, Warszawa 2009.

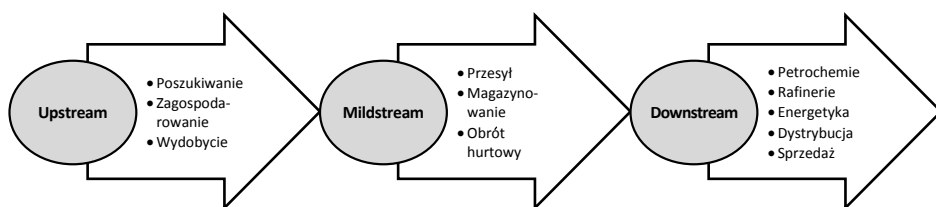
Zakres współpracy w łańcuchach dostaw jest znacznie szerszy niż w łańcuchach logistycznych. Koncepcja łańcucha dostaw dotyczy z jednej strony typowych działań logistycznych obejmujących zaopatrzenie, produkcję i dystrybucję, zaś z drugiej obejmuje przedsięwzięcia mieszczące się w obszarach marketingu i zarządzania produkcją, do których zaliczyć można rozwój produktów i zarządzanie popytem¹⁸. Dwojaki rozumienie łańcucha dostaw dotyczy również przepływu produktów logistycznych sektora energetycznego i paliwowego. W ujęciu techniczno-technologicznym łańcuch ten można zdefiniować jako ciąg magazynowo-tran-

17 M. Christopher, *Logistyka i zarządzanie łańcuchem dostaw. Strategie obniżki kosztów i poprawy poziomu obsługi*, Polskie Centrum Doradztwa Logistycznego, Warszawa 2000.

18 D. Kisperska-Moroń, S. Krzyżaniak (red.), *op. cit.*

sportowy, którego głównym celem jest przesył surowców energetycznych i paliw między miejscami ich wydobycia i produkcji, a miejscem konsumpcji. Natomiast w ujęciu procesowym istota łańcucha dostaw sprowadza się do koordynacji działań w poszczególnych fazach przepływu surowców energetycznych i paliw, a wraz z nimi przepływu informacji i środków pieniężnych¹⁹. W ramach dostaw dla sektora paliwowego można wyróżnić dwa główne rodzaje łańcuchów, tj. łańcuch zaopatrzenia w surowce energetyczne niezbędne do produkcji paliw oraz łańcuch importowy gotowych produktów.

Łańcuchy dostaw ropy i gazu to sieci wzajemnie powiązanych ogniw tworzących zintegrowane łańcuchy wartości. W skład tych łańcuchów wchodzi trzy sektory tworzące tzw. triadę energetyczną, tj. sektor *upstream*, *midstream* i *downstream* (rys. 1.4)²⁰. W obrębie sektora *upstream* realizowane są działania w zakresie poszukiwania, zagospodarowania i wydobycia surowców naturalnych z pokładów podziemnych. Sektor ten umownie „kończy się” w momencie, gdy wydobyty surowiec trafia do sieci przesyłowo-dystrybucyjnej lub zostanie inaczej przetransportowany z miejsca jego pozyskania. W ramach sektora *midstream* wykonywane są działania związane z przesyłem i magazynowaniem oraz obrotem hurtowym surowcami energetycznymi. Natomiast sektor *downstream* obejmuje wytwarzanie (przemysł petrochemiczny, rafineryjny), a także dystrybucję i sprzedaż paliw. Na rynkach ropy i gazu działania wykonywane w obrębie tych sektorów są bardzo zbliżone. Połączenie działalności na obu tych rynkach daje więc możliwość uzyskania pewnych synergii, szczególnie w zakresie poszukiwania i wydobycia.



Rysunek 1.4. Zintegrowany łańcuch dostaw ropy naftowej i gazu ziemnego

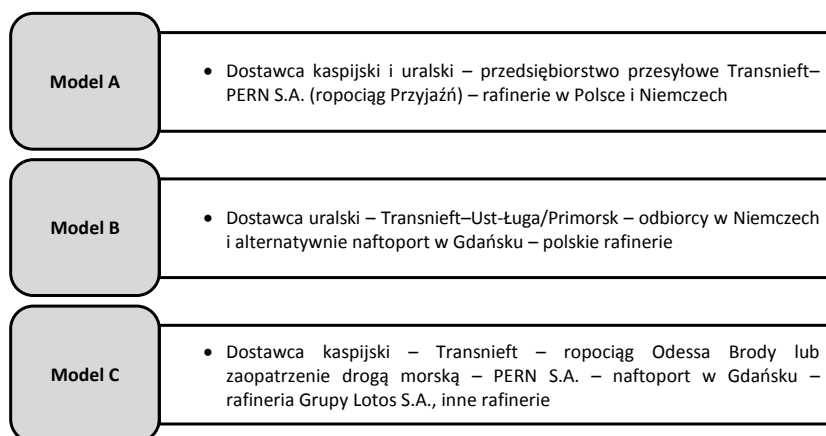
Źródło: opracowanie własne na podstawie: *Strategia PKN ORLEN na lata 2014–2017*, ORLEN 2014; *Strategia Zrównoważonego Rozwoju i Odpowiedzialnego Biznesu Grupy Kapitałowej PGNiG*, PGNiG Energia S.A. 2010.

¹⁹ E. Gołemska, *Logistyka*, C.H. Beck, Warszawa 2012, s. 13.

²⁰ H. Kubacka, *Zarządzanie przepływem partii produktowych w rurociągach transgranicznych. Modelowanie sprawnego działania*, Poznań 2014, www.wbc.poznan.pl/doktorska.pdf, 12.09.2016.

Dostawy ropy do Polski realizowane są według trzech zasadniczych modeli łańcucha, tj. modelu A, modelu B i modelu C (rys. 5). Struktury łańcuchowe tych modeli bazują na tych samych ogniwach funkcjonujących w różnych konfiguracjach. Do ogniw tych można zaliczyć:

- koncerny zaopatrzeniowe,
- podmioty przesyłowe i magazynowe,
- kompanie handlowe,
- podmioty transportowe²¹.



Rysunek 1.5. Główne modele łańcuchów dostaw ropy naftowej do Polski

Źródło: A. Mytlewski, *Uwarunkowania rozwoju funkcji Gdańska jako ogniwa łańcucha dostaw ropy naftowej do Polski*, „Studia Ekonomiczne. Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach” 2013, nr 143.

W przeciwieństwie do zapasów ropy, światowe zapasy gazu są bardziej rozproszone. Z tego względu lokalizacje złóż gazowych sprzyjają z jednej strony poprawie bezpieczeństwa energetycznego, zaś z drugiej wpływają na zmiany charakteru i konfiguracji łańcucha dostaw gazu. Możliwość realizacji dostaw gazu z różnych regionów świata pozwala uniknąć relacji z państwami niestabilnymi politycznie oraz zmniejsza uzależnienie od dostaw tego surowca z państw sąsiadujących.

W sektorze gazowym wyróżnić można sześć zasadniczych zakresów działalności, które kształtują strukturę łańcuchów dostaw. Obejmują one

21 A. Mytlewski, *Uwarunkowania rozwoju funkcji Gdańska jako ogniwa łańcucha dostaw ropy naftowej do Polski*, „Studia Ekonomiczne. Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach” 2013, nr 143.

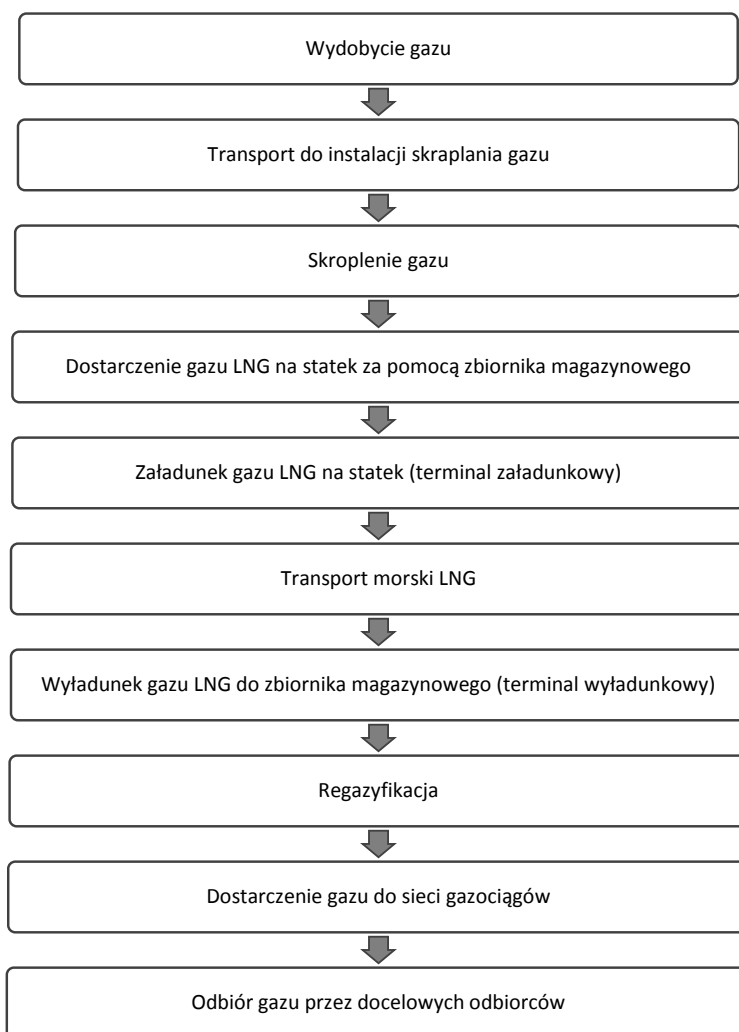
pierwotne dostawy surowca, usługi przesyłu, usługi dystrybucji, sprzedaż hurtową, sprzedaż detaliczną oraz magazynowanie gazu. Dostawy gazu na rynek krajowy mogą pochodzić z dwóch źródeł. Pierwsze z nich stanowią zasoby gazu z rodzimych pokładów kopalnych, zaś drugie z importu gazu. Tradycyjnie transport gazu odbywa się siecią gazociągów i realizowany jest na dwóch poziomach, tj. na poziomie przesyłu i dystrybucji. Przesył można określić jako transport gazu z wykorzystaniem gazociągów wysokiego ciśnienia (o ciśnieniu wyższym niż 0,5 MPa). Siecią przesyłową gaz jest transportowany najczęściej od jego wydobywców lub importerów do gazociągów dystrybucyjnych oraz, w mniejszym zakresie, do odbiorców końcowych podłączonych bezpośrednio do gazociągów przesyłowych. Gazociągi dystrybucyjne służą do transportu gazu od sieci przesyłowej do odbiorców końcowych. Mogą one być wysokiego, średniego lub niskiego ciśnienia²².

Kolejnym istotnym elementem łańcucha dostaw jest obrót gazem, realizowany w hurcie i w detalu. Na rynku hurtowym sprzedaż gazu odbywa się na poziomie sieci przesyłowej. Dostawcy hurtowi (importerzy, spółki wydobywcze i hurtownicy) zawierają kontrakty na sprzedaż gazu z odbiorcami hurtowymi (innymi hurtownikami, sprzedawcami detalicznymi oraz dużymi odbiorcami końcowymi)²³. Na rynku detalicznym podmioty posiadające dostęp do surowca sprzedają go odbiorcom końcowym. Sprzedaż detaliczna odbywa się więc na poziomie sieci dystrybucyjnej.

W łańcuchach dostaw surowców energetycznych i paliw ważną rolę odrywają procesy ich magazynowania. Gaz, ropa i paliwa płynne podlegają składowaniu w podziemnych magazynach. Zasadniczą przyczyną tworzenia rezerw jest konieczność zapewnienia dostaw w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa. W przypadku gazu istotnym powodem magazynowania są różnice pomiędzy terminami jego wydobycia a użytkowania. Wielkość zużycia tego paliwa przez jego odbiorców podlega bowiem wahaniom sezonowym. Wydobycie natomiast nie ma charakteru sezonowego i jest prowadzone w sposób względnie stały i ciągły. Z tego powodu nadwyżki gazu wydobywanego w okresie letnim przechowywane są w magazynach, a następnie używane w okresie zimowym.

22 *Kierunki rozwoju ochrony konkurencji i konsumentów na rynku gazu w Polsce*, Raport Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, Warszawa 2012.

23 Handel gazu na rynkach hurtowych odbywa się na podstawie kontraktów bilateralnych, a także za pośrednictwem platform OTC (ang. *over the counter*) i giełd (rynku regulowanego).



Rysunek 1.6. Łańcuch dostaw gazu LNG

Źródło: B. Pachis, *Rola terminalu LNG w infrastrukturze logistycznej*, [w:] H. Brdulak, *Logistyka przyszłości*, PWE, Warszawa 2012.

Z przyczyn technologicznych tam, gdzie nie ma możliwości przesyłu gazu za pośrednictwem gazociągów, najbardziej racjonalną formę jego transportu na duże odległości stanowi transport morski. Transport gazu w postaci skroplonej (*Liquefied Natural Gas*, LNG) odbywa się w relacji terminal eksportowy – terminal importowy. Wszystkie ogniwa związane z dostawą tego surowca tworzą specyficzny łańcuch dowozowo-odwozo-

wy, którego celem jest przesył gazu od miejsca jego wydobycia do miejsca konsumpcji (rys. 1.6)²⁴. Dostawy gazu LNG gazowcami sprzyjają dywersyfikacji dostaw oraz zwiększają ich elastyczność. Szlaki transportowe gazu LNG umożliwiają dostawy gazu z wielu regionów świata. Rozwój rynku gazu LNG zmniejsza więc uzależnienie od jednego dostawcy, co jest typowe dla dostaw realizowanych z wykorzystaniem gazociągów.

Ważnymi elementami łańcuchów dostaw gazu LNG są terminale gazowe. Jako elementy infrastruktury portowej wpływają one na rozwój portu i regionu. Jednocześnie ich funkcjonowanie stanowi ważny element strategii narodowej w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego.

Immanentną właściwością współczesnych łańcuchów dostaw, szczególnie widoczną w przypadku dostaw ropy, jest dążenie jednego z podmiotów do skrócenia łańcucha, a przez to przejęcia nad nim większej kontroli. W przypadku sektora gazowego istnieją zarówno obszary monopolu naturalnego, jak i efektywnej konkurencji. Na rynkach infrastrukturalnych, do których zaliczany jest m.in. rynek gazu, zarządcy infrastruktury uznawani są za naturalnych monopolistów, co znajduje wyraz w regulacjach dotyczących tych rynków. W sektorze gazowym zarządcami elementów sieciowych łańcucha dostaw są operatorzy sieci przesyłowych i operatorzy sieci dystrybucyjnych. Z powodu dużego znaczenia infrastruktury również magazynowanie surowców energetycznych i paliw może mieć cechy monopolu naturalnego. Obszarami, na które możliwe jest wprowadzenie konkurencji, są rynki sprzedaży hurtowej i detalicznej ropy i gazu²⁵.

Zakres działalności logistycznej w sektorze paliwowym i energetycznym charakteryzuje się współcześnie wysoką dynamiką zmian wywoływanych przez otoczenie firm i sektorów gospodarki, co wpływa na konfiguracje i funkcjonowanie łańcuchów dostaw. Koordynacja przepływów ropy i gazu wymaga współdziałania wielu podmiotów. Konfiguracje łańcuchów dostaw tych surowców często wybiegają przestrzennie poza gospodarkę stanowiąc przykład międzynarodowych łańcuchów dostaw. Wysoki poziom złożoności tych łańcuchów powoduje, iż niezwykle ważne zadania przypisuje się podmiotom, które nimi zarządzają.

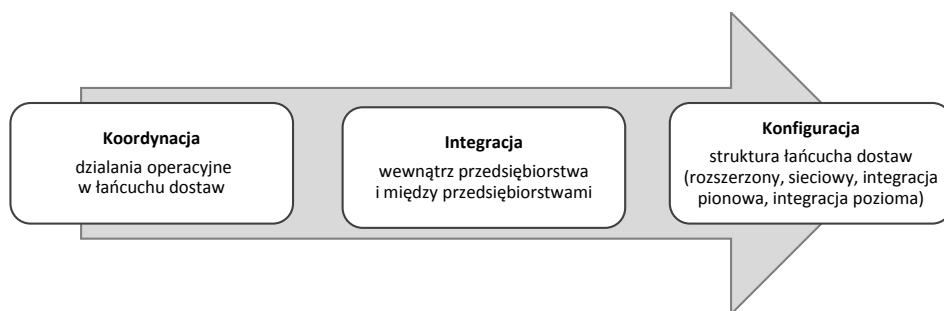
Koncepcja zarządzania łańcuchem dostaw (*Supply Chain Management, SCM*) obejmuje planowanie i zarządzanie wszystkimi działaniami związanymi z pozyskiwaniem dostawców, zaopatrzeniem i przetwarza-

24 B. Pachis, *Rola terminalu LNG w infrastrukturze logistycznej*, [w:] H. Brdulak, *Logistyka przyszłości*, PWE, Warszawa 2012.

25 *Kierunki rozwoju...*

niem surowców, jak również wszelkie działania objęte zarządzaniem logistycznym²⁶. Funkcjonalność systemów SCM ewaluowała wraz z kształtowaniem się łańcuchów dostaw. We współczesnej gospodarce przepływ informacji towarzyszący fizycznemu przepływowi w łańcuchu dostaw traktowany jest jako jego zasób strategiczny. Wymiana informacji oraz współpraca między poszczególnymi ogniwami łańcucha dostaw zwiększają jego przewagę konkurencyjną. Obecnie istotą koncepcji SCM jest integracja procesów zarządzania popytem i podażą, rozumiana jako:

- integracja wielofunkcyjna, umożliwiająca scalanie i optymalizację głównych funkcji zachodzących wewnątrz przedsiębiorstwa,
- integracja wielu przedsiębiorstw, umożliwiająca łączenie przedsiębiorstw z ich partnerami handlowymi i klientami²⁷.



Rysunek 1.7. Logistyczny łańcuch wartości

Źródło: opracowanie własne na podstawie: E. Gołębska, *Logistyka w gospodarce...*

W sektorze naftowym i gazowym koordynacja oraz integracja działalności operacyjnej, na każdym etapie łańcucha dostaw, stanowi jeden z głównych celów strategii przedsiębiorstw. Jak zauważył M. E. Porter podstawowym źródłem przewagi konkurencyjnej danego przedsiębiorstwa nie jest bowiem jego sprawność funkcjonowania jako całości, lecz sprawność różnych rodzajów jego działań, jakie podejmuje ono w łańcuchu dostaw, dostarczając swoje produkty na rynek²⁸. Na tej podstawie w literaturze przedmiotu zdefiniowano pojęcie „logistyczny łańcuch wartości” (rys. 1.7).

26 P. R. Murphy, D. F. Wood, *Nowoczesna logistyka*, Wyd. X, Wydawnictwo HELION, Gliwice 2011.

27 M. Ciesielski (red.), *Zarządzanie łańcuchami dostaw*, PWE, Warszawa 2009.

28 *Ibidem*.

Tabela 1.1. Obszary wzrostu wartości zintegrowanego łańcucha dostaw ropy naftowej i gazu w Polsce

Obszar	Cele	Działania
Poszukiwanie i wydobycie	<ul style="list-style-type: none"> – rozwój działalności poszukiwawczo-wydobywczej w kraju – rozwój międzynarodowej działalności poszukiwawczo-wydobywczej skoncentrowanej na kluczowych regionach, – zwiększenie kompetencji i optymalizacja działań w obszarze poszukiwania i wydobycia, 	<ul style="list-style-type: none"> – zwiększenie krajowego wydobycia gazu ziemnego do około 4,5 mld m³ i ropy naftowej do około 1 mln ton ropy rocznie, – utrzymanie wiodącej pozycji w zakresie posiadania koncesji na poszukiwanie gazu ze źródeł niekonwencjonalnych w Polsce, – utrzymanie współczynnika odnawialności rezerw krajowych przynajmniej na poziomie 1,1,
Hurt/trading	<ul style="list-style-type: none"> – maksymalizacja wykorzystania istniejącej infrastruktury, – zapewnienie wystarczających przepustowości, – zwiększenie elastyczności zaopatrzenia w gaz, – rozwój krajowego/międzynarodowego tradingu multi-commodity oraz sprzedaży międzynarodowej, 	<ul style="list-style-type: none"> – wykorzystanie wolnych mocy w terminalu LNG, rezerwacja przepustowości w interkonektorze w Lasowie i Cieszynie, – renegotjacja i uelastycznienie kontraktów długoterminowych, – zwiększenia udziału wolumenów wynikających z kontraktów krótkoterminowych, – w przyszłości prowadzenie międzynarodowego handlu ropą i gazem,
Magazynowanie	<ul style="list-style-type: none"> – zapewnienie odpowiednich zdolności magazynowych, – organizacja wydzielonego prawnie Operatora Systemu Magazynowania, – utrzymanie możliwie wysokiej rentowności w obszarze magazynowania, 	<ul style="list-style-type: none"> – powiększenie pojemności magazynowych do całkowitej pojemności ok. 3,0 mld m³, – utworzenie wewnętrznej struktury organizacyjnej dla wydzielonego prawnie Operatora Systemu Magazynowania, – maksymalizacja sprzedaży usług magazynowych,
Dystrybucja	<ul style="list-style-type: none"> – zwiększenie rentowności działalności w obszarze dystrybucji, – racjonalizacja kosztów i funkcji, – optymalizacja rozwoju sieci dystrybucyjnej, 	<ul style="list-style-type: none"> – zwiększenie wartości regulacyjnej aktywów, – wdrożenie strategicznych zakupów w spółkach dystrybucyjnych, – poprawa efektywności sieci, – opracowanie jednolitych zasad rozbudowy sieci dystrybucyjnej,
Sprzedaż	<ul style="list-style-type: none"> – utrzymanie wiodącej pozycji na rynku polskim, – zwiększenie efektywności operacyjnej, – wzmocnienie pozycji na rynkach macierzystych, 	<ul style="list-style-type: none"> – rozwój nowej oferty produktowej i stopnia konwersji, – poprawa obsługi klientów, – pozyskanie nowych klientów, – opracowanie i wdrożenie działań na rzecz uwolnienia rynku gazu, – dostosowanie modeli sprzedaży do najlepszych praktyk,
Nowe obszary	<ul style="list-style-type: none"> – zwiększenie efektywności organizacji zorientowanej projektowo. 	<ul style="list-style-type: none"> – rozwój projektów z krajowymi i międzynarodowymi partnerami, – rozwój e-commerce.

Źródło: opracowano na podstawie: *Odpowiedzialna energia. Wprowadzenie do raportu społecznego*, GK PGNiG 2011; *Strategia PKN ORLEN na lata 2014–2017*, ORLEN 2014.

Zdaniem P. Blaika i R. Matwiejczuka pojęcie to należy odnosić do strategicznego instrumentarium, dającego możliwość osiągania i utrzymywania nie tylko przewagi konkurencyjnej, lecz także oczekiwanej przez klienta wartości dodanej²⁹. Jak zauważa E. Gołębska, takie rozumienie logistycznego łańcucha wartości znajduje potwierdzenie w pojmowaniu znaczenia logistycznego łańcucha dostaw.

Celem strategicznym zarządzania łańcuchem dostaw surowców energetycznych i paliw jest zbudowanie konkurencyjnych łańcuchów tworzenia wartości. Wzrost rentowności zintegrowanego łańcucha wartości na polskim rynku gazowniczym i naftowo-paliwowym jest wynikiem sześciu rodzajów działań, tj. poszukiwania i wydobycia, hurt/tradingu, magazynowania, dystrybucji, sprzedaży i nowych typów działań (tab. 1.1).

W najbliższych latach źródła przewagi konkurencyjnej przedsiębiorstw działających na rynku ropy i gazu wynikać będą przede wszystkim z dalszej integracji łańcucha wartości, wzmacniania pozycji tych przedsiębiorstw na rynkach paliwowych, doskonalenia modeli sprzedaży, konsekwentnej poprawy elastyczności i efektywności logistycznej oraz dalszej obniżki jednostkowych kosztów logistyki.

29 P. Blaik, R. Matwiejczuk, *Logistyczny łańcuch tworzenia wartości*, Wydawnictwo Uniwersytetu Opolskiego, Opole 2008, [za:] P. Banaszczyk, E. Gołębska, *Logistyka w biznesie międzynarodowym*, Wydawnictwo WNT Sp. z o.o., Warszawa 2015.

1.3. Bezpieczeństwo i ryzyko w zarządzaniu łańcuchami dostaw surowców energetycznych i paliw

Sprostanie rosnącym wymogom w zakresie bezpieczeństwa dostaw oraz nieuchronność występowania różnych form ryzyka w łańcuchach tych dostaw stanowią coraz większe wyzwanie dla przedsiębiorstw. Nieodłącznym elementem zarządzania wszelkimi formami prowadzonej aktywności jest zapewnienie jej bezpieczeństwa³⁰. Ranga tego zagadnienia wzrasta głównie wskutek postępującej globalizacji oraz stale rosnącej świadomości konsumentów i ich oczekiwań. Poszukiwanie nowych rozwiązań pozwalających odpowiadać w sposób sprawny i elastyczny na potrzeby klientów, przy jednoczesnym dążeniu do umacniania przewagi konkurencyjnej, generuje szereg zagrożeń, na które narażone są łańcuchy dostaw. Globalny charakter tych łańcuchów sprawia, iż stanowią one złożone i współzależne struktury, które coraz bardziej stają się wrażliwe na wiele niebezpieczeństw grożących rozerwaniem ich procesów³¹.

Literatura przedmiotu wskazuje na szereg czynników, które zwiększają ryzyko dotyczące funkcjonowania łańcuchów dostaw, w tym dostaw surowców energetycznych i paliw. Jak zauważa W. Machowiak za główne determinanty wzrostu zakresu i poziomu ryzyka w XXI wieku można uznać dużą zmienność warunków prowadzenia działalności gospodarczej. Na katastrofy i klęski naturalne oraz wzrost zagrożenia terroryzmem nakładają się skutki zmian o charakterze ekonomicznym i politycznym, które zaostrzają konkurencję i wymuszają wdrażanie nowych koncepcji

30 Przez „bezpieczeństwo łańcucha dostaw” rozumie się działania związane z zabezpieczeniem materialnych elementów łańcucha przed zagrożeniami mogącymi mieć ujemny wpływ na ich funkcjonowanie, takimi jak np. terroryzm, piractwo oraz kradzieże. Zob. więcej: A. Szymonik, M. Bielecki, *Bezpieczeństwo systemu logistycznego w nowoczesnym zarządzaniu*, Difin, Warszawa 2015.

31 K. Rutkowski, *Rekonfiguracja międzynarodowych łańcuchów dostaw jako narzędzie zapobiegania zagrożeniom kryzysowym – szansa dla Polski*, „Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu” 2015, nr 382.

zarządzania łańcuchami dostaw³². Okoliczności te sprawiają, że aspekty związane z bezpieczeństwem i ryzykiem łańcuchów dostaw stanowią przedmiot wielu analiz.

Z badań dotyczących pomiaru i oceny ryzyka łańcucha dostaw prowadzonych m.in. przez E. Gołębską, K. Rutkowskiego i W. Machowia-ka jednoznacznie wynika, że zaburzenie funkcjonowania któregośkolwiek z ogniw tego łańcucha stanowi zagrożenie z punktu widzenia bezpieczeństwa pozostałych jego uczestników. Problem ten jest zdaniem badaczy poważny, gdyż często przedsiębiorstwa skupiają się na kwestiach bezpieczeństwa tylko swojej organizacji. Tymczasem istniejące zależności między poszczególnymi przedsiębiorstwami współpracującymi w łańcuchu dostaw wskazują na konieczność zarządzania ryzykiem łańcucha dostaw.

W dzisiejszych uwarunkowaniach społeczno-gospodarczych koncepcje efektywnego zarządzania bezpieczeństwem i ryzykiem stanowią integralną część strategii logistycznych. W odniesieniu do łańcuchów dostaw surowców energetycznych i paliw, problematyka zarządzania cechuje się dużym stopniem złożoności. Łańcuchy te, będąc przykładami skomplikowanych i współzależnych struktur o charakterze międzynarodowym, a często i globalnym, znajdują się pod silnym wpływem skutków m.in. zmian politycznych, gospodarczych, technologicznych oraz środowiskowych, które zwiększają ryzyko wystąpienia zakłóceń w ich funkcjonowaniu. Zagrożenia ciągłości czy przerwy w funkcjonowaniu dostaw surowców energetycznych i paliw uznawane są za przejawy najbardziej istotnego ryzyka, które związane jest z działalnością w sektorze energetycznym.

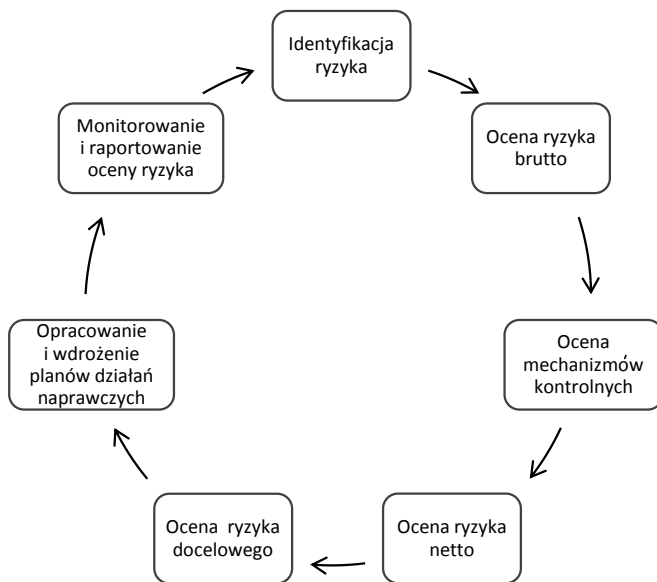
W burzliwym i dynamicznie zmieniającym się otoczeniu, szczególnie na globalnych rynkach ropy, zarządzanie ryzykiem jest kluczową kwestią dla podmiotów sektora energetycznego. Z punktu widzenia zarządzania ryzykiem łańcuchów dostaw najlepszym sposobem jego minimalizacji jest zwiększenie wzajemnego zaufania, integracja, współpraca między uczestnikami tych łańcuchów oraz wspólne nim zarządzanie³³. Przedsiębiorstwa współpracujące w ramach złożonych struktur mogą bowiem wywoływać szereg zagrożeń. Ich charakter może dotyczyć działań na poziomie operacyjnym, taktycznym, a także strategicznym. Wypracowanie spójnych rozwiązań, dotyczących poszczególnych grup zagrożeń doprowadziło do ukształtowania i zdefiniowania nowego obszaru badań w sfe-

32 W. Machowiak, *Zarządzanie ryzykiem w łańcuchach dostaw*, [w:] M. Ciesielski (red.), *Instrumenty zarządzania łańcuchami dostaw*, PWE, Warszawa 2009.

33 E. Małyszek, *Wybrane aspekty ryzyka w zarządzaniu łańcuchem dostaw*, [w:] R. Knosala (red.), *Innowacje w zarządzaniu i inżynierii produkcji*, t. 1, Oficyna Wydawnicza Polskiego Towarzystwa Zarządzania Produkcją, Opole 2015.

rze zarządzania łańcuchami dostaw, tj. zarządzanie ryzykiem ich funkcjonowania.

Zarządzanie ryzykiem funkcjonowania łańcuchów dostaw można zdefiniować jako proces koordynacji i współpracy pomiędzy jego uczestnikami mający na celu zapewnienie rentowności i ciągłości działania tych łańcuchów. Szczegółowe zasady dotyczące tego zarządzania formułowane są w ramach odpowiednich norm i narzędzi, mających na celu zabezpieczenie ciągłości ich działania. Do poprawy bezpieczeństwa w łańcuchu dostaw przyczynia się np. stosowanie normy ISO 28000:2007, często identyfikowanej z zarządzaniem SCRM (*Supply Chain Risk Management*). Norma ta przeznaczona jest dla przedsiębiorstw i organizacji uczestniczących w łańcuchu dostaw. Umożliwia ona identyfikację zagrożeń i ograniczenie ryzyka w łańcuchu dostaw poprzez realizację procesów zapewnienia bezpieczeństwa³⁴. Norma ta może być stosowana przez przedsiębiorstwa w celu zapewnienia spójnego zachowania wszystkich uczestników łańcucha dostaw oraz jako punkt odniesienia dla zarządzania bezpieczeństwem funkcjonowania tego łańcucha.



Rysunek 1.8. Elementy zintegrowanego Systemu Zarządzania Ryzykiem Korporacyjnym
 Źródło: *Raport Zintegrowany 2014*, www.raportzintegrowany.orlen.pl, 12.08.2016.

34 M. Huczek, *Bezpieczeństwo łańcucha dostaw*, „Zeszyty Naukowe Wyższej Szkoły Humanitas. Zarządzanie” 2015, nr 4.

Sytuacja na globalnych rynkach ropy i gazu sprzyja intensywnemu rozwojowi różnych koncepcji zarządzania ryzykiem. Analiza literatury przedmiotu oraz obserwacja praktyki gospodarczej wskazują, że zdecydowana większość podejmowanych przez przedsiębiorstwa aktywności w zakresie zarządzania ryzykiem w sektorze paliwowym i energetycznym koncentruje się na podejściu holistycznym. W swoich strategiach przedsiębiorstwa te dążą do wprowadzania efektywnego zarządzania wszystkimi rodzajami ryzyka, związanymi z funkcjonowaniem łańcucha dostaw. Podejście takie najczęściej identyfikowane jest jako Zintegrowany System Zarządzania Ryzykiem Korporacyjnym (*Enterprise Risk Management*, ERM). System ERM stanowi jedno z kluczowych narzędzi wspierających realizację celów strategicznych i operacyjnych (rys. 1.8). Skuteczność ich realizacji wymaga zaangażowania w proces zarządzania ryzykiem funkcjonowania łańcuchów dostaw kadry kierowniczej tak, aby stanowiło ono element ogólnej strategii przedsiębiorstwa³⁵.

Przyjmując, że głównym atrybutem ryzyka jest niepewność, kwestią zasadniczą jest jego bezpośrednie powiązanie z czasem³⁶. Mając na względzie wagę tych zależności, zarządzanie ryzykiem w ujęciu ERM zapewnia dostępność właściwych informacji w odpowiednim czasie, pozwalając skutecznie nimi zarządzać. Jest to proces celowy, którego zadania wynikają z określonej sekwencji działań obejmujących wszystkie aktywności przedsiębiorstwa. Koordynacja procesów zarządzania ryzykiem funkcjonowania łańcuchów dostaw sprowadza się do trzech zasadniczych aktywności. Obejmują one bieżący monitoring tego funkcjonowania, ocenę ryzyka z nim związanego oraz podejmowanie działań minimalizujących wpływ tego ryzyka na sytuację finansową uczestników tych łańcuchów.

35 W. Machowiak, *Ryzyko w logistyce*, [w:] D. Kisperska-Moroń i S. Krzyżaniak (red.), *Logistyka*, Biblioteka Logistyka, Poznań 2009.

36 J. Brauer, *Istota i zakres zarządzania łańcuchem dostaw*, [w:] E. Golemska (red.), *Logistyka*, C.H. Beck, Warszawa 2012.

Rozdział 2

Uwarunkowania dostaw i wykorzystania ropy naftowej i gazu ziemnego w gospodarce Polski

2.1. Znaczenie ropy naftowej i gazu ziemnego w gospodarce Polski

Struktura bilansu energii pierwotnej Polski zdominowana jest przez węgiel (kamienny i brunatny), który pokrywa ok. 52% zapotrzebowania na tą energię (rys. 2.1). Od 2000 r. swoje udziały w tej strukturze systematycznie zwiększają węglowodory, wypierając z niej węgiel (rys. 2.2). W 2000 r. udziały ropy i gazu w strukturze bilansu energii pierwotnej w Polsce wynosiły jeszcze odpowiednio ok. 20% i ok. 9%, wzrastając do ok. 24% i do ok. 14% w 2013 r.

W 2015 r. zużycie ropy w Polsce wynosiło 26,5 mln ton, co oznacza wzrost o 9,5% w stosunku do roku poprzedniego¹. Około dwie trzecie tego zużycia przypadało na sektor transportowy, który tylko w okresie 2000–2010 zwiększył je z 8,9 mln ton do 16,4 mln ton, tj. o ponad 84%². Znaczącymi konsumentami ropy były także sektory elektroenergetyczny i ciepłny. W analogicznym okresie zużyły one bowiem o ok. 30% więcej ropy³.

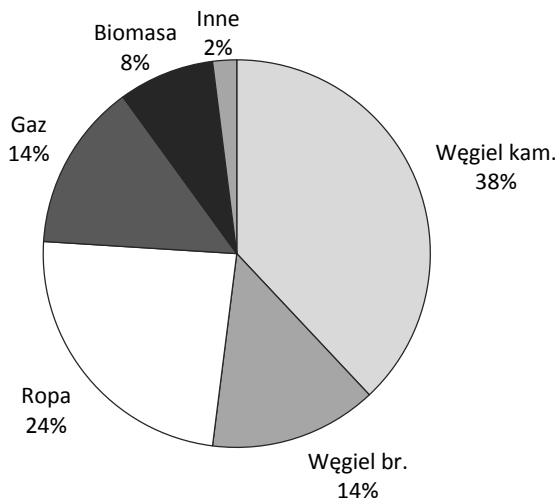
W 2014 r. gospodarka Polski zużyła 14,3 mld m³ gazu, który wykorzystywany był zarówno jako surowiec chemiczny, jak i jako paliwo. Około 60% rocznego zużycia gazu przypadało na przemysł, w tym ok. 20% na zakłady chemiczne, zaś ok. 10% na sektor energetyczny. Gospodarstwa

1 *Przemysł i handel naftowy 2015. Raport roczny*, POPiHN, Warszawa 2016

2 M. Golarz, *Bezpieczeństwo naftowe Polski – charakterystyka, problemy, wyzwania*, „Bezpieczeństwo” 2015, nr 9(45), wrzesień.

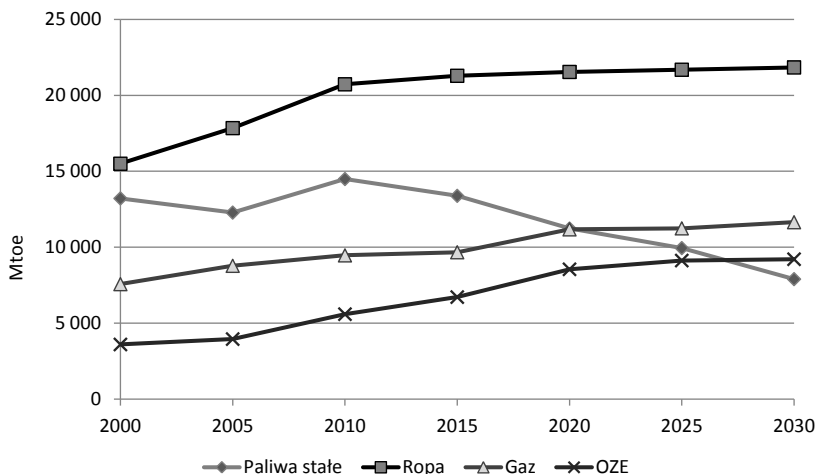
3 P. Janusz, *Ropa naftowa – kierunki dostaw i struktura zużycia w Polsce w latach 1999–2011*, „Nafta-Gaz” 2013, nr 1.

domowe i sektor handlowo-usługowy generowały popyt na odpowiednio 30% i 10% gazu, który wykorzystywały głównie do ogrzewania budynków i zasilania kuchenek gazowych⁴.



Rysunek 2.1. Surowcowa struktura finalnego zużycia energii w Polsce

Źródło: Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2015.



Rysunek 2.2. Finalne zużycie i prognoza finalnego zużycia energii w Polsce

Źródło: opracowanie własne na podstawie: *EU Reference Scenario. Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050*, European Union, Luxembourg 2016.

⁴ J. Kowalski, J. Kozera, *Mapa zagrożeń bezpieczeństwa energetycznego RP w sektorach ropy naftowej i gazu*, „Bezpieczeństwo Narodowe”, I–II–2009/9–10.

Z prognoz Komisji Europejskiej (KE) wynika, że spadkowy trend znaczenia węgla w bilansie energetycznym Polski utrzyma się co najmniej do 2030 r.⁵ Finalne zużycie węgla spadnie bowiem z 13 387,0 Mtoe w 2015 r. do 7 903,0 Mtoe w 2030 r. W okresie 2015–2030 stosunkowo stabilne będzie zapotrzebowanie na ropę w Polsce. Wzrośnie ono bowiem w tym okresie z 21 289,0 Mtoe do 21 837,0 Mtoe, tj. o ok. 2%.

Prognozy KE wskazują, że o ok. 20%, tj. w znacznie większym stopniu, wzrośnie zużycie gazu w Polsce w okresie 2015–2030. Będzie on bowiem m.in. szerzej wykorzystywany przez elektrownie i elektrociepłownie gazowe, których praca zwiększa elastyczność systemu elektroenergetycznego. Jednostki te wytworzyły w 2015 r. 2,9 TWh energii elektrycznej. W 2020 r. ilość tej energii ma wzrosnąć do 9,6 TWh, do 20,7 TWh w 2025 r. i do 30,2 TWh w 2030 r. Ze względu na rosnący udział OZE i szersze wykorzystanie biometanu do wytwarzania gazu syntetyzowanego od 2025 r. dynamika zużycia gazu w Polsce zmniejszy się⁶.

5 *EU Reference Scenario. Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050*, European Union, Luxembourg 2016.

6 C. Schnell, *Potrzebna strategia na rzecz odpowiedzialnej biomasy*, www.wysokienapiecie.pl, 24.08.2016.

2.2. Główne infrastrukturalne i instytucjonalne determinanty dostaw i wykorzystania ropy naftowej w Polsce

2.2.1. Źródła i kierunki dostaw ropy naftowej do Polski

Głównym źródłem dostaw ropy dla polskich rafinerii jest Federacja Rosyjska. Jej import z tego państwa pokrywał bowiem w 2015 r. 88,5% zapotrzebowania naszego kraju na ten surowiec⁷. Pozostała część importu ropy realizowana była przede wszystkim z Iraku (z tego kraju pochodziło 6,3% importu ropy), Arabii Saudyjskiej (1,4%), Norwegii (1,2%) i Litwy (0,1%). Wydobycie krajowe wyniosło 1,1 mln ton i pokrywało 2,4% zapotrzebowania na ten surowiec⁸. Bezpośrednimi importerami rosyjskiej ropy do Polski są spółka PKN Orlen S.A. i Grupa Lotos S.A. Sprowadzają one surowiec głównie na podstawie umów zawartych z rosyjską spółką Rosneft Oil Company.

Spółka PKN Orlen S.A. podpisała w grudniu 2015 r. aneks do długoterminowej umowy z rosyjskim dostawcą. Zawarte porozumienie zapewnia jej, w okresie od 1 lutego 2016 r. do 31 stycznia 2019 r., dostawy od 18,0 mln ton do 25,2 mln ton ropy⁹. Wartość nowej umowy wynosi 26 mld zł¹⁰. Po raz pierwszy w historii kontaktów handlowych między stronami tej umowy dostawy będą realizowane bezpośrednio od producenta¹¹, co poza aspektami handlowymi, gwarantuje ich stabilność oraz elastyczność¹². Przeważająca część dostaw będzie realizowana ropocią-

7 Polska Izba Paliw Płynnych, www.paliwa.pl, 23.08.2016.

8 *Przemysł i handel naftowy 2015...*

9 P. Maciążek, *Spektakularne ustępstwa Rosjan. Nowe porozumienie Orlen–Rosneft*, www.energetyka24.com, 4.01.2016.

10 Poprzednia umowa obowiązywała w okresie od 1 lutego 2013 r. do 31 stycznia 2016 r. Opiewała ona na ok. 46 mld zł w zamian za 18 mln ton ropy, [za:] PKN ORLEN podpisał aneks do długoterminowej umowy na dostawy ropy naftowej z Rosneft Oil Company, www.ornlen.pl, 30.12.2015.

11 Dotychczas dostawy były realizowane przez pośredników, m.in. przez szwajcarską spółkę Mercuria Energy Trading S.A.

12 W. Jakóbiak, *Czy PKN Orlen zdradził Polskę z Rosjanami?*, www.biznesalert.pl, 31.12.2015.

giem Przyjaźń¹³, ale umowa przewiduje możliwość odbioru pozostałej ich części w gdańskim naftoporcie lub za pośrednictwem terminalu naftowego w Butyndze na Litwie¹⁴. Pozostałą część potrzebnej ropy ma zapewnić, podpisana kilka dni wcześniej, umowa zawarta ze spółką Tatneft Europe AG¹⁵. Na mocy tej umowy spółka ta dostarczy od 3,6 mln ton do 7,2 mln ton ropy w okresie do 31 grudnia 2018 r., a wynikające z tej umowy „widełki zakupowe” pozwolą spółce PKN Orlen S.A. na bieżące reagowanie na zmiany na rynku ropy.

Dywersyfikacja punktów odbioru ropy, sprowadzanej przez spółkę PKN Orlen S.A. w ramach umowy zawartej ze spółką Rosneft Oil Company, ma bardzo istotne znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa jej dostaw. Dodatkowo możliwość odbioru surowca w Butyndze i jego transport do rafinerii w Możejkach, z wykorzystaniem pozostającego pod kontrolą spółki PKN Orlen S.A. ropociągu, powinna pozwolić na poprawę rentowności tej rafinerii, której pracę Rosjanie, od momentu jej nabycia przez polską spółkę, starali się utrudnić lub nawet uniemożliwić. W 2006 r., tj. wkrótce po nabyciu rafinerii w Możejkach przez spółkę PKN Orlen S.A., wstrzymali oni bowiem dostawy ropy, realizowane odgałęzieniem ropociągu Przyjaźń.

Grupa Lotos S.A. związana jest ze spółką Rosneft Oil Company umową zawartą w grudniu 2013 r., której przedmiotem jest dostawa 2,4 mln ton ropy rocznie w okresie najbliższych trzech lat. Na mocy aneksu podpisanego w styczniu 2016 r. okres obowiązywania tej umowy został przedłużony do końca 2017 r. Zwiększono też wielkość dostaw. W latach 2016–2017 wyniesie ona bowiem od 2,7 mln ton do 3,0 mln ton ropy rocznie, która będzie dostarczana ropociągiem Przyjaźń lub poprzez gdański naftoport¹⁶. Grupa Lotos S.A. ma także podpisane umowy na dostawę ropy ze spółkami: Tatneft Europe AG (umowa ta opiewa na 2,4 mln ton ropy rocznie), Vitol Group¹⁷ (1,8 mln ton ropy rocznie) i PGNiG S.A. (300 tys. ton ropy rocznie). Podpisanie nowych umów przez Grupę Lotos S.A. stało się konieczne, gdy w październiku 2013 r. zrezygnowała ona

13 Ropociąg Przyjaźń jest głównym szlakiem transportowym rosyjskiej ropy do Polski.

14 Za pośrednictwem terminalu w Butyndze spółka PKN Orlen S.A. sprowadza surowiec do kontrolowanej przez siebie rafinerii w Możejkach, która funkcjonuje pod nazwą Orlen Lietuva.

15 Spółka Tatneft Europe AG z siedzibą w Szwajcarii, jest spółką zależną rosyjskiego producenta ropy naftowej OAO Tatneft.

16 T. Wójcik, *Lotos stawia na cenę i przedłuża kontrakt z Rosjanami*, www.biznesalert.pl, 25.01.2016.

17 Vitol Group jest holenderską spółką działającą na rynku towarowym. Handluje m.in. węglem kamiennym, ropą i gazem. Jej główne siedziby są w Amsterdamie i w Genewie.

z przedłużenia kontraktów z dotychczasowymi dostawcami. Były nimi firmy pośredniczące, tj. spółka Mercuria Energy Trading S.A. ze Szwajcarii oraz spółka Petraco Oil z brytyjskiej wyspy Guernsey, które sprzedawały jej ok. 6 mln ton ropy rocznie¹⁸.

Bardzo korzystne dla obu polskich spółek naftowych warunki cenowe i logistyczne umów zawartych ze spółką Rosneft Oil Company należy łączyć z globalnymi spadkami cen ropy oraz nasilającą się konkurencją ze strony Arabii Saudyjskiej i Iranu w regionie basenu Morza Bałtyckiego. Ponadto rosyjska spółka dostarcza ropę typu REBCO (*Russian Export Blend Crude Oil*)¹⁹, do przerobu której w największym stopniu przystosowane są technologicznie rafinerie spółki PKN Orlen S.A. w Płocku i Grupy Lotos S.A. w Gdańsku, a jej notowania cenowe na giełdach i rynkach towarowych są zazwyczaj o kilka dolarów niższe od cen ropy typu Brent i WTI²⁰.

Osiągnięcie bardzo korzystnych warunków cenowych i logistycznych przez spółki PKN Orlen S.A. i Grupę Lotos S.A. było możliwe dzięki ich strategii dywersyfikacji źródeł dostaw surowca do swoich rafinerii. We wrześniu 2015 r. pierwsza z tych spółek sprowadziła bowiem 100 tys. ton ropy przez gdański naftoport na podstawie umowy spot, zawartej ze spółką Saudi Aramco²¹ z Arabii Saudyjskiej. Dostawy zbliżonych ilości ropy od tego dostawcy i na tych samych zasadach realizowane były w pierwszych miesiącach 2016 r. Pomyślne wyniki przeprowadzonych testów wykorzystania saudyjskiej ropy przyczyniły się do zawarcia w maju 2016 r. długoterminowej umowy z jej dostawcą. Umowa została zawarta do końca 2016 r. z możliwością jej przedłużenia na kolejne lata i opiewa na dostawę 200 tys. ton ropy miesięcznie do rafinerii spółki PKN Orlen S.A. w Polsce, Czechach i na Litwie²². Jest to pierwsza w historii bezpośrednia umowa długoterminowa polskiej spółki naftowej podpisana z dostawcą z regionu Zatoki Perskiej. Grupa Lotos S.A. nawiązała współpracę ze spółką NIOC (National Iranian Oil Company),

18 B. Mayer, *Lotos podpisał umowę na dostawy ropy naftowej od rosyjskiego Rosneftu*, „Gazeta Prawna”, 30.12.2013.

19 Ropa typu REBCO znana jest także pod nazwą Urals. Wydobywana jest głównie ze złóż w Zachodniej Syberii oraz w rejonie gór Ural.

20 Ropa typu WTI (*West Texas Intermediate*) jest słodką, lekką ropą naftową produkowaną w Midland, West Texas, w USA. Wyznacznikiem jej ceny są notowania giełdy NYMEX (*New York Mercantile Exchange*).

21 Spółka Saudi Aramco (*Saudi Arabian Oil Company*) jest jednym z największymi producentów ropy na świecie. Zaspakaja ponad 10% światowego zapotrzebowania na ten surowiec.

22 *PKN Orlen z kontraktem na dostawy saudyjskiej ropy naftowej*, www.cire.pl, 6.05.2016.

odpowiadającą za sprzedaż irańskiej ropy na rynkach światowych. Efektem tej współpracy jest uzgodnienie warunków handlowych, umożliwiających realizację dostawy ok. 250 tys. ton ropy do rafinerii w Gdańsku w połowie sierpnia 2016 r. Można sądzić, że dobre wyniki jej wykorzystania doprowadzą do zawarcia przez Grupę Lotos S.A. długoterminowej umowy z dostawcą z Iranu²³.

Strategia dywersyfikacji źródeł dostaw ropy polskich spółek naftowych obejmuje także sięganie po surowiec ze złóż krajowych, a także ze złóż nabytych za granicą. Grupa Lotos S.A. koncentruje się na eksploatacji własnych złóż zlokalizowanych w polskiej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego. Od 1992 r. trwa wydobywanie ze złoża B3, z którego uzyskuje się ok. 3 tys. baryłek ekwiwalentu ropy dziennie (boe/d). We wrześniu 2015 r. uruchomiono wydobywanie ze złoża B8²⁴. Wykorzystanie sześciu odwiertów produkcyjnych pozwala aktualnie na wydobywanie z tego złoża 3,5 tys. boe/d. Dodatkowo do 2019 r. Grupa Lotos S.A. planuje zagospodarowanie złóż B4 i B6²⁵. Jest ona także właścicielem spółki Lotos Geonafta – największego producenta ropy na Litwie. Ropa wydobywana na Bałtyku i na Litwie transportowana jest do naftoportu w Gdańsku, skąd ropociągami kierowana jest do rafinerii. Na norweskim szelfie kontynentalnym spółka Lotos Norge Exploration and Production²⁶ ma udziały w złożach węglowodorów Heimdal i Sleipner²⁷, co pozwala na wydobywanie ponad 22 tys. boe/d. Dzięki uruchomieniu wstępnego wydobywania ropy z bałtyckiego złoża B8 oraz stabilnej produkcji surowca ze złoża B3, wydobywaniu ze złóż litewskich i akwizycjom w Norwegii Grupa Lotos S.A. zwiększyła wydobywanie węglowodorów do blisko 30 boe/d²⁸.

Wyrazem realizacji strategii dywersyfikacji źródeł dostaw ropy w oparciu o złoża krajowe Grupy Lotos S.A. jest rozpoczęcie w styczniu 2015 r. przerobu surowca pochodzącego z należącej do spółki PGNiG S.A. ko-

23 *Lotos chce podpisać długoterminowy kontrakt z Iranem na dostawy ropy*, www.rp.pl, 7.09.2016.

24 *Złoże B8 jest jednym z największych eksploatowanych złóż na Morzu Bałtyckim. Jego potencjał wydobywczy wynosi ok. 3,5 mln ropy, za: Lotos Petrobaltic zakończył prace przy odwiercie horyzontalnym na Bałtyku*, www.cire.pl, 14.07.2016.

25 *Krajowe koncerty nie rezygnują z inwestycji w poszukiwanie i wydobywanie*, www.rp.pl, 4.04.2016.

26 Spółka celowa Grupy Lotos S.A.

27 Grupa Lotos S.A. nabyła udziały w złożach Heimdal i Sleipner odpowiednio w 2013 r. i 2015 r.

28 *Dzienne wydobywanie z pól naftowych Lotosu wzrosło do blisko 30 tys. boe/d*, www.cire.pl, 12.02.2016.

palni Lubiatów–Międzychód–Grotów (LMG)²⁹. Budowa tej kopalni jest jedną z najważniejszych i jednocześnie największą w historii inwestycją polskiego górnictwa ropy i gazu. Jej uruchomienie w lipcu 2013 r. było istotnym elementem zwiększania bezpieczeństwa energetycznego Polski³⁰. Złóża LMG należą do największych w Polsce. Zawierają one bowiem 7,25 mln ton ropy i 7,3 mld m³ gazu, a ich wydobycie w pierwszych latach eksploatacji kopalni LMG wyniesie odpowiednio³¹: 340 tys. ton i 100 mln m³. Zawarta w grudniu 2013 r. umowa ze spółką PGNiG S.A. przewiduje dostawy 25 tys. ton ropy miesięcznie przez okres pięciu lat. Realizacja tych dostaw wymagała budowy rurociągów kopalnianych, łączących odwierty kopalni z terminalem ekspedycyjnym Wierzbno, a także terminalu kolejowego w Gdańsku ze stanowiskiem do rozładunku cystern kolejowych³². Załadunek ropy odbywa się w terminalach kolejowych oddziału spółki PGNiG S.A. w Zielonej Górze, a usługi transportu świadczy spółka Lotos Kolej Sp. z o.o.³³ Terminal kolejowy w Gdańsku stanowi trzecie, po ropociągu Przyjaźń i naftoporcie, źródło zasilania rafinerii Grupy Lotos S.A. w surowiec³⁴.

Zagraniczne akwizycje spółki PKN Orlen S.A., dotyczące złóż węglowodorów oraz aktywów wydobywczych, mają służyć rozszerzeniu zakresu jej dotychczasowej działalności, polegającej na przerobieniu ropy i sprzedaży paliw, o poszukiwanie i wydobywanie tych węglowodorów³⁵. Motywem zakupu wspomnianych aktywów jest także pozyskanie, a następnie wykorzystanie w Polsce, technologii poszukiwania gazu konwencjonalnego i niekonwencjonalnego, a także ropy, która w Ameryce Północnej jest na najwyższym światowym poziomie.

29 Z posiadanych złóż krajowych i zagranicznych spółka PGNiG S.A. zamierza wydobyc w 2016 r. 1 203 tys. ton ropy, w tym 773 tys. ton ze złóż krajowych. W 2017 r. wydobycie ma wzrosnąć do 1 299 tys. ton (w tym do 788 tys. ton ze złóż krajowych), a w 2018 r. do 1 377 tys. ton (w tym do 844 tys. ton ze złóż krajowych); [za:] www.pgnig.pl, 14.10.2016.

30 *Ruszyła największa w Polsce kopalnia ropy i gazu*, „Gazeta Prawna”, 29.07.2013.

31 *PGNiG uruchamia kolejną kopalnię gazu i ropy*, „Gazeta Prawna”, 25.03.2013.

32 Terminal ten został przystosowany do odbioru 500 tys. ton ropy rocznie.

33 Spółka Lotos Kolej Sp. z o.o. wchodzi w skład grupy kapitałowej Lotos. Jej podstawowym zadaniem jest kompleksowa obsługa transportowa przedsiębiorstw wchodzących w skład tej grupy.

34 *Lotos dywersyfikuje dostawy ropy*, www.cire.pl, 14.01.2015.

35 Należy przy tym zwrócić uwagę na to, że ropa wydobyta ze złóż zagranicznych może, ale nie musi, być transportowana do Polski. Decydują o tym zarówno uwarunkowania ekonomiczne, jak i polityczne, a także stan bezpieczeństwa energetycznego kraju.

W ramach strategii rozszerzania zakresu działalności spółka Orlen Upstream International B.V. (spółka zależna Orlen Upstream Sp. z o.o.) nabyła we wrześniu 2013 r. kanadyjską spółkę TriOil Resources³⁶, której zasoby węglowodorów szacowane są na 22 mln boe. W maju 2014 r. spółka ta kupiła udziały w innej kanadyjskiej spółce Birchill Exploration, zwiększając te zasoby do 48,6 boe. Pod koniec 2015 r. spółka Orlen Upstream Canada Ltd. przejęła kolejną kanadyjską spółkę naftową Kicking Horse Energy³⁷, dzięki czemu wspomniane zasoby wzrosły do 89 mln boe³⁸.

O istocie tych akwizycji z punktu widzenia prowadzenia poszukiwań złóż węglowodorów w Polsce świadczy wyraźny wzrost aktywności spółki Orlen Upstream Canada Ltd. w okresie pierwszego kwartału 2016 r. Rozpoczęła ona bowiem wiercenie siedmiu nowych odwiertów poszukiwawczych ropy i gazu. Przeprowadziła także sześć zabiegów szczelinowania hydraulicznego, a do wydobycia włączyła cztery nowe odwierty.

Duże możliwości wzmocnienia swojej pozycji rynkowej otwierają się przed spółką PKN Orlen S.A. w związku z przejęciem spółki Kicking Horse Energy. Posiada ona bowiem 10,7% udziałów w spółce Pieridae Energy, która zarządza projektem Goldboro LNG. Zamierza ona wybudować w Nowej Szkocji terminal Goldboro LNG i uruchomić do 2021 r. eksport 10 mln ton LNG rocznie. Spółka Pieridae Energy planuje importować niezbędny surowiec w wielkości 481 tys. m³ dziennie z USA oraz pozyskiwać go z kanadyjskich formacji gazonośnych w prowincji Nowy Brunzwik³⁹. Wydaje się, że import gazu z Kanady przez spółkę PKN Orlen S.A. jest realny, ponieważ jest ona jednym z największych jego odbiorców w Polsce, wykorzystując go rocznie w ilości ok. 2 mld m³. Import ten może być konieczny ze względu na potrzeby elektrowni gazowo-parowej we Włocławku, oddanej do użytku przez spółkę na początku 2016 r., oraz podobnego obiektu w Płocku, którego uruchomienie planowane jest na 2017 r. Obie te inwestycje mogą zwiększyć zapotrzebowanie spółki PKN Orlen S.A. na gaz do 3 mld m³ rocznie.

Niepowodzeniem zakończyły się poszukiwania ropy przez spółkę PKN Orlen S.A. na łotewskim szelfie Morza Bałtyckiego. Ze względu na niezadawalające wyniki, poszukiwania te zostały wstrzymane w grudniu

36 Z dniem 1 kwietnia 2015 r. spółka ta zmieniła nazwę na Orlen Upstream Canada Ltd.

37 Wszystkie kanadyjskie spółki nabyte przez spółkę PKN Orlen S.A. prowadzą działalność w zakresie poszukiwania i wydobywania ropy i gazu.

38 B. Sawicki, *Kanadyjskie aktywa to klejnot w koronie PKN Orlen*, www.biznesalert.pl, 13.05.2016.

39 *PKN Orlen zwiększa wydobycie ropy w Kanadzie*, www.energetyka24.com, 02.12.2015.

2014 r. Rozwiązano spółki zależne powołane do tego poszukiwania, tj. Balin Energy⁴⁰ z siedzibą w Rydze oraz Orlen International Exploration and Production BV z siedzibą w Amsterdamie.

2.2.2. Kluczowe szlaki transportu ropy naftowej do Polski

Kluczowym szlakiem transportu ropy z Federacji Rosyjskiej do Polski jest ropociąg Przyjaźń, który został oddany do eksploatacji w 1964 r. Zaczyna się on w Almietjewsku i biegnie przez Samarę i Briańsk do Gomla i Mozyrza na Białorusi (rys. 2.3). W Gomlu swój początek ma dwunitkowe odgałęzienie w kierunku Nowopołocka i dalej jedną nitką w kierunku Litwy i Łotwy. Na Litwie odgałęzienie to dociera do portu w Kłajpedzie oraz do rafinerii w Możejkach, zaś na Łotwie do portu w Windawie⁴¹. W Mozyrze ropociąg Przyjaźń dzieli się na odcinek północny, biegnący do Polski i Niemiec oraz odcinek południowy, biegnący przez Ukrainę i Słowację z odgałęzieniami do Czech i Węgier.



Rysunek 2.3. Sieć głównych ropociągów w Europie Środkowo-Wschodniej (wschodnia i centralna część regionu)

Źródło: W. S. Michałowski, *Dlaczego nie możemy się wybić na niepodległość energetyczną*, www.racjonalista.pl, 24.03.2015.

40 Spółka Balin Energy uzyskała dwie koncesje poszukiwawcze w 2008 r. i w 2009 r. Obejmowały one obszar Morza Bałtyckiego u wybrzeży Łotwy na wyniesieniu Liepajja-Saldus. Operatorem tych koncesji została spółka Kuwait Energy.

41 Oba te odgałęzienia są nieczynne.

Na terenie Polski ropociąg Przyjaźń biegnie od granicy z Białorusią w Adamowie do granicy z Niemcami. W bazie w Adamowie ropa jest magazynowana w 15 stalowych zbiornikach naziemnych o pojemnościach 32 tys. m³, 50 tys. m³ i 100 tys. m³. Wschodnia część ropociągu Przyjaźń, o przepustowości ok. 50 mln ton ropy rocznie, łączy bazę w Adamowie z rafinerią spółki PKN Orlen S.A. w Płocku⁴². Zachodnią częścią tego ropociągu, o przepustowości ok. 27 mln ton ropy rocznie, surowiec jest przesyłany do niemieckich rafinerii w Schwedt⁴³ i Sprengau k. Leuna⁴⁴, co sprzyja bezpieczeństwu dostaw ropy do Polski tym ropociągami⁴⁵.

Dla bezpieczeństwa dostaw ropy do Polski istotna jest pomorska część ropociągu Przyjaźń, która łączy rafinerię w Płocku z rafinerią w Gdańsku. Część ta umożliwiła przesył surowca w dwóch kierunkach. W kierunku północnym rosyjska ropa przesyłana jest dla rafinerii Grupy Lotos S.A. lub z przeznaczeniem na eksport przez gdański naftoport. Z kolei południowy kierunek przesyłu może być wykorzystany w przypadku ewentualnych przerw w dostawach surowca ropociągami Przyjaźń z Federacji Rosyjskiej. Ropa dostarczana drogą morską z dowolnego źródła i kierunku przez naftoport w Gdańsku może wówczas dotrzeć do rafinerii w Płocku. Na trasie Gdańsk–Płock przepustowość pomorskiej części ropociągu Przyjaźń wynosi ok. 30 mln ton ropy rocznie, zaś w kierunku przeciwnym ok. 27 mln ton ropy rocznie.

Zarządzanie szlakami transportu ropy na terytorium Polski pozostaje w gestii Przedsiębiorstwa Eksploatacji Rurociągów Naftowych, funkcjonującego w formie spółki akcyjnej Skarbu Państwa (PERN S.A.). Z względu na tą funkcję spółka PERN S.A. ma strategiczne znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego Polski. Zarządza ona bowiem w naszym kraju sześcioma ropociągami i trzema rurociągami paliwowymi o łącznej długości 2,6 tys. km oraz bazami magazynowymi ropy i paliw płyn-

42 Trwająca od 2003 r. budowa trzeciej nitki wschodniej części ropociągu Przyjaźń została zakończona w październiku 2016 r. Dzięki jej uruchomieniu przepustowość tej części ropociągu wzrosła do 55 mln ton ropy rocznie. W tej sytuacji możliwe będzie rozpoczęcie remontu pierwszej nitki, która była budowana 50 lat temu, [za:] *PERN ukończył budowę trzeciej nitki odcinka wschodniego rurociągu Przyjaźń*, www.cire.pl, 08.10.2016.

43 Rafineria w Schwedt (*PCK Raffinerie GmbH Schwedt*) jest własnością konsorcjum PCK Raffinerie GmbH, w którym udziały posiadają: Shell (37,5% udziałów), BP i Rosnieft (razem 37,5%), Total i grupa ENI (razem 25%). Rocznie przetwarza ona 10,5 mln ton ropy, co stanowi prawie 10% mocy rafineryjnych ogółem Niemiec.

44 Rafineria Leuna (*Total Raffinerie Mitteldeutschland GmbH*) jest własnością spółki Total Raffinerie Mitteldeutschland GmbH, która jest częścią francuskiego koncernu paliwowego Total. Jej roczne zdolności przerobowe wynoszą ok. 12 mln ton ropy.

45 J. Ćwiek-Karpowicz, *Niemieckie rafinerie a dostawy ropy do Polski systemem „Przyjaźń”*, www.cwiek-karpowicz.energo24.pl, 13.12.2011.

nych o łącznej pojemności niespełna 3,2 mln m³. Do grupy kapitałowej PERN należy pięć spółek zależnych: Operator Logistyczny Paliw Płynnych (OLPP), Centrum Diagnostyki Rurociągów i Aparatury, Siarkopol, Petromor i Naftoport. Transport ropy do krajowych rafinerii spółki PKN Orlen S.A. i Grupy Lotos S.A., a także dwóch rafinerii niemieckich w Schwedt i Leuna, spółka PERN S.A. realizuje realizuje z wykorzystaniem ropociągu Przyjaźń.

Spółka PERN S.A. jest operatorem naftoportu i terminalu naftowego w Gdańsku. Naftoport pozwala na sprowadzenie do Polski drogą morską 34 mln ton ropy rocznie, co znacznie przekracza zapotrzebowanie naszego kraju na ten surowiec. Ten „punkt” odbioru ropy stanowi zatem istotną alternatywę dla jej dostaw, realizowanych do Polski i Niemiec ropociągami Przyjaźń. Dodatkowe ilości ropy dla niemieckich rafinerii z wykorzystaniem naftoportu w Gdańsku były przesyłane np. w 2008 r. i 2009 r.⁴⁶ Jednak efektywność naftoportu, a tym samym jego przydatność do reagowania na sytuację kryzysową, w której przesył ropy ropociągami Przyjaźń byłby wstrzymany, była ograniczona. Jego zdolności przeładunkowe były bowiem niewystarczające, co uniemożliwiało szybkie rozładowanie surowca i jego wtłoczenie do sieci przesyłowej. Stosunkowo niskie były także zdolności magazynowe naftoportu⁴⁷.

Poprawa efektywności reagowania na sytuację kryzysową naftoportu nastąpiła w rezultacie zakończenia w lutym 2015 r. pierwszego etapu budowy⁴⁸, zlokalizowanego w jego bliskim sąsiedztwie, terminalu naftowego. Etap ten obejmował instalację sześciu zbiorników na ropę o pojemności 62,5 tys. m³ każdy wraz z infrastrukturą niezbędną do ich obsługi. Ukończona inwestycja pozwala na separację wielu gatunków ropy, sprowadzanej z różnych regionów świata. Poprzez możliwość kumulacji surowca ogranicza koszty zakupu większych jego partii. Sprawność operacyjną obiektu zapewnia bliskość naftoportu, rafinerii Grupy Lotos S.A.

46 W 2008 r. dostawy ropy ropociągami Przyjaźń dla niemieckich rafinerii ograniczyła spółka Łukoil, aby w ten sposób wymusić podwyżkę zapłaty za swój surowiec od firmy Sunimex, która była głównym pośrednikiem w dostawach rosyjskiej ropy do Niemiec. Dostawy przez gdański naftoport uzupełniały niedobór surowca. Ropa była dostarczana tankowcami do Gdańska, a stąd transportowana do Niemiec przez spółkę PERN S.A. Gdy firma Sunimex przystała na nowe warunki Łukoilu, zwiększono transport rosyjskiego surowca ropociągami.

47 P. Maciążek, *Polska da sobie radę bez rosyjskiej ropy*, www.energetyka24.com, [27.03.2014].

48 Budowa terminalu rozpoczęła się w kwietniu 2013 r., a pierwszy przeładunek surowca, dostarczonego w ilości ok. 100 tys. ton przez tankowiec „Stena Arctica”, miał miejsce w kwietniu 2016 r., [za:] *Ruszył strategiczny terminal naftowy PERN w Gdańsku*, www.cire.pl, 08.04.2016.

i połączenie z siecią ropociągów zarządzanych przez spółkę PERN S.A., umożliwiające transport ropy do rafinerii w Płocku. Terminal naftowy znacznie zwiększa możliwości handlu ropą. Kupiony surowiec można bowiem przeładować do zbiorników terminala, a po pewnym czasie magazynowania korzystnie odsprzedać. Uruchomienie terminala wzmacnia pozycję Polski w zakresie przeładunku ropy i paliw w basenie Morza Bałtyckiego oraz stwarza elastyczne rozwiązanie na wypadek deficytu paliw na rynku krajowym.

Drugi etap budowy terminala naftowego obejmuje instalację zbiorników o łącznej pojemności 325 tys. m³, służących do magazynowania produktów ropopochodnych, chemikaliów, paliwa lotniczego i biokomponentów dodawanych do paliw. Etap ten przewiduje także budowę bocznic kolejowej oraz stacji autocystern, które umożliwią rozładunek i przeładunek paliw. Realizacja całości inwestycji powinna się zakończyć w 2018 r.⁴⁹ Terminal stanie się wówczas pierwszym polskim hubem ropy, produktów ropopochodnych i chemikaliów.

2.2.3. Inne możliwości dostaw ropy naftowej do Polski

W ciągu najbliższych 5 lat w Europie Środkowo-Wschodniej i Europie Środkowo-Południowej może zostać uruchomiony nowy, istotny dla bezpieczeństwa energetycznego Polski, łańcuch przesyłu ropy, tzw. korytarz naftowy północ-południe, który połączy Morze Bałtyckie z Morzem Adriatyckim⁵⁰ (rys. 2.4). Za pośrednictwem systemu terminali naftowych i ropociągów nawet ok. 8 mln ton ropy rocznie będzie mogło zostać przesłane z włoskiego Triestu i chorwackiej Rijeki do Płocka i Gdańska i w przeciwnym kierunku. Uruchomienie tego systemu wymaga jednak budowy 160-kilometrowego odcinka Litvinov-Spergau k. Leuny, łączącego systemy gazowe Czech i Niemiec. Odcinek ten pozwoli zespolic dwa działające w Europie Środkowo-Wschodniej, a podzielone Sudekami i Rudawami, systemy ropociągów⁵¹.

Korytarz naftowy północ-południe jest istotny z punktu widzenia polskich spółek naftowych, w szczególności spółek PKN Orlen S.A. i PERN S.A., a także Grupy Lotos S.A. Dla spółki PKN Orlen S.A. stwarza on możliwość dywersyfikacji źródeł i kierunków, a przez to zmniejszenia kosztów zakupu i dostaw ropy przede wszystkim dla swoich cze-

49 PERN może budować terminal naftowy w Gdańsku, www.cire.pl, 14.02.2014.

50 M. Duszczyk, *Nowy naftowy korytarz przez Polskę*, „Rzeczpospolita”, 24.12.2013.

51 K. Adamczyk, *Potrzebny rurociąg w Rudawach*, „Rzeczpospolita”, 25.12. 2013

skich rafinerii w Kralupach i Litvinovie. Rafinerie te mogą być bowiem zaopatrywane w ropę nie tylko ropociągami Przyjaźń, ale także ropociągami TAL (*Trans Alpine Pipeline*), IKL (*Ingolstadt–Kralupy–Litvinov*)⁵² i Adria⁵³, biegnących z regionu Adriatyku, a po budowie odcinka Litvinov–Spargau, także poprzez gdański naftoport.



Rysunek 2.4. Sieć głównych ropociągów w Europie Środkowo-Wschodniej (zachodnia i południowa część regionu)

Źródło: www.rp.pl, 14.10.2016.

52 Ropociągi TAL i IKL mogą zaspakajać ok. 30% zapotrzebowania czeskich rafinerii PKN Orlen S.A., [za:] P. Maciążek, *Interesy Orłenu w Czechach zagrożone?*, www.cire.pl, 31.03.2014.

53 Ropociąg Adria łączy słowacką część ropociągu Przyjaźń z chorwackim portem Ornišalj. Modernizację odcinka tego ropociągu między Levicami (Słowacja) i Százhalombatta (Węgry) zakończono w lutym 2015 r. Pozwoliła ona na zwiększenie transportowanego z Węgier na Słowację wolumenu ropy z 3,5 mln ton do 6,0 mln ton.

Jeśli zrealizowana zostanie druga nitka odcinka Gdańsk–Płock, przepustowość pomorskiej części ropociągu Przyjaźń zwiększy się do 40–45 mln ton ropy rocznie, co pozwoli na przepływ nią ropy nie tylko na potrzeby rafinerii w Czechach, ale także w Niemczech. Uruchomienie bałtycko-adriatyckiej magistrali transportu ropy wzmocni nie tylko pozycję spółki PKN Orlen S.A., ale także spółki PERN S.A. na regionalnym rynku Europy Środkowo-Wschodniej. Można sądzić, że dla spółki PERN S.A., właściciela sieci ropociągów w Polsce i nowoczesnego terminala przeładunkowo-magazynowego, uruchomienie tej magistrali przyczyni się do wzrostu liczby klientów.

Stworzenie energetycznej osi północ-południe stanowi istotę tzw. inicjatywy ABC (Adriatyk–Bałtyk–Morze Czarne), podjętej przez państwa Europy Środkowo-Wschodniej, w tym przez Polskę. Wobec dużej wartości geopolitycznej całego regionu budowa naftowego i gazowego korytarza przesyłowego wzdłuż tej osi może stanowić skuteczną przeciwwagę dla rosyjskich wpływów w tej części Europy i dla prób osiągnięcia swoich celów geostrategicznych. Cel inicjatywy ABC kojarzy się z tezą Józefa Piłsudskiego, który w idei Międzymorza widział „mur obronny” przeciwko dominacji Niemiec i Federacji Rosyjskiej w regionie⁵⁴.

Dodatkową możliwość dywersyfikacji dostaw ropy do Polski (a także do UE) stwarza realizacja projektu przedłużenia do Płocka (i ewentualnie do Gdańska lub w kierunku zachodnim) ropociągu Odessa–Brody⁵⁵, pozwalającego na import wysokiej jakości ropy ze złóż w Azerbejdżanie, Kazachstanie i Turkmenistanie⁵⁶. Ropociąg Brody–Płock jest aktualnie jedynym brakującym elementem euroazjatyckiego korytarza transportu ropy naftowej (EKRN), którego wykorzystanie mogłoby zapewnić dostawy ropy ze stosunkowo stabilnego regionu świata, tj. z regionu Morza Kaspijskiego⁵⁷. W 2013 r. plan budowy ropociągu Brody–Płock znalazł się wśród 35 „Projektów wspólnego zainteresowania” (*Project of Energy Community Interest* – PEI), zatwierdzonych przez Radę Ministrów Wspólnoty Energetycznej⁵⁸. Realizacja tej budowy miała umożli-

54 M. Babić, *Bez integracji Międzymorze może zostać forum dyskusyjnym*, www.cire.pl, 31.08.2016.

55 Liczący 674 km ropociąg Odessa–Brody uruchomiono w 2002 r. Budowano go w celu dostarczania ropy kaspijskiej do Europy, ale aktualnie wykorzystywany jest on w ramach tzw. rewersu i przesyłany jest nim rosyjski surowiec w kierunku Odessy, tj. przeciwnym kierunku niż planowano. Przepustowość tego ropociągu wynosi od 9 do 14 mln ton ropy rocznie, [za:] W. Jakóbiak, P. Stępiński, *Nowy rząd może przyspieszyć projekt Odessa–Brody–Gdańsk*, www.biznesalert.pl, 29.11.2015.

56 W. Jakóbiak, P. Stępiński, *BP nie udostępni ropy Ukrainie*, www.cire.pl, 9.09.2016.

57 R. Lubbe, K. Deptuła, *Rurociąg (Odessa)–Brody–Płock–(Gdańsk)*, „Paliwa” 2013, nr 3.

58 *Prezes PERN szefem Sarmatii*, www.defence24.pl, 12.04.2016.

wić od 2016 r. transport do Polski do 10 mln ton ropy rocznie⁵⁹. Ostatnio z inicjatywy spółki Ukrtransnafat rozważane jest przedłużenie ropociągu Odessa–Brody do Kralup w Czechach, gdzie zlokalizowana jest rafineria spółki PKN Orlen S.A.⁶⁰ Wobec napiętej sytuacji politycznej w basenie Morza Czarnego rozpoczęcie budowy brakującego odcinka EKRN rozpocznie się nie wcześniej niż w 2017 r.⁶¹ (zob. prodrozd. 3.6).

2.2.4. Główni dostawcy paliw w Polsce

Przerób ropy i wytwarzanie paliw zdominowane są w Polsce przez spółkę PKN Orlen S.A. i Grupę Lotos S.A. Większościowe pakiety akcji tych spółek należą do Skarbu Państwa⁶². W 2015 r. rafinerie spółki PKN Orlen S.A. w Płocku, Trzebinii i Jedliczach przetworzyły 16 mln ton ropy, zaś prawie 11 mln ton rafineria Grupy Lotos S.A. w Gdańsku. Spółki te przetworzyły w 2015 r. odpowiednio o 10% i 12% więcej ropy więcej niż w 2014 r.⁶³ Obie te spółki odgrywały także wiodącą rolę na rynku detalicznym paliw w Polsce.

Zwiększenie przerobu ropy przez obie spółki w 2015 r. wynikało zarówno z konieczności dostosowania się do zapotrzebowania zgłaszanego ze strony rynku, jak również z chęci maksymalizacji zysków w wyniku wykorzystania okresu korzystnych marż rafineryjnych. Przedmiotem przerobu rafinerii w Płocku i w Gdańsku była głównie rosyjska ropa typu REBCO. O przewadze zakupów tego typu ropy zadecydowały przede wszystkim parametry technologiczne tych rafinerii, a także kontrakty długoterminowe na dostawę surowca, stosunkowo atrakcyjna jego cena oraz możliwość wykorzystania transportu ruropociągowego, który jest naj-

59 Do realizacji projektu budowy odcinka Brody–Płock ropociągu spółka PERN S.A. i ukraińska spółka Ukrtransnafat powołały w 2004 r. Międzynarodowe Przedsiębiorstwo Rurociągowo (MPR) Sarmatia. W 2007 r. podpisano porozumienie o objęciu części akcji MPR Sarmatia przez spółki: SOCAR (State Oil Company of Azerbaijan) z Azerbejdżanu, GOGC (Georgian Oil and Gas Corporation) z Gruzji i Klajpedos Nafta z Litwy.

60 P. Maciążek, *Czeskie rafinerie Orleńskie sięgną po ropociąg Odessa–Brody?*, www.defence24.pl, 13.01.2016.

61 P. Maciążek, *Budowa ropociągu Brody–Płock możliwa w 2017 r.*, www.defence.pl, 1.12.2015.

62 Skarb Państwa posiada 27,52% akcji spółki PKN Orlen S.A. 9,30% akcji należy do Nationale Nederlanden OFE, 7,34% akcji do Aviva BZ WBK, zaś 55,84% akcji do pozostałych akcjonariuszy. W Grupie Lotos S.A. Skarb Państwa posiada 53,18% akcji. 5,73% akcji należy do Nationale Nederlanden OFE, zaś 41,09% akcji do pozostałych akcjonariuszy.

63 *Przemysł i handel naftowy 2015...*

tańszym środkiem logistyki dostaw. Ropa inna niż REBCO stanowiła odpowiednio 5% i 7% w strukturze przerobu spółki PKN Orlen S.A. i Grupy Lotos S.A.

Mimo technologicznych i ekonomicznych atutów ropy typu REBCO, obie polskie główne rafinerie posiadają zdolność do przerobu innych gatunków ropy. Łącznie z brakiem ograniczeń logistycznych zdolność ta stanowi istotny element dywersyfikacji źródeł dostaw ropy do naszego kraju. Rafineria w Płocku jest przystosowana od wielu lat do przerobu alternatywnych gatunków ropy, które są dostępne na rynku. Pełna lista tych gatunków, które zostały z powodzeniem przetestowane obejmuje blisko 100 pozycji. Tak dużą elastyczność umożliwiły przeprowadzone modernizacje instalacji rafineryjnych, dzięki którym obiekt w Płocku uznawany jest za jeden z najnowocześniejszych kompleksów rafineryjnych w Europie. Zatem przestawienie rafinerii w Płocku na przerób innych gatunków ropy, dostarczanych drogą morską za pośrednictwem gdańskiego naftoportu, nie jest trudne. W tych uwarunkowaniach potrzebne ilości paliwa mogą być wytwarzane w racjonalnych granicach kosztowych⁶⁴.

Dzięki realizacji inwestycji w ramach tzw. programu „10+” bez problemu różne gatunki ropy przerabia rafineria gdańska Grupy Lotos S.A., w tym np. ropę z Morza Północnego (ropę Brent Blend, Troll, Gullfaks, Forties, Aasgard), Bliskiego Wschodu (ropę Kirkuk, Kuwait, Sahara, Zakum), Ameryki Południowej (ropę Castilla), Litwy (ropę Lithuanian) czy Polski (ropę Rozewie)⁶⁵. Program „10+” obejmował budowę 50 różnych instalacji. Zakończenie jego realizacji w 2011 r. miało strategiczne znaczenie nie tylko dla Grupy Lotos S.A., ale również dla bezpieczeństwa energetycznego Polski. Dzięki niemu rafineria w Gdańsku nie tylko zyskała możliwość przerobu różnych gatunków ropy, ale zwiększyła także swoje zdolności przerobowe o 75%. Ponadto „głębszy” przerób ropy pozwolił na zwiększenie skali wytwarzania produktów wysokomarżowych, zwłaszcza oleju napędowego i paliwa lotniczego. W wyniku realizacji programu „10+” rafineria Grupy Lotos S.A. stała się jedną z najnowocześniejszych i najbardziej ekologicznych rafinerii w Europie Środkowo-Wschodniej.

64 A. Czyżewski, *Ropa z Saudi Aramco na Bałtyku – okazja czy nowy kierunek dostaw*, www.biznesalert.pl, 21.10.2016.

65 Już w lipcu 2012 r. Grupa Lotos S.A. przyjęła ładunek 60 tys. ton saudyjskiej ropy (*Saudi Extra Light*) dostarczony do naftoportu w Gdańsku tankowcem „Bareilly”. Dostawa była efektem wizyty premiera rządu RP Donalda Tuska w Rijadzie i rozmów z koncernem Saudi Aramco.

Pozycja rynkowa rafinerii w Gdańsku ulegnie dalszemu wzmocnieniu w wyniku realizacji projektu EFRA⁶⁶. Głównym jego celem jest lepsze zagospodarowanie ciężkiej pozostałości, czyli tej frakcji ropy naftowej, z której obecnie powstaje ciężki olej opałowy. Nowe instalacje, uruchomione w ramach projektu EFRA, umożliwią wytworzenie z tej pozostałości nawet 900 tys. ton dodatkowych paliw rocznie, głównie oleju napędowego i paliwa lotniczego. W efekcie z produkcji wyeliminowany zostanie ciężki olej opałowy, który cechuje niska marża. Zatem po zrealizowaniu projektu EFRA rafineria Grupy Lotos S.A. zwiększy swoją elastyczność w zakresie optymalizowania produkcji, co pozwoli jej zachować konkurencyjność, również w przypadku negatywnych zmian cen na rynku surowców i produktów naftowych⁶⁷. Do najważniejszych obiektów, które złożą się na nowy ciąg technologiczny należą instalacje: opóźnionego koksowania (*Delayed Coking Unit*, DCU), produkcji wodoru (*Hydrogen Generation Unit*, HGU), hydroodsiarczania benzyny z koksowania (*Coker Naphtha Hydrotreating Unit*, CNHT), mycia LPG (*LPG Treating Unit*, LPGTU), logistyki i magazynowania koksu (*Coke Logistics and Storage Facility*, CS-LF) oraz destylacji hydrowaxu (*Hydromax Vacuum Distillation Unit*, HVDU). Dzięki realizacji Projektu EFRA gdańska rafineria Grupy Lotos S.A. stanie się najnowocześniejszą rafinerią w UE⁶⁸.

Spółka PKN Orlen S.A. posiadała w 2015 r. 1 749 stacji paliw, zaś Grupa Lotos S.A. 476 stacji (rys. 2.5). Łączny udział obu polskich spółek w strukturze rynku stacji paliw w Polsce wynosił 33,5%. Na rynku tym licznie reprezentowani byli operatorzy niezależni, wśród których najbardziej aktywne to: Anwim (operator ten posiadał 112 stacji paliw), Huzar (99), Slovnaft Partner (81) i grupa Pieprzyk (53). Podmioty zagraniczne posiadały w Polsce łącznie 1 453 stacje paliw, co oznacza 21,8% ich udział w strukturze rynku stacji paliw w naszym kraju. W grupie tych podmiotów największą ilość stacji posiadały BP, Shell, Statoil i Lukoil. W 2015 r. po dłuższej przerwie działalność na polskim rynku stacji paliw wznowiła francuska spółka Total, budując swoją nową sieć w oparciu o mechanizm franczyzy.

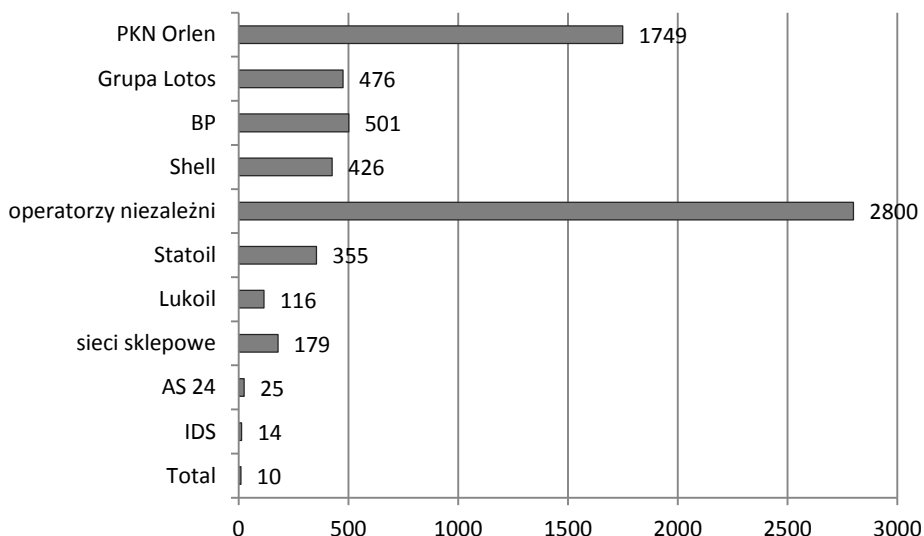
Spółka PKN Orlen S.A. jest także obecna na rynkach detalicznych paliw innych państw członkowskich UE, zwłaszcza Niemiec, Czech i Li-

66 Realizację projektu EFRA rozpoczęto w kwietniu 2016 r. Jego zakończenie planowane jest w 2018 r., [za:] *Projekt EFRA Lotosu ruszył pełną parą*, www.efra.lotos.pl, 06.04.2016.

67 *Projekt EFRA gotowy w 20 proc. Ma nową infrastrukturę*, www.biznesalert.pl, 17.06.2016.

68 *Ruszyły prace ziemne dla najważniejszych instalacji projektu EFRA*, www.bankier.pl, 06.04.2016.

twy. W tych trzech państwa posiadała ona bowiem niemal 1 000 stacji paliw. W Niemczech spółka PKN Orlen S.A., poprzez spółkę zależną Orlen Deutschland GmbH, była w 2015 r. właścicielem 565 stacji paliwowych sieci Star, która zapewniała jej ok. 6% udział w detalicznym rynku paliw tego kraju. W Czechach, po przejęciu 68 stacji, będących częścią czeskich aktywów austriackiej spółki OMV, spółka PKN Orlen S.A. zwiększył swój stan posiadania do 407 stacji. Dotychczas posiadane stacje zapewniły jej ok. 15% udział w detalicznym rynku paliw Czech. Na Litwie spółka PKN Orlen S.A. posiadała 26 stacji paliw, których wykorzystanie pozwoliło na uzyskanie ok. 4% udziału w detalicznym rynku paliw tego kraju⁶⁹.



Rysunek 2.5. Wiodący operatorzy stacji paliwowych w Polsce

Źródło: *Przemysł i handel naftowy 2015. Raport roczny*, POPiHN, Warszawa 2016.

Dla bezpieczeństwa energetycznego Polski istotne znaczenie ma wiodąca pozycja spółki PKN Orlen S.A. w branży rafineryjnej i petrochemicznej w Europie Środkowo-Wschodniej. Posiada ona bowiem nie tylko ponad 60% udział w hurtowym rynku paliw w Polsce, ale także ok. 36% i 96% udziały w rynkach paliw odpowiednio Czech i Litwy⁷⁰.

69 www.ornlen.pl, 11.10.2016.

70 *PKN Orlen: Fakty, liczby, komentarze*, PKN Orlen S.A., 2015.

Z racji posiadania istotnych aktywów produkcyjnych w tych trzech państwach, ich rynki należą do macierzystych rynków spółki PKN Orlen S.A. Sprzedaż paliw na tych rynkach była źródłem ponad 62% jej przychodów w 2014 r.⁷¹ Oprócz rynków macierzystych spółka PKN Orlen S.A. prowadzi także hurtową sprzedaż paliw w Niemczech, na Słowacji, na Węgrzech, na Łotwie, w Estonii, Finlandii i na Ukrainie.

W Czechach spółka PKN Orlen S.A. jest właścicielem 63% akcji spółki Unipetrol⁷², właściciela spółki Česká Rafinérská, która jest operatorem rafinerii w Litwinowie i w Kralupach, a także właścicielem rafinerii Paramo w Pardubicach⁷³ i sieci stacji paliw Benzina⁷⁴. Spółka Unipetrol stała się jedynym właścicielem spółki Česká Rafinérská w kwietniu 2015 r. nabywając jej akcje, reprezentujące ponad 32,4% jej kapitału zakładowego, od spółki ENI International BV⁷⁵. Zdolności przerobowe rafinerii w Litwinowie i w Kralupach wynoszą odpowiednio 5,5 mln ton i 3,4 mln ton ropy rocznie. Dostawy ropy do czeskich rafinerii PKN Orlen S.A. realizowane były głównie z Federacji Rosyjskiej (z wykorzystaniem południowego odcinka ropociągu Przyjaźń), a także z Algierii i Libii z wykorzystaniem ropociągu IKL.

Na Litwie spółka PKN Orlen S.A. jest właścicielem rafinerii w Możejках (Mažeikiu Nafta⁷⁶). W 2006 r. nabyła ona od spółki Jukos za 1,49 mld USD 53,7% akcji tej rafinerii, a następnie na mocy umowy z rządem Litwy 30,66% akcji za ponad 852 mln USD. W 2011 r. spółka PKN Orlen S.A. nabyła od rządu Litwy kolejnych 10% akcji Możejkek i pozostałą część akcji od drobnych inwestorów. Na kupno rafinerii w Możejках oraz na przeprowadzone w niej od 2006 r. inwestycje spółka PKN Orlen S.A. wydała ok. 4 mld USD⁷⁷. Litewska rafineria spółki PKN Orlen S.A. zaopatrywana jest głównie w rosyjską ropę, a jej dostawy realizo-

71 Sprzedaż paliw na rynku polskim czeskim i litewskim była źródłem odpowiednio 42,0%, 11,9% i 8,4% przychodów ze sprzedaży spółki PKN Orlen S.A. w 2014 r. Pozostałą ich część generowała ona na rynku niemieckim (18,1%) i rynkach innych państw (19,6%).

72 PKN Orlen S.A. posiada od 2005 r. 62,99% akcji spółki Unipetrol. Czeski fundusz inwestycyjny J&T Group posiada 23,70% akcji, zaś pozostali akcjonariusze 13,31%.

73 W rafinerii Paramo w 2012 r. zaprzestano przerobu ropy.

74 I. Trusewicz, *Czesi chcą kupić Unipetrol*, „Rzeczpospolita”, 28.07.2015.

75 PKN Orlen SA jest właścicielem 63% akcji spółki Unipetrol od kwietnia 2005 r. W 2013 r. spółka Unipetrol nabyła od Shell Overseas Investment 16,3% akcji spółki Česká Rafinérská za 27,2 mln USD, co pozwoliło jej na zwiększenie swojego udziału w kapitale zakładowym Česká Rafinérská do 67,5%. Pozostała część akcji Česká Rafinérská do kwietnia 2015 r. była w posiadaniu ENI International BV.

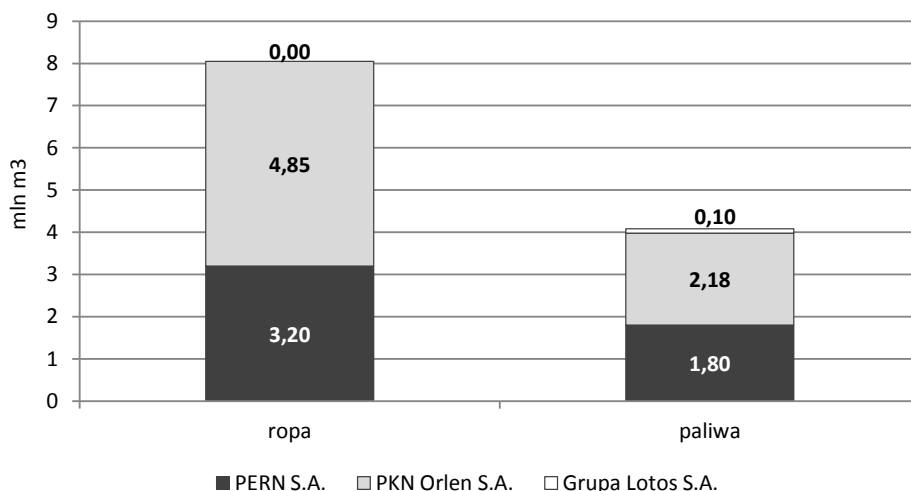
76 Od 2009 r. Orlen Lietuva.

77 *Sąd zamroził aktywa Orlen Lietuva*, „Rzeczpospolita”, 9.06.2014.

wane są tankowcami przez terminal przeładunkowy w Butyndze⁷⁸. Dostawy te obejmowały także ropę z Algierii, Azerbejdżanu, Iraku, Kazachstanu i Nigerii⁷⁹. Wytworzone paliwa transportowane są przez terminal w Kłajpedzie⁸⁰.

2.2.5. Zdolności magazynowania ropy naftowej w Polsce

Ważnym elementem łańcuchów dostaw węglowodorów są magazyny ropy, paliw płynnych i gazu. Przyczyniają się one bowiem do ich prawidłowego funkcjonowania, a przez to do zapewnienia bezpieczeństwa ich dostaw. W Polsce pojemność magazynowa ropy i paliw wynosi 12,13 mln m³, przy czym 8,05 mln m³ dotyczy ropy (rys. 2.6). Około 60% pojemności magazynowych ropy i ok. 53% paliw płynnych posiada spółka PKN Orlen S.A. Pozostała część tych pojemności jest własnością spółki PERN S.A.



Rysunek 2.6. Pojemności magazynowe ropy i paliw płynnych w Polsce

Źródło: opracowanie własne na podstawie M. Golarz, *Bezpieczeństwo naftowe Polski – charakterystyka, problemy, wyzwania*, „Bezpieczeństwo” 2015, nr 9(45), wrzesień.

78 W 2006 r. Federacja Rosyjska wstrzymała dostawy ropy do rafinerii Możejki ropociągami Przyjaźń.

79 *PKN Orlen będzie dywersyfikował dostawy ropy*, „Rzeczpospolita”, 24.03.2016.

80 T. Furman, *Orlen żąda od litewskich kolei obniżki opłat*, „Rzeczpospolita”, 29.04.2014.

Spółka PKN Orlen S.A. posiada w Polsce 57% pojemności magazynowych oraz 46% paliw płynnych. Najważniejszy swój magazyn ropy i paliw posiada ona w podziemnych kawernach solnych w Inowrocławskiej Kopalni Soli Solino (IKS) w miejscowości Góra (pow. inowrocławski). W 2014 r. w IKS ukończona została rozbudowa tego magazynu, przeznaczonego do składowania strategicznych rezerw ropy i paliw. Dzięki niej jego pojemność wzrosła z 5,37 mln m³ do 6,13 mln m³, przy czym 4,25 mln m³ tej ostatniej pojemności przeznaczonych jest na magazynowanie ropy⁸¹. Kawermy wykorzystywane są do długookresowego magazynowania dużych ilości węglowodorów. Cechuje je większe bezpieczeństwo eksploatacji (m.in. w zakresie ochrony środowiska i ochrony przeciwpożarowej) niż stalowe zbiorniki naziemne⁸². Aktualnie w IKS prowadzone są prace mające na celu dostosowanie magazynów do wymogów ustawowych, które wejdą w życie w 2018 r.⁸³ Oprócz tego spółka PKN Orlen S.A. posiada naziemne magazyny ropy w Płocku oraz sieć baz paliw zlokalizowanych na terenie całego kraju. Łączna pojemność magazynowa spółki PKN Orlen S.A. wynosi ok. 7 mln m³ ropy i paliw⁸⁴.

Spółka PERN S.A. magazynuje ropę w trzech bazach, tj. w Mieszewku Strzałkowskim k. Płocka (pojemność tej bazy wynosi 1,46 mln m³), Gdańsku (0,90 mln m³) i Adamowie (0,80 mln m³). Zmagazynowana w tych bazach ropa ma służyć przede wszystkim stabilizacji przepływu ropy z importu ropociągami Przyjaźń.

Poprzez spółkę zależną OLPP Sp. z o.o. PERN S.A. oferuje usługi składowania paliw przeznaczonych do bieżącego zaopatrywania stacji paliw, magazynowania zapasów i rezerw produktów ropopochodnych, dozowania do paliw biokomponentów i dodatków uszlachetniających oraz przeładunku paliw i produktów ropopochodnych. Spółka OLPP Sp. z o.o. umożliwia dostęp do pojemności magazynowych wszystkim podmiotom, które mają obowiązek tworzenia zapasów obowiązkowych⁸⁵.

Spółka OLPP Sp. z o.o. dysponuje siecią 19 baz paliw, w których magazynowana jest benzyna, olej napędowy, lekki olej opałowy, biokomponenty oraz paliwo lotnicze. Łączna pojemność magazynowa tych baz wy-

81 P. Apanowicz, *Podziemny magazyn ropy osiągnął docelową pojemność*, www.nafta.wnp.pl, 14.01.2015.

82 A. Zawisza, *Rynek pojemności magazynowych na ropę naftową i paliwa ciekłe w Polsce – perspektywy rozwoju*, „Geology, Geophysics & Environment” 2013, vol. 39, no. 3.

83 Dostosowanie to ma na celu zapewnienie od 2024 r. technicznych możliwości wytlóczenia rezerw ropy w ciągu 90 dni. Obecnie wytłoczenie tych rezerw trwa 150 dni.

84 M. Golarz, *op. cit.*

85 Część tych pojemności wykorzystuje Agencja Rezerw Materiałowych.

nosi 1,8 mln m³. Pięć największych baz, tj. baza w Koluszkach, Nowej Wsi Wielkiej, Boronowie, Rejowcu Poznańskim i Emilianowie, jest połączonych rurociągami paliwowymi z rafinerią w Płocku. Cztery bazy, zlokalizowane przy wschodniej granicy kraju, posiadają terminale do przeładunku paliw, gazu oraz innych produktów ropopochodnych z wagonów szerokotorowych na polskie. Z kolei baza paliw OLPP w Dębogórze poprzez port w Gdyni umożliwia eksport oraz import oleju napędowego z wykorzystaniem transportu morskiego⁸⁶. Grupa Lotos S.A. ma do dyspozycji własną bazę magazynowo-dystrybucyjną, która może pomieścić ok. 100 tys. m³ paliw.

Zdolności magazynowe ropy i paliw są wykorzystywane w Polsce zarówno do utrzymywania rezerw obowiązkowych, jak i państwowych. Zgodnie z ustawą o zapasach ropy i produktów naftowych z dnia 30 maja 2014 r. do utrzymywania rezerw obowiązkowych, w wielkości odpowiadającej 76-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi ropy lub paliw, z wyłączeniem gazu płynnego LPG, zobowiązani są producenci paliw i podmioty nimi handlujące⁸⁷. Obowiązek tworzenia 14-dniowych państwowych rezerw spoczywa na Agencji Rezerw Materiałowych (ARM)⁸⁸. Łączne utrzymywanie obu typów rezerw odpowiada 90 dniom średniego dziennego przywozu ropy i paliw, co zapewnia implementację do polskiego prawa dyrektywy 2009/119/UE⁸⁹. Wspomniana ustawa przewiduje, że do dnia 31 grudnia 2017 r. zakres obowiązku przedsiębiorców ma się zmniejszyć do wielkości odpowiadającej 53 dniom, z jednoczesnym przejściem pozostałej części zapasów przez ARM⁹⁰. Zakłada ona także usprawnienie funkcjonowania infrastruktury logistycznej. Począwszy od 2018 r. zapasy ropy i paliw muszą być gromadzone w sposób zapewniający ich wytlóczenie w ciągu 90 dni⁹¹.

86 www.fern.pl, 05.09.2016.

87 Ustawa o zapasach ropy, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym z dnia 16 lutego 2007 r. stanowiła, że zapasy ropy i paliw muszą odpowiadać 90-dniowemu średniemu dziennemu zużyciu.

88 M. Dolatowski, K. Czuryżkiewicz, *Obowiązkowe zapasy paliw: mniejsze obciążenie przedsiębiorców w sektorze paliwowym*, www.codozasady.pl, 3.07.2016.

89 Dyrektywa 2009/119/UE w sprawie obowiązku utrzymywania minimalnych zapasów ropy naftowej lub produktów ropopochodnych (*Directive imposing an obligation on Member States to maintain minimum stocks of crude oil and/or petroleum products*), Dz. Urz. UE L265/9 z 14.09.2009 r.

90 Dla przedsiębiorców oznacza to zmniejszenie obowiązku utrzymywania zapasów ropy i gazu o ok. 30%, co odpowiada ograniczeniu ich kosztów o ok. 60 mln zł rocznie.

91 Jedynie w przypadku ropy magazynowanej w kawernach solnych do 2024 r. ma obowiązywać 150-dniowy termin wytlóczenia.

Wprowadzone ustawą zasady utrzymywania rezerw ropy i paliw przyczynią się nie tylko do prawidłowego funkcjonowania łańcuchów dostaw tego surowca i tych paliw w Polsce, ale także do obniżenia kosztów prowadzenia działalności gospodarczej w naszym kraju, co ułatwi wejście na rynek nowym przedsiębiorstwom i wzmocni konkurencję na polskim rynku naftowym. Będą one także sprzyjać rozwojowi rynku usług magazynowania ropy i paliw w Polsce. Z usług tych mogą bowiem korzystać producenci i handlowcy, którzy są zobowiązani do utrzymywania zapasów obowiązkowych. Z usług magazynowych spółki PERN S.A. korzystają np. rafinerie polskie i niemieckie, klienci tranzytowi oraz ARW. Zasady świadczenia tych usług regulowane są oddzielnymi umowami na magazynowanie lub aneksami do umów transportowych.

2.3. Główne infrastrukturalne i instytucjonalne determinanty dostaw i wykorzystania ropy naftowej w Polsce

2.3.1. Źródła i kierunki zaopatrzenia Polski w gaz ziemny

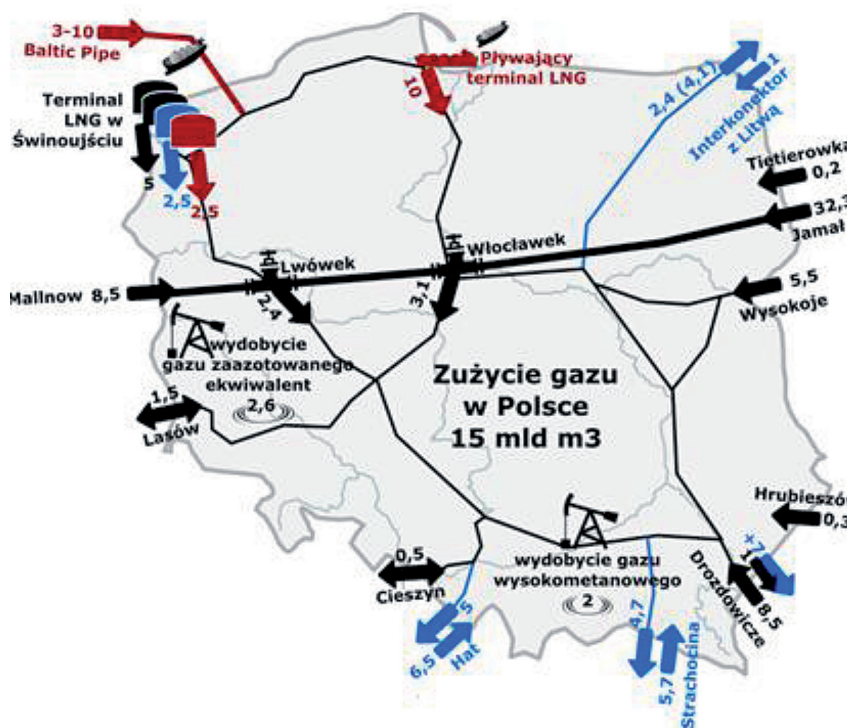
Import gazu do Polski pokrywa ok. 72% zapotrzebowania naszego kraju na ten surowiec. Głównym dostawcą gazu do Polski jest rosyjska spółka Gazprom, zaś jego największym odbiorcą spółka Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. (PGNiG S.A.), która w 2014 r. sprowadziła go w ilości 9,7 mld m³. Z kierunku wschodniego do polskiego systemu przesyłowego wpłynęło 8,1 mld m³ gazu, zaś z kierunku zachodniego 1,2 mld m³, co stanowiło odpowiednio 83,5% i 12,6% importu gazu ogółem. Zza południowej granicy do Polski przesłano 0,4 mld m³ gazu, a ilość ta odpowiadała 3,9% importu gazu ogółem. Wydobycie krajowe wyniosło 4,6 mld m³ gazu, którym pokryto ok. 32,2% krajowego zapotrzebowania na ten surowiec⁹².

Transport sprowadzonego z zagranicy gazu siecią przesyłową na terenie całego kraju w celu dostarczenia go do sieci dystrybucyjnych oraz do odbiorców końcowych podłączonych do systemu przesyłowego jest kluczowym zadaniem spółki Gaz System S.A., należącej do Skarbu Państwa. Zadanie to spółka ta pełni od dnia 13 października 2010 r. na mocy decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE), który wyznaczył ją do pełnienia funkcji operatora gazowego systemu przesyłowego do dnia 31 grudnia 2030 r. Spółka Gaz System S.A. zarządza majątkiem o wartości ok. 5 mld zł, w skład którego wchodzi elementy systemu przesyłowego, tj. prawie 10 tys. km gazociągów wysokiego ciśnienia. Ponadto, na mocy decyzji z dnia 17 listopada 2010 r., Prezes URE powierzył spółce Gaz System S.A. pełnienie funkcji niezależnego operatora polskiego odcinka gazociągu jamalskiego do 31 grudnia 2025 r.

Gaz do naszego kraju sprowadzany jest przez punkty wejścia do polskiego gazowego systemu przesyłowego (rys. 2.7, tab. 2.1). Punkty wejścia

o największej zdolności przesyłowej zlokalizowane są na granicy wschodniej. Pozwalają one na import rosyjskiego gazu z terenu Białorusi i Ukrainy. Jedynym punktem wyjścia z polskiego gazowego systemu przesyłowego jest punkt w Hermanowicach, umożliwiający przesył gazu w kierunku Ukrainy. Import gazu z kierunku zachodniego jest możliwy z wykorzystaniem punktu odbiorczego w Malnow i punktu odbiorczo-nadawczego w Lasowie. Na południowej granicy Polski czynny jest aktualnie jeden punkt odbiorczo-nadawczy.

Rozwój transgranicznej infrastruktury przesyłowej Polski koncentruje się wzdłuż osi północ-południe, co jest zgodne z założeniami strategii dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw gazu. Od niedawna w Świnoujściu eksploatowany jest terminal LNG, a do Niechorza doprowadzony ma być gazociąg, umożliwiający import gazu Norwegii. Na północnym-wschodzie Polski planowana jest budowa interkonektora, łączącego systemy gazowe Polski i Litwy, zaś w Zatoce Gdańskiej eksploatacja pływającego terminalu LNG.



Rysunek 2.7. Gazociąg jamalski i punkty odbiorcze i nadawcze polskiego systemu gazowego

Źródło: W. Krzyczkowski, B. Derski, *Rosyjski gaz popłynie z Zachodu?*, www.wysokienapiecie.pl, 31.05.2016.

Tabela 2.1. Punkty odbiorcze i nadawcze gazu w polskim systemie przesyłowym

Punkt odbioru/ nadania	Kierunek dostawy	Kraj dostawy/ odbioru	Przepustowość (mld m ³ /rok)		Rok uruchomienia/ rozbudowy
			do Polski	z Polski	
Niechorze ^(a)	północ	Norwegia	10,0	x	2020
Świnoujście LNG		dowolny	5,0/7,5/10,0*	x	2016
Gdańsk LNG		dowolny	1,5/5,0/10,0*	x	2020
Rembelszczyzna ^(b)		Litwa	1,0	2,4/4,1*	2019
Włocławek	wschód	Polska	3,1	x	1999/2005
Lwówek Wlkp.		Polska	2,4	x	1999/2006
Tietierowka		Białoruś	0,2	x	1999/2005
Kondratki		Białoruś	33,5	x	1999
Wysokoje		Białoruś	5,5	x	1999/2005
Hrubieszów		Ukraina	0,3	x	2005
Drozdowicze		Ukraina	5,7/8,5*	x	bd
Hermanowice		Ukraina	0,0/5,0*	1,5/5,0*	2012/2020
Strachocina		Słowacja	5,7	4,7	2023
Cieszyn ^(c)	południe	Czechy	0,5	0,5	2011
Kędzierzyn ^(d)		Czechy	6,5	5,0	2018
Branice		Czechy	0,0001	x	bd
Lasów	zachód	Niemcy	0,5/1,5*	1,5	2001/2012
Gubin		Niemcy	0,01	x	bd
Mallnow		Niemcy	5,5/8,5*	x	2015
Kamminke		Niemcy	0,6	x	bd

Oznaczenia:

^(a) gazociąg Baltic Pipe, ^(b) gazociąg GIPL (*Gas Interconnection Poland–Lithuania*,^(c) gazociąg Moravia (Stork I), ^(d) gazociąg Stork II,

* bieżąca moc przeladunkowa/przesyłowa terminalu/punktu odbiorczego/punktu nadawczego i moc po zakończeniu kolejnych etapów rozbudowy, x – brak możliwości przesyłu

Źródło: opracowanie własne na podstawie: *Annual Report. PGNiG 2014*, PGNiG S.A., Warszawa 2015.

Na południu Polski rozwój transgranicznej infrastruktury przesyłowej obejmuje budowę interkonektorów, łączących polski system gazowy, z systemami gazowymi Czech i Słowacji. Z deklaracji przedstawicieli polskiego rządu wynika, że budowa obu tych interkonektorów ma być skoordynowana z budową gazociągu Baltic Pipe⁹³.

93 Polski rząd obawia się, że wcześniejsze uruchomienie interkonektorów gazowych na południu spowoduje napływ do Polski rosyjskiego gazu z Czech i Słowacji, co jest

Złoża gazu konwencjonalnego w Polsce zawierają ok. 134 mld m³ surowca. Ponad połowa wydobywanego w Polsce gazu to gaz zaazotowany⁹⁴, który wydobywany jest na obszarze Niziu Polskiego. Niepełna połowa tego gazu kierowana jest do zakładu w Odolanowie, w którym stanowi on surowiec do produkcji gazu wysokometanowego. Z kolei gaz wysokometanowy pozyskiwany jest z obszaru Przedgórze Karpackiego i samych Karpat. Niewielkie znaczenie dla bilansu gazu w Polsce ma gaz pochodzący z odmetanowania kopalń węgla kamiennego⁹⁵.

Według danych Państwowego Instytutu Geologicznego pod powierzchnią Polski może się znajdować od 346 mld m³ do 768 mld m³ gazu łupkowego. W 2011 r. w Polsce ogłoszono plan rozwoju wydobycia tego gazu. Krajowe i zagraniczne firmy wykonały 70 odwiertów poszukiwawczych⁹⁶, które nie przyniosły satysfakcjonujących rezultatów. Brak tych rezultatów i niekorzystna zmiana parametrów makroekonomicznych przyczyniły się do ogłoszenia zakończenia prac poszukiwawczych w październiku 2016 r. przez polskie spółki energetyczne, tj. PGNiG S.A. i PKN Orlen S.A.⁹⁷ Niewątpliwie istotny wpływ na decyzje obu spółek miało wcześniejsze wstrzymanie prac poszukiwawczych gazu łupkowego w Polsce przez zagraniczne koncerny, posiadające duże doświadczenie w prowadzeniu tych prac⁹⁸. Z Polski wycofały się bowiem w okresie 2013–2015 takie koncerny jak: ExxonMobil, Vash Energy (z grupy San Leon Energy), Marathon Oil, Talisman Energy, Cuadrilla, ENI, Canadian International Oil, 3Legs Resources oraz Chevron⁹⁹.

sprzeczne z założeniami strategii dywersyfikacji źródeł dostaw surowca. Gaz z Federacji Rosyjskiej do Czech miałby dotrzeć gazociągiem Nord Stream II i jego niemieckimi przedłużeniami – OPAL i EUGAL, [za:] *Polska nie chce wspólnego połączenia gazowego*, www.energetyka24.com, 15.07.2016.

94 Jedynie w latach 1993–1998 wydobycie obu typów gazu było porównywalne i wynosiło 2 mld m³ rocznie dla każdego z nich.

95 W polskich kopalniach przy wydobyciu węgla kamiennego wydzielają się rocznie nawet do 1 mld m³ metanu, którego tylko ok. czwarta część trafia do instalacji odmetanowania. Część jest wykorzystywana, reszta trafia do atmosfery, wpływając negatywnie na klimat, [za:] K. Badyta, *Możliwości zagospodarowania gazu kopalnianego w Polsce dla celów energetycznych*, „Energetyka” 2008, nr 6.

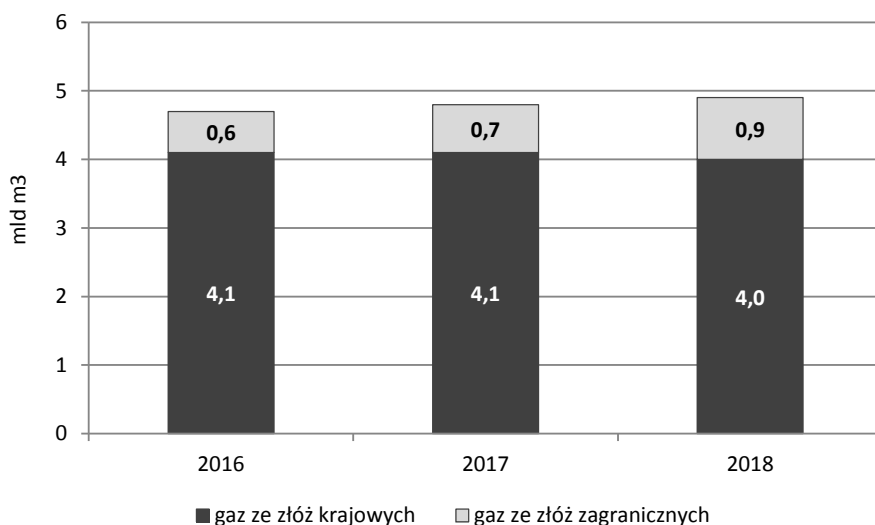
96 Spółka PGNiG S.A. wykonała 16, a spółka PKN Orlen S.A. 11 odwiertów.

97 W. Jakóbiak, *Porażka gazu łupkowego w Polsce*, www.cire.pl, 13.10.2016.

98 Tylko w okresie 2010–2014 łączna kwota wydatków poniesionych na poszukiwania gazu łupkowego w Polsce wyniosła 2,5 mld zł.

99 *Chevron zakończy poszukiwanie gazu łupkowego w Polsce*, www.cire.pl, 31.01.2015.

Spółka PGNiG S.A. prognozuje, że w 2016 r. wydobędzie 4,7 mld m³ gazu, przy czym z krajowych złóż ma pochodzić 4,1 mld m³ gazu. Pozostałą część gazu spółka PGNiG S.A. zamierza pozyskać ze złóż zagranicznych. Prognozy PGNiG S.A. wskazują na niewielki wzrost wydobycia gazu w okresie 2016–2018 (rys. 2.8). Źródłem tego wzrostu ma być wydobycie gazu ze złóż zagranicznych, głównie norweskich i pakistańskich. Łącznie spółka PGNiG Upstream International AS¹⁰⁰ ma udziały w 19 koncesjach poszukiwawczych zlokalizowanych na szelfie kontynentalnym Norwegii. Wydobycie węglowodorów prowadzi ze złóż Skarv, Morvin, Vilje i Vale, a złoża Snadd i Gina Krog znajdują się fazie zagospodarowania.



Rysunek 2.8. Wydobycie gazu przez spółkę PGNiG S.A.

Źródło: opracowanie własne na podstawie www.gk.pgnig.pl, 14.10.2016.

W 2016 r. wydobycie gazu ze złóż norweskich osiągnie poziom około 0,5 mld m³. Ze względu na wyczerpywanie się tych złóż spółka PGNiG S.A. przewiduje niewielki spadek tego wydobycia w okresie 2016–2017. Ten spadkowy trend ma zostać odwrócony w 2018 r. z chwilą oddania do eksploatacji złoża Gina Krog, a także uruchomienia wydobycia ze złoża Rizq w Pakistanie i włączenia do produkcji kolejnego otworu na złożu Rehman w tym kraju¹⁰¹.

¹⁰⁰ Spółka zależna PGNiG S.A. z siedzibą w Sandnes w Norwegii.

¹⁰¹ PGNiG prognozuje wydobycie w 4,7 mld m³ gazu ziemnego i 1.203 tys. ton ropy, www.cire.pl, 15.04.2016.

Spółka PGNiG S.A. prowadziła prace poszukiwawcze węglowodorów w Egipcie na obszarze koncesji Bahariya na podstawie umowy koncesyjnej z rządem Egiptu z dnia 17 maja 2009 r. W 2013 r. wykonano dwa otwory poszukiwawcze. W związku z brakiem przemysłowego przyływu węglowodorów otwory zlikwidowano, a koncesję wygaszono.

W lutym 2008 r. spółka Polish Oil and Gas Company – Libya B.V.¹⁰² podpisała umowę EPSA (*Exploration and Production Sharing Agreement*) z libijską firmą National Oil Corporation, pozwalającą na prowadzenie prac poszukiwawczych na koncesji Murzuq zlokalizowanej w rejonie zachodniej Libii¹⁰³. W związku z wybuchem wojny domowej w Libii, w lutym 2011 r. podjęto decyzję o ewakuacji z terenu tego kraju wszystkich zagranicznych pracowników. Decyzja o prowadzeniu dalszych prac zostanie podjęta w zależności od wyników kolejnych analiz geologicznych i ekonomicznych oraz od rozwoju sytuacji politycznej w Libii¹⁰⁴.

2.3.2. Zasadnicze czynniki warunkujące dostawy gazu do Polski z kierunku wschodniego

Import gazu z kierunku wschodniego może być realizowany przez punkty odbiorcze w Kondratkach, Tietierowce i w Wysokoje (punkty te znajdują się na granicy polsko-białoruskiej), oraz w Drozdowiczach i Hrubieszowie (oba te punkty znajdują się na granicy polsko-ukraińskiej), a także przez tzw. punkt wzajemnego połączenia (PWP), obejmujący punkty odbiorcze we Włocławku i Lwówku Wielkopolskim, zlokalizowane na gazociągu jamalskim¹⁰⁵ (rys. 2.7). Łączna przepustowość PWP wynosi 5,5 mld m³ rocznie. Taka sama przepustowość cechuje punkt odbiorczy Wysokoje (tab. 2.1) Szczególną rolę pełni punkt odbiorczy w Kondratkach. W nim rozpoczyna bowiem swój bieg na terytorium Polski gazociąg jamalski. W Kondratkach znajduje się też pierwsza na terenie Polski tłocznia tego gazociągu. Gazociągiem jamalskim przesyłany jest rosyjski gaz pochodzący ze złóż zlokalizowanych na Półwyspie Ja-

102 Spółka zależna PGNiG S.A. z siedzibą w Amsterdamie.

103 Zgodnie z szacunkowymi analizami zasoby obszaru koncesji Murzuq mogą wynosić ponad 100 mld m³ gazu ziemnego, [za:] D. Malinowski, *PGNiG wycofuje pracowników z Libii*, www.gazownictwo.wnp.pl, 22.01.2014.

104 www.pgnig.pl, 14.10.2016.

105 Odcinek polski gazociągu Jamalskiego został oddany do użytku w 1999 r. Liczy około 680 km i składa się z magistrali przesyłowej i pięciu tłoczni gazu (w Kondratkach, Zambrowie, Ciechanowie, Włocławku i Szamotułach).

mał¹⁰⁶. Maksymalna przepustowość tego gazociągu wynosi 33,5 mld m³ rocznie¹⁰⁷.

Przepustowość punktu odbiorczego zlokalizowanego w miejscowości Drodzowicze wynosi 5,7 mld m³ gazu ziemnego rocznie¹⁰⁸. Przez ten punkt do Polski dociera gaz, przesyłany gazociągami Braterstwo¹⁰⁹. Częściowo wzdłuż tego gazociągu przez Ukrainę bieżą gazociągi: orenburski (inaczej Sojuz) i jamburski (inaczej Progress), którymi gaz dostarczany jest także z pól gazowych Orenburg i Jamburg. Tym systemem gazociągów, nazywanym zbiorczo GTS (*Gas Transmission System*), jeszcze w 2005 r. przesyłano ok. 120 mld m³ gazu rocznie¹¹⁰, co w przybliżeniu odpowiadało 80% rosyjskiego eksportu tego surowca do Europy¹¹¹. Pozostałe 20% transportowane było gazociągami jamalskim przez terytorium Białorusi i naszego kraju. Gazociąg ten i gazociągi GTS tworzą równoleżnikowy układ gazociągów w regionie Europie Środkowo-Wschodniej, ugruntowujący monopolistyczną pozycję rosyjskiej spółki Gazprom w tym regionie (rys. 2.9). Drugi z punktów odbioru gazu z Ukrainy z lokalizacją w Hrubieszowie wykorzystywany jest jedynie na potrzeby rynku lokalnego. Gaz do przygranicznych gmin koło Hrubieszowa dostarcza ukraińska spółka Naftohaz.

W 2012 r. na granicy polsko-ukraińskiej w Hermanowicach uruchomiono również punkt wyjścia z polskiego systemu gazociągów. Obecnie usługa przesyłu gazu na Ukrainę jest realizowana na zasadach przerywanych, co oznacza, że może być przerwana lub ograniczona z powodu niekorzystnych warunków rozplywu gazu w polskim lub ukraińskim systemie przesyłowym. Maksymalna techniczna możliwość przesyłu gazu przez punkt nadawczy w Hermanowicach w kierunku Ukrainy, przy sprzyjających technicznie warunkach rozplywu gazu w systemach obydwu krajów, wynosi aktualnie do 1,5 mld m³ rocznie. Poprzez ten punkt, w ra-

106 Gaz przesyłany jest ze złóż Nadym Pur Taz i złóż obwodu tumieńskiego.

107 Maksymalną moc przesyłową gazociąg jamalski osiągnął w 2005 r., po ukończeniu budowy stacji kompresorowych na odcinku Torżok – granica niemiecka.

108 M. Ruszel, *Znaczenie polskiej infrastruktury gazowej na wspólnym rynku energii UE*, „Nowa Energia” 2015, nr 4.

109 Gazociąg Braterstwo (inaczej gazociąg Zachodniosyberyjski lub gazociąg Transsyberyjski lub gazociąg Urengoj–Pomary–Użhorod) o przepustowości 100 mld m³ gazu rocznie biegnie z terenów północnej Syberii przez europejską część Federacji Rosyjskiej, Ukrainę, aż do granicy ze Słowacją. Dalej rozgałęzia się na dwie nitki: jedną biegnącą do Austrii, Włoch i na Węgry oraz drugą doprowadzającą surowiec do Niemiec, Czech, Francji oraz Szwajcarii.

110 W związku z uruchomieniem gazociągu Nord Stream tranzyt gazu przez Ukrainę systematycznie spada. W 2011 r. wyniósł on 95 mld m³, w 2013 r. – 75 mld m³, a w 2015 r. – 70 mld m³.

111 T. Grzywaczewski, *Wybuchowe Braterstwo*, www.stosunki.pl, 24.06.2014.

mach dostaw rewersowych, przesyłany jest gaz zakupiony przez Ukrainę u dostawców z Europy Zachodniej, głównie u niemieckiej spółki RWE GmbH. W 2015 r. w ramach dostaw na Ukrainę przez punkt w Hermanowicach przesłano 0,1 mld m³ gazu¹¹².



Rysunek 2.9. Układ gazociągów w Europie Środkowo-Wschodniej

Źródło: M. Maciążek, *Rosja zrobi wszystko, by w Europie Środkowo-Wschodniej rządził równoleżnikowy układ gazociągów*, www.telewizjarepublika.pl, 02.12.2014.

Na granicy polsko-ukraińskiej planowana jest budowa nowego łącznika pomiędzy węzłami Hermanowice na terytorium Polski i Bliche Vo-

¹¹² Ukraina podjęta pod koniec 2014 r. działania zmierzające do zmniejszenia zależności od importu rosyjskiego gazu. Większe ilości gazu przesyłane są połączeniami ze Słowacji (przepustowość połączenia Słowacja–Ukraina wynosi 14,5 mld m³ gazu rocznie) i z Węgier (przepustowość połączenia Węgry–Ukraina wynosi 6 mld m³ gazu rocznie), [za:] T. Iwański, *Udana dywersyfikacja dostaw gazu*, Ośrodek Studiów Wschodnich, www.osw.waw.pl, 3.02.2016.

lytsia na terytorium Ukrainy. Dla prawidłowego funkcjonowania tego łącznika niezbędne jest wybudowanie tłoczni w Strachocinie, a także gazociągów Hermanowice–Strachocina, Strachocina–Pogórska Wola, Pogórska Wola–Tworzeń i Tworóg–Tworzeń. Zakłada się, że dzięki nowemu łącznikowi możliwe będzie zwiększenie zdolności eksportowych gazu z Polski na Ukrainę do ok. 5 mld m³ rocznie i do ok. 8 mld m³ rocznie w przypadku korzystnych technicznych warunków transportu gazu w systemach przesyłowych i zainteresowania odbiorców obu państw. Istotne przy tym jest, że realizacja tego łącznika pozwoli również na przesyłanie gazu z Ukrainy do Polski w podobnych ilościach¹¹³.

Integracja polskiego systemu przesyłowego z systemem ukraińskim pozwoli na transportowanie na Ukrainę gazu z terminalu LNG w Świnoujściu¹¹⁴. Umożliwi ona utworzenie korytarza transportowego wspomagającego integrację regionalnego rynku gazu państw Europy Środkowo-Wschodniej, a także wzmocnienie solidarności energetycznej pomiędzy państwami członkowskimi UE i Wspólnoty Energetycznej¹¹⁵. Dla Polski realizacja projektu połączenia z ukraińskim systemem gazowym oznacza zwiększanie zdolności eksportowych oraz utworzenie warunków do wzrostu stopnia wykorzystania przepustowości systemu przesyłowego. Dzięki projektowanemu połączeniu międzysystemowemu Polska oraz inne państwa członkowskie UE mogą uzyskać także dostęp do magazynów gazu na Ukrainie, co korzystnie wpłynie na bezpieczeństwo dostaw gazu.

Dostawy rosyjskiego gazu do Polski reguluje umowa gazowa z października 2010 r. Zasadniczym jej elementem było zwiększenie tych dostaw do 10 mld m³ gazu rocznie¹¹⁶, tj. o 2 mld m³. Dodatkowe ilości gazu miały uzupełnić jego niedobór, jaki powstał po wyeliminowaniu z handlu gazem ukraińskiej spółki RosUkrEnerg, co było bezpośrednią przyczyną tego niedoboru. Umowa była konsekwencją wojny gazowej Federacji Rosyjskiej z Ukrainą z 2009 r. Ma obowiązywać do 2022 r. W dokumencie nie ma zapisu o zakazie reeksportu rosyjskiego gazu, a zatem jego nabywca, tj.

113 GAZ-SYSTEM S.A. oraz PJSC „UKRTRNSGAZ” opracowali Studium Wykonalności dla połączenia międzysystemowego Polska–Ukraina, www.gazsystem.pl, 19.10.2015.

114 Budowa interkonektora gazowego między Polską a Ukrainą ruszy w 2017 r., www.gazownictwo.wnp.pl, 15.06.2016.

115 Wspólnota Energetyczna została ustanowiona pomiędzy UE i państwami trzecimi dla rozszerzenia unijnego wewnętrznego rynku energii na Europę Południowo-Wschodnią i inne obszary. Traktat ustanawiający Wspólnotę Energetyczną został podpisany w Atenach dnia 25.10.2005 r. Członkami Wspólnoty Energetycznej są: UE, Albania, Bośnia i Hercegowina, Macedonia, Czarnogóra, Serbia i Kosowo, Mołdawia i Ukraina.

116 Poprzednia umowa gazowa z 1993 r. obejmowała dostawy gazu w wysokości 7,5–8 mld m³ gazu rocznie.

spółka PGNiG S.A. może sprzedawać zagranicznym odbiorcom ewentualne jego nadwyżki. Strona rosyjska zobowiązała się także do udzielenia rabatu polskiemu kontrahentowi, ale dotyczył on tylko dodatkowo kupionego gazu. Ponadto spółka Gazprom zagwarantowała utrzymanie do 2019 r. przesyłu swojego gazu gazociągiem jamalskim, biegnącym przez nasz kraj. Istotnymi i niekorzystnymi elementami tej umowy była stosunkowo wysoka cena gazu oraz konieczność przestrzegania klauzuli *take or pay*, zmuszającej spółkę PGNiG S.A. do zapłacenia za gaz, nawet jeśli go nie odbierze.

Zastrzeżenia KE budził zapis umowy dotyczący operatora polskiego odcinka gazociągu jamalskiego. Obawy KE związane były z nieuwzględnieniem przepisów III pakietu energetycznego w sprawie liberalizacji rynku gazu i energii elektrycznej UE¹¹⁷. Mimo przypisania w projekcie tej umowy funkcji tego operatora spółce Gaz System S.A., KE uważała, że decydującą rolę w zarządzaniu polskim odcinkiem gazociągu jamalskiego zachowa pełniąc dotychczas tą funkcję, należąca do spółek PGNiG S.A. i Gazprom, spółka EuRoPolGaz S.A. Do podpisania nowej umowy gazowej doszło, ponieważ spółka Gaz System S.A. i EuRoPolGaz S.A. uzgodniły treść umowy operatorskiej w sprawie zarządzania tym odcinkiem tego gazociągu. Umowa ta określa obowiązki spółki Gaz System S.A. jako operatora polskiego odcinka gazociągu tranzytowego, jak również obowiązki spółki EuRoPolGaz S.A. jako właściciela tej infrastruktury¹¹⁸. Treść umowy operatorskiej pozytywnie zaopiniował URE, który badał ją pod kątem zgodności z prawem polskim i unijnym¹¹⁹.

2.3.3. Zasadnicze czynniki warunkujące dostawy gazu do Polski z kierunku południowego

Odbiór gazu z kierunku południowego jest możliwy za pośrednictwem gazociągu Moravia o przepustowości 0,5 mld m³ gazu rocznie, którym gaz dostarczany jest do Cieszyna, a także punktów odbiorczych w Branicach lub Głuchołazach, której jednak ze względu na swoją niewielką przepustowość, nie odgrywają istotnej roli. Uruchomiony we wrześniu 2011 r. gazociąg Mo-

117 Jedną z fundamentalnych, wynikających z tego pakietu, zasad dotyczących funkcjonowania wewnętrznego, jednolitego i konkurencyjnego rynku gazu UE, zwłaszcza w kontekście dostaw importowych na ten rynek, jest zasada dostępu strony trzeciej (*Third Party Access*, TPA). Wprowadza ona konieczność rozdzielenia działalności produkcyjnej i handlowej od działalności przesyłowej i dystrybucyjnej.

118 *Gaz System SA operatorem polskiego odcinka gazociągu jamalskiego*, www.gazsystem.pl, 18.11.2010.

119 A. Łakoma, *GazSystem przejmie zarządzanie Jamalem*, www.rp.pl, 10.09.2010.

rania był pierwszym interkonektorem łączącym Polskę z siecią gazową UE¹²⁰. Jednym z motywów uruchomienia tego łącznika była realna możliwość importu za jego pośrednictwem surowca np. z Norwegii¹²¹, a w przyszłości z regionu Morza Kaspijskiego. Jego istota wynikała także z możliwości uzyskania dostępu do austriackiego hubu gazowego w Baumgarten¹²². Z tych powodów spółka Gaz System S.A. zamierzała docelowo zwiększyć przepustowość interkonektora Moravia do 2,5–3 mld m³ rocznie¹²³.

Planowany dwukierunkowy interkonektor na Słowację o przepustowości 5,7 mld m³ gazu rocznie ma przebiegać przez Przełęcz Łupkowską i połączyć polski węzeł przesyłowy w Strachocinie ze słowacką stacją kompresorową w Velkych Kapuszanach¹²⁴. Umożliwi on polskim uczestnikom rynku dostęp do tzw. korytarza południowego¹²⁵, który daje możliwość pozyskiwania gazu z takich obszarów wydobywczych, jak np. region Morza Kaspijskiego oraz wschodnia część basenu Morza Śródziemnego. Z kolei dla Słowacji motywem budowy tego interkonektora jest możliwość importu gazu oferowanego na polskim rynku, szczególnie gazu sprowadzonego za pomocą terminala LNG¹²⁶. Słowacki operator sieci gazowniczej Eustream przewiduje podjęcie pierwszych prac budowlanych w 2018 r. i uruchomienie komercyjnej eksploatacji interkonektora gazowego na początku 2020 r.¹²⁷

120 Inwestycję trwającą dwa lata zrealizowały wspólnie polski operator gazociągów przesyłowych Gaz System S.A. oraz czeska spółka RWE Transgas Net.

121 Czechi w 2008 r. sprowadziły z Norwegii 28% gazu.

122 Hub w Baumgarten zlokalizowany jest na północy Austrii. Jest jednym z największych ośrodków handlu gazem w Europie. Gaz do Baumgarten doprowadzany jest przez Słowację i Ukrainę największą magistralą gazową, biegnącą z Federacji Rosyjskiej do Europy Zachodniej. Stąd gaz płynie do Austrii, Włoch, Niemiec, Szwajcarii i na Węgry. W pobliżu hubu Baumgarten zlokalizowane są największe w UE podziemne magazyny gazu.

123 M. Duszczyk, *Rurociąg do Czech połączy nas z europejską siecią*, „Gazeta Prawna”, 6.01.2010.

124 KE przyznała w październiku 2013 r. połączeniu międzysystemowemu ze Słowacją status projektu o znaczeniu wspólnotowym (*Project of Common Interest, PCI*). Dodatkowo w październiku 2014 r. połączenie to zostało przez KE zakwalifikowane do dofinansowania w ramach unijnego instrumentu finansowego „Łącząc Europę” (*Connecting Europe Facility, CEF*). Umowa z wykonawcą projektu budowlanego została podpisana dnia 16.04.2015 r., [za:] *Rozpoczynają się prace projektowe dla połączenia Polska–Słowacja*, www.cire.pl, 23.04.2015.

125 Projekt korytarza południowego ma umożliwić przesył gazu ze złóż azerskich, poprzez terytorium Gruzji, Turcji i Grecji w rejon basenu Morza Adriatyckiego. Realizacja tego projektu umożliwi dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu do Europy.

126 *Gazociąg Polska–Słowacja. Wkrótce zapadnie decyzja o budowie*, www.money.pl, 29.08.2016.

127 *Gazociąg z Polski zmniejszy zależność od rosyjskiego gazu*, www.gazownictwo.wnp.pl, 30.10.2014.

Na przełomie lat 2018 i 2019 powinien być gotowy dwukierunkowy interkonektor Stork II o zdolności przesyłowej w kierunku Polski ok. 6,5 mld m³ rocznie, łączący Kędzierzyn Koźle z czeskim granicznym punktem przesyłowym Hat. Projekt zakłada rozbudowę systemu gazowego po stronie polskiej i czeskiej¹²⁸. W przypadku części polskiej obejmuje on budowę nowych sieci gazowych o łącznej długości 237 km oraz tłoczni i stacji pomiarowej w Kędzierzynie Koźlu¹²⁹.

Budowa nowych gazociągów, w ramach wspieranego przez UE korytarza północ-południe (*North South Gas Interconnections in Central Eastern Europe*, NSI East Gas)¹³⁰ pozwoli na pełną integrację gazowej infrastruktury przesyłowej w Europie Środkowo-Wschodniej i Środkowo-Południowej (rys. 2.10). Istotnym elementem korytarza NSI East Gas jest gazociąg Moravia. Podobną rolę mają pełnić dwa kolejne interkonektory gazowe, łączące polski system gazowy z systemem gazowym Słowacji i Czech (kolejny łącznik z tym krajem)¹³¹.

Korytarz NSI East Gas ma objąć systemy gazowe państw Grupy Wyszehradzkiej oraz Chorwacji i łączące je interkonektory. W przypadku powstania stanowiłyby połączenie terminali LNG: polskiego w Świnoujściu i chorwackiego na wyspie Krk¹³². Poprzez połączenie GIPL (*Gas Interconnection Poland Lithuania*), łączące systemy gazowe Polski i Li-

128 Projekt uzyskał wsparcie finansowe w wysokości 1,5 mln euro unijnej Agencji Wykonawczej ds. Innowacyjności i Sieci (*Innovation Network Executive Agency*, INEA). W październiku 2014 r. KE przyznała projektowi połączenia Stork II status PCI, [za:] www.gazsystem.pl, 26.09.2016.

129 *Powstanie polsko-czeskiego Interkonektora II coraz bliżej*, www.ure.pl, 27.06.2014.

130 Projekt gazowego korytarza północ-południe powstał z inicjatywy państw Grupy Wyszehradzkiej. Jego celem jest stworzenie elastycznie funkcjonującej infrastruktury przesyłowej obejmującej systemy przesyłowe państw Europy Środkowo-Wschodniej, Środkowo-Południowej i państw bałtyckich. Ma stanowić magistralę przesyłową, która ma się przyczynić do wzrostu regionalnej dywersyfikacji i bezpieczeństwa dostaw gazu. Głównym ośrodkiem handlu gazem ma być austriacki hub Baumgarten.

131 N. Slobodian, N. Theisen, S. Goda, M. Karaskova, *Rynek gazu i bezpieczeństwo energetyczne w Państwach Grupy Wyszehradzkiej: Modele, wyzwania i perspektywy. Raport*, Narodowe Centrum Studiów Strategicznych, Warszawa 2016.

132 Na wyspie Krk do 2020 r. miał powstać terminal LNG o zdolności regazyfikacyjnej od 3 mld m³ do 4 mld m³ gazu rocznie. W marcu 2016 r. chorwacki rząd postanowił zmienić koncepcję rozwoju sektora LNG, podejmując decyzję o realizacji projektu pływającego terminala LNG (*Floating Storage Regasification Unit*, FSRU). Inwestycja powinna zakończyć się w 2018 r. Jej koszt jest szacowany na 100 mln euro. Do 2024 r. pływający terminal LNG ma odbierać 5 mld m³ gazu rocznie, [za:] *Chorwacki terminal LNG może w 2018 r.*, www.defence24.pl, 6.06.2016.

twy, do korytarza NSI East Gas mogłyby dołączyć państwa bałtyckie¹³³. Jeśli uczestnikiem tego systemu połączeń gazowych stałyby się Ukraina¹³⁴, to korytarzem tym objęte zostałyby rynki państw o łącznym zapotrzebowaniu na gaz sięgającym 70 mld m³ gazu rocznie¹³⁵. Dzięki uruchomieniu korytarza NSI East Gas może dojść do integracji rynków gazu państw Europy Środkowo-Wschodniej i Środkowo-Południowej w jednolity rynek gazu UE, a także do dywersyfikacji źródeł i zapewnienia stabilności dostaw gazu zainteresowanym państwom¹³⁶.



Rysunek 2.10. Przebieg korytarza gazowego północ-południe

Źródło: P. Turowski, *Gaz łupkowy w Polsce – szanse, wyzwania, zagrożenia*, „Bezpieczeństwo Narodowe” 2012, nr 21.

133 Dzięki uruchomieniu gazociągu Kłajpeda–Kurszany w październiku 2015 r. możliwy stał się przesył gazu z litewskiego terminala LNG na Łotwę i do Estonii, [za:] *Łotwa i Estonia podłączone do litewskiego terminalu LNG*, www.cire.pl, 2.10.2015.

134 Ukraina dysponuje największymi w Europie podziemnymi magazynami gazu. Ich pojemność wynosi ok. 31 mld m³.

135 W. Jakóbk, *Hub gazowy Polska. Jak wyrwać region z rąk Niemiec i Rosji*, www.biznesalert.pl, 17.05.2016.

136 www.gaz-system.pl, 24.09.2016.

Uruchomienie korytarza NSI East Gas może doprowadzić do geopolitycznego przełomu w całym regionie, który w dłuższej perspektywie miałby polegać na budowie regionalnego jednolitego rynku gazu, niewrażliwego na „nadużycia” rosyjskiej polityki¹³⁷. Obecnie bowiem w państwach Europy Środkowo-Wschodniej, w tym w Polsce, nie ma możliwości prowadzenia transgranicznego handlu gazem na dużą skalę, ponieważ główne gazociągi biegną ze wschodu na zachód i nie ma połączeń między nimi. Korytarz NSI East Gas maksymalnie wykorzysta istniejące sieci gazowe państw, przez które przebiega, ale wymaga budowy kilku interkonektorów, łączących te sieci oraz ujednoczenia regulacji rynkowych tych państw¹³⁸. Polski system przesyłowy jest już połączony z systemem czeskim interkonektorem Stork I. W 2018 r. ma być gotowy interkonektor Stork II, w 2019 r. transgraniczne z Litwą, a w 2023 r. ze Słowacją (tab. 2.1). Gotowe są już połączenia Węgier z Rumunią¹³⁹ i Chorwacją¹⁴⁰. W 2015 r. otwarte zostało transgraniczne połączenie gazowe Vecsé–Veké Zlievce między Węgrami i Słowacją¹⁴¹.

W celu uruchomienia polskiego odcinka korytarza NSI East Gas kluczowa jest budowa gazociągów Lwówek–Odolanów i Hermanowice–Strachocina¹⁴², a także rozbudowa gazociągów Tworzeń–Podgórska Wola i Podgórska Wola–Strachocina. Aby uruchomić ten odcinek spółka Gaz System S.A. planuje wybudować w latach 2015–2023 łącznie ok. 2 000 km nowych gazociągów w zachodniej, południowej i wschodniej części Pol-

137 A. M. Boromisa, F. Černochoch, J. Ćwiek-Karpowicz, A. Deák, A. Gawlikowska-Fyk, D. Kałan, A. O. Nuțu, J. Osička, K. Takáč, *North-South Gaz Corridor. Geopolitical Breakthrough in Central Europe*, The Polish Institute of International Affairs, Warsaw 2013.

138 *Gazowy korytarz Północ–Południe może być geopolitycznym przełomem*, www.cire.pl, 5.12.2013.

139 Połączenie gazowe Arad–Szeghed między Rumunią i Węgrami zostało uruchomione w 2010 r. Jego przepustowość wynosi 1,75 mld m³ gazu rocznie w kierunku Rumunii. Docelowo ma ona wzrosnąć do 4,4 mld m³ gazu rocznie z możliwością przesyłu gazu w obu kierunkach, za: M. Bocian, *Konektory gazowe i terminale LNG priorytetem państw Europy Środkowo-Wschodniej i Bałkanów*, www.osw.waw.pl, 20.10.2010.

140 Połączenie gazowe Városföld–Slobodnica między Węgrami i Chorwacją zostało uruchomione w 2011 r. Jego przepustowość wynosi 6,5 mld m³ gazu rocznie w obu kierunkach, [za:] *Uruchomiono chorwacko-węgierski łącznik gazowy*, www.osw.waw.pl, 11.08.2011.

141 Przepustowość tego połączenia w kierunku południowym wynosi 4,5 mld m³ gazu rocznie, zaś w kierunku północnym 1,5 m³ gazu rocznie, [za:] *Rusza słowacko-węgierskie połączenie gazowe*, www.defence24.pl, 3.07.2015.

142 *Jest zgoda na nowe gazociągi korytarza Północ–Południe*, www.biznesalert.pl, 12.01.2016.

ski. Tylko do 2018 r. na budowę tych gazociągów spółka zamierza przeznaczyć 7,1 mld zł¹⁴³.

Dywersyfikacja źródeł gazu przesyłanego korytarzem NSI East Gas, a przez to jego potencjał, może wzrosnąć dzięki włączeniu do projektu jego budowy Rumunii¹⁴⁴. Kraj ten ma bowiem stosunkowo dobrze rozwiniętą sieć tranzytową, której rola może znacznie wzrosnąć w rezultacie realizacji projektu AGRI (*Azerbaijan–Georgia–Romanian Interconnector*). Projekt ten, o planowanej przepustowości 7 mld m³ gazu rocznie, komplementarny z południowym korytarzem gazowym, pozwoli bowiem na przesył azerskiego gazu na rynki państw Europy Środkowo-Wschodniej, w tym na rynek Polski¹⁴⁵.

Na razie nie przewiduje się przesyłu azerskiego gazu do państw Europy Środkowo-Wschodniej z wykorzystaniem południowego korytarza gazowego, chociaż taka możliwość jest realna w przypadku realizacji projektów gazociągów Eastring lub IAP (*Ionian Adriatic Pipeline*). Gazociąg Eastring o przepustowości do 20 mld m³ gazu rocznie mógłby bowiem połączyć Grecję, przez Bułgarię i Węgry, ze Słowacją. Pozwoliliby on na przesył do Słowacji gazu azerskiego, dostarczanego do Grecji gazociągiem TAP¹⁴⁶. Mógłby on jednak także posłużyć do przesyłania rosyjskiego gazu, dostarczonego do granic Grecji planowanym gazociągiem Turkish Stream¹⁴⁷. Azerski gaz dostarczany gazociągiem TAP mógłby być też odbierany z Albanii gazociągiem

143 Do 2023 roku w Polsce wybudowane zostanie 2000 km gazociągów przesyłowych, „Puls Biznesu”, 28.10.2014.

144 Nowa inwestycja gazowa zintegruje Rumunię z Wyszehradem, www.space.pl, 15.02.2016.

145 Projekt AGRI przewiduje, że gaz ze złóż w Azerbejdżanie będzie najpierw transportowany do wybrzeża Morza Czarnego w Gruzji, gdzie planowana jest budowa instalacji do jego skraplania, a następnie wysyłany drogą morską do Rumunii. Po regazyfikacji, dzięki interkonektorowi Arad–Szeghed surowiec będzie tłoczony na rynki państw Europy Środkowo-Wschodniej, [za:] *Nowa inwestycja gazowa zintegruje... AGRI mógłby być zasilany także gazem irańskim*, [za:] P. Maciążek, *Irański gaz dotrze do Wyszehradu przez Polskę i Rumunię?*, www.energetyka24.pl, 11.02.2016.

146 Przez Grecję będzie przebiegał gazociąg TAP, który jest wschodnim odcinkiem południowego korytarza gazowego. Budowę gazociągu TAP rozpoczęto w maju 2016 r., [za:] *Rusza budowa gazociągu transadriatyckiego. To osłabi wpływy Rosji*, www.cire.pl, 18.05.2016.

147 Gazociąg Turecki Potok (*Turkish Stream*, TS) o planowej przepustowości 63 mld m³ gazu rocznie ma przebiegać po dnie Morza Czarnego z Federacji Rosyjskiej do Turcji i dalej w stronę Grecji, na granicy z którą ma zostać zbudowany hub dla dostaw gazu do Europy. Gazociąg TS o tej samej przepustowości ma zastąpić gazociąg południowy (*South Stream*), który miał biec po dnie Morza Czarnego do Bułgarii, a następnie jedną nitką do Serbii, Węgier, Słowenii i Austrii, a drugą do Grecji i Włoch. Jego budowa została wstrzymana w 2014 r. ze względu na zastrzeżenia KE dotyczą-

IAP o przepustowości 5 mld m³ gazu rocznie, którego planowana trasa ma przebiegać przez Czarnogórę i Bośnię i Hercegowinę i kończyć się w Chorwacji¹⁴⁸.

2.3.4. Zasadnicze czynniki warunkujące dostawy gazu do Polski z kierunku zachodniego

Od zachodu system gazowy naszego kraju może być zasilany z Niemiec przez punkt odbiorczo-nadawczy w Lasowie, punkt odbiorczy w Gubinie¹⁴⁹ oraz poprzez rewersowe i fizyczne dostawy z wykorzystaniem gazociągu jamalskiego i punktu odbiorczego w Mallnow. Na północy zachodniej granicy Polski – w Kamminke, zlokalizowany jest punkt odbiorczy o przepustowości 0,6 mld m³ gazu rocznie.

Interkonektor w Lasowie powstał w 2001 r. Początkowo za jego pomocą można było przesyłać z Niemiec do Polski ok. 0,5 mld m³ gazu rocznie. W 2012 r. przepustowość tego interkonektora została zwiększona do ok. 1,5 mld m³ gazu rocznie¹⁵⁰. Jego budowa była elementem szerszego programu rozbudowy systemu przesyłowego gazu ziemnego na Dolnym Śląsku w rejonie Lasowa. W ramach tego programu m.in. uruchomiono gazociągi Jeleniów–Dziwiszów, Jeleniów–Tłocznia Jeleniów i Taczalin–Radakowice–Gałów oraz zmodernizowano gazociąg Dziwiszów–Taczalin¹⁵¹. Interkonektor w Lasowie jest wykorzystywany przez spółkę PGNiG S.A. do importu gazu do Polski, co wynika z 10-letniego kontraktu zawartego z niemiecką spółką Verbundnetz AG, który wygasa w 2016 r. W związku ze spodziewanym w 2018 r. eksportem gazu łupkowego do Niemiec, w 2012 r. rozważane było uruchomienie fizycznego rewersu (przesyłania zwrotnego) w Lasowie¹⁵².

W listopadzie 2011 r. uczestnikom rynku gazu w Polsce udostępniona została usługa tzw. wirtualnego rewersu¹⁵³ na gazociągu jamalskim. Usłu-

ce ustalonych zasad jego eksploatacji, które, zdaniem KE, były sprzeczne z regulacjami III pakietu energetycznego UE.

148 *Chorwacja i Czarnogóra chcą budowy gazociągu IAP*, www.rp.pl, 18.10.2013.

149 Punkt odbiorczy w Gubinie ma znaczenie lokalne.

150 *Analizujemy budowę nowego interkonektora z Niemcami*, www.rp.pl, 28.02.2012.

151 *Od jutra będziemy mogli sprawdzać więcej gazu z Niemiec*, www.cire.pl, 18.01.2012.

152 *Gaz-System przygotowuje się do rozbudowy interkonektorów*, www.cire.pl, 28.08.2012.

153 Usługa tzw. wirtualnego rewersu oznacza możliwość nabycia gazu u kontrahenta na zachodzie Europy i jego bezpośredni odbiór z gazociągu jamalskiego, tj. za wschodniej granicy.

ga ta, którą oferowała spółka Gaz-System S.A.¹⁵⁴, pozwalała na sprowadzenie do Polski poprzez gazociąg jamalski dodatkowo do ok. 2,3 mld m³ gazu rocznie. Od kwietnia 2014 r. możliwy jest także rewers fizyczny, który pozwala na przesył gazu z Niemiec do Polski w sytuacji, gdy gazociągiem jamalskim nie jest przesyłany gaz z kierunku wschodniego. W ten sposób możliwość importu gazu z kierunku zachodniego wzrosła o ok. 3,3 mld m³ gazu rocznie, co oznacza, że z Niemiec można sprowadzać do Polski na zasadach ciągłych ok. 5,5 mld m³ gazu rocznie i ok. 8,1 mld m³ gazu rocznie na zasadach przerywanych¹⁵⁵. Uruchomienie rewersu fizycznego wymagało rozbudowy stacji pomiarowej Mallnow, która zapewniła techniczną możliwość przesyłu gazu ziemnego gazociągiem jamalskim z Niemiec do Polski¹⁵⁶.

Fizyczny rewers na gazociągu jamalskim jest istotny dla bezpieczeństwa energetycznego Polski. Możliwość przesyłu gazu z kierunku zachodniego ogranicza bowiem ryzyko wystąpienia jego niedoboru w naszym kraju, np. w przypadku awarii systemu gazowego w Federacji Rosyjskiej lub wstrzymania lub zmniejszenia dostaw gazu przez ten kraj. Jeszcze w 2011 r. techniczne możliwości polskiego systemu gazowego zapewniały z kierunku zachodniego przesył gazu, umożliwiając pokrycie ok. 9% importu ogółem tego surowca. Dzięki rozbudowie interkonektora w Lasowie, budowie połączenia z Czechami w Cieszynie oraz uruchomieniu tzw. wirtualnego rewersu na gazociągu jamalskim, poziom ten wzrósł do ok. 45%, a po umożliwieniu przesyłu gazu w ramach rewersu fizycznego na zasadach ciągłych osiągnął ok. 80%. Rozpoczęcie eksploatacji terminala LNG w Świnoujściu i możliwość sprowadzenia do Polski dodatkowych 5 mld m³ gazu rocznie uniezależniło teoretycznie nasz kraj od importu gazu z kierunku wschodniego¹⁵⁷.

Dostawy gazu z kierunku zachodniego w ramach rewersu fizycznego na gazociągu jamalskim stanowią także istotny impuls dla rozwoju rynku gazu w Polsce. Głównym powodem dotychczasowego powolnego rozwoju tego rynku był bowiem brak możliwości przesyłania do Polski dużych ilości gazu z innych niż wschodni kierunków. Dzięki fizycznemu re-

154 Od 2010 r. spółka Gaz-System S.A. pełni funkcję operatora polskiego odcinka gazociągu jamalskiego.

155 Usługa przesyłu gazu na zasadach przerywanych oznacza, że operator systemu przesyłowego może w każdej chwili przestać ją realizować, jeśli bieżące uwarunkowania techniczne pracy tego systemu nie pozwolą na bezpieczny przesył gazu.

156 Spółki Gaz-System S.A. i Gascade Gastransport GmbH, tj. operatorzy gazowych systemów przesyłowych w Polsce i w Niemczech, podpisały umowę dotyczącą tej rozbudowy w listopadzie 2012 r.

157 W praktyce tylko terminal LNG w Świnoujściu zapewnia dostawy gazu źródła innych niż rosyjskie. W przyszłości taką rolę może także pełnić gazociąg Baltic Pipe.

wersowi odbiorcy z Polski mogą nabyć gaz u kontrahentów w Europie Zachodniej i przesłać go do kraju. Efektem uruchomienia tego rewersu może być większa elastyczność cenowa i możliwość płynnego reagowania na zmiany zachodzące na rynkach gazowych innych państw¹⁵⁸.

Jednak niemieckie gazociągi nie mogą być gwarantem bezpiecznych dostaw gazu z kierunku zachodniego, gdyby Federacja Rosyjska wstrzymała bezpośrednie dostawy z kierunku wschodniego¹⁵⁹. Zagrożeniem dla rewersowych dostaw gazu gazociągiem jamalskim z Niemiec do Polski są wytyczne wynikające z instrukcji przesyłowej dla operatorów tych gazociągów, w myśl których w przypadku wystąpienia w Polsce kryzysu gazowego mają oni w pierwszej kolejności kierować gaz nimi płynący do magazynów. Oddany w 2011 r. do użytku gazociąg północny (Nord Stream I)¹⁶⁰ dał Federacji Rosyjskiej możliwość ograniczenia lub wyłączenia dostaw gazu do Polski i na Ukrainę bez uszczerbku dla odbiorców w Niemczech i innych państwach Europy Zachodniej (rys. 2.11). Gaz dostarczony gazociągiem Nord Stream I do Niemiec wprowadzany jest do niemieckiej sieci gazowej gazociągami OPAL (*Ostsee-Pipeline-Anbindungs-Leitung*)¹⁶¹ i NEL (*Nordeuropäische Erdgasleitung*)¹⁶². W przypadku kryzysu gazowe-

158 D. Malinowski, *Fundamentalna zmiana na rynku gazu – fizyczny rewers na Jamale*, www.wnp.pl, 5.02.2012.

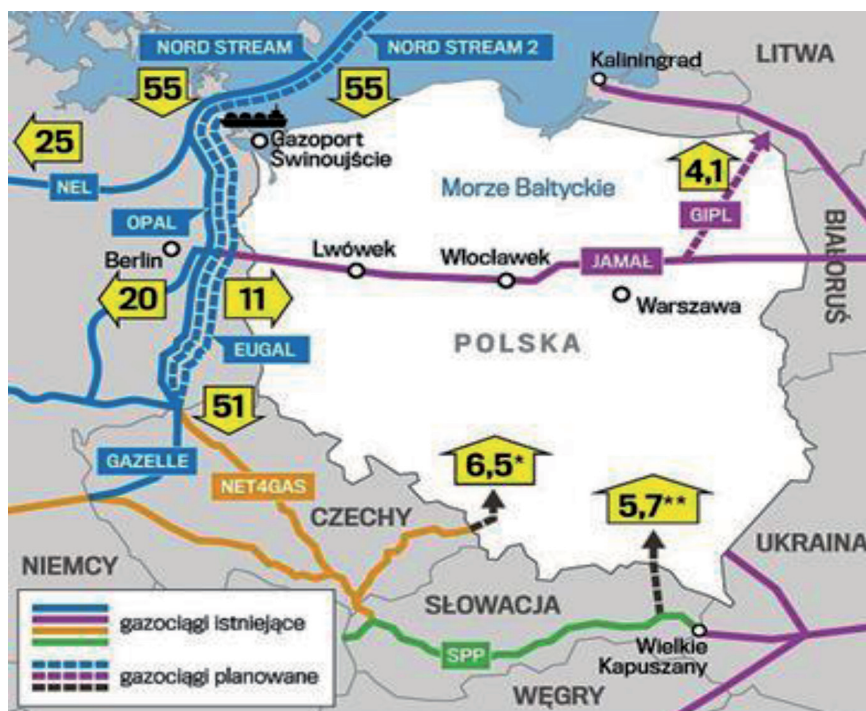
159 W. Jakóbk, *Dlaczego Polsce przeszkadza tani gaz z Rosji*, www.forsal.pl, 6.02.2016.

160 Gazociąg Nord Stream I przebiega z miejscowości Babajewo w rosyjskim obwodzie wołogodzkiem do brzegu Morza Bałtyckiego w Wyborgu, a następnie dnem Morza Bałtyckiego do Lubmina koło Greifswaldu w Niemczech. Gazociąg został wybudowany przez konsorcjum, w którym spółka Gazprom posiadała 51% udziałów. Niemieckie spółki E.ON-Ruhrigas i BASF-Wintershall miały po 15,5% udziałów, a holenderska spółka Gasunie i francuski GdF (od kwietnia 2015 r. Engie) po 9%. Jedynie oba odcinki końcowe tego gazociągu przebiegają przez wody terytorialne Federacji Rosyjskiej i Niemiec, zaś pozostała, przeważająca jego część, przebiega przez strefy ekonomiczne Szwecji, Finlandii i Danii. W listopadzie 2011 r. oddano do użytku pierwszą nitkę o przepustowości 27 mld m³ gazu rocznie. Po uruchomieniu w grudniu 2012 r. drugiej nitki łączna przepustowość gazociągu Nord Stream I wzrosła do 55 mld m³ gazu rocznie. Źródłem gazu dla gazociągu Nord Stream I jest złożo Južno-Russkoje na Syberii Zachodniej.

161 Gazociąg OPAL jest wschodnią odnogą gazociągu Nord Stream I. Jest wspólnym projektem dwóch niemieckich koncernów: Wingas (koncern ten posiada 80% w projekcie) i E.ON Ruhrgas (20% udziałów). Oddano go do użytku w lipcu 2011 r. Gazociąg biegnie wzdłuż granicy z Polską do granicy z Czechami, gdzie łączy się, poprzez gazociąg GAZELLE, z systemem przesyłowym Czech i dalej, poprzez gazociąg MEGAL, z systemem przesyłowym Francji.

162 Gazociąg NEL jest zachodnią odnogą gazociągu Nord Stream I. Oddano go do użytku w październiku 2013 r. Gazociąg biegnie przez północne Niemcy od miejscowości Lubmin, gdzie łączy się z gazociągami Nord Stream I oraz OPAL, aż do miejscowości Rehden. Zaopatruje on w paliwo gazowe całe północne Niemcy na poziomie ok. 25 mld m³ rocznie.

go w Polsce i zwiększonego zainteresowania przesyłem gazu gazociągiem JAGAL, który bezpośrednio łączy się z gazociągiem jamalskim i włącza do niego gaz na potrzeby dostaw rewersowych do naszego kraju, priorytetem operatora gazociągu JAGAL, zgodnie ze wspomnianą instrukcją przesyłową, będzie napełnienie magazynu Katharina w Peissen (Saksonia)¹⁶³.



Oznaczenia:

* z możliwością zwiększenia do 10 mld³ gazu rocznie,

** z możliwością zwiększenia do 9,5 mld³ gazu rocznie.

Rysunek 2.11. Uwarunkowania przesyłu rosyjskiego gazu do Polski z kierunku zachodniego
Źródło: A. Kublik, *Plan Gazpromu: uzależnić Europę Środkową od jego gazu*, www.wyborcza.pl, 01.10.2016.

W 2017 r. moc zatłaczania gazu do tego magazynu wyniesie 26 mln m³ gazu dziennie. Tymczasem przepustowość rewersu fizycznego z Niemiec do Polski wynosi niespełna 15 mln m³ gazu dziennie. Oznacza to, że w przypadku napełniania magazynu Katharina zostałyby zablokowa-

¹⁶³ Magazyn gazu Kahtarina ma pojemność 110 mln m³. Do 2024 r. wzrośnie ona do 600 mln m³. Magazyn jest połączony z gazociągiem JAGAL.

na możliwość sprowadzania gazu z Niemiec do Polski gazociągiem jamalskim¹⁶⁴. W konsekwencji fizyczny rewers przestałby zapewniać Polsce przesył gazu na zasadach ciągłych, funkcjonując na zasadach przerywanych, nie gwarantując tym samym bezpieczeństwa jego dostaw¹⁶⁵.

Możliwość wstrzymania rewersowego przesyłu gazu z Niemiec do Polski staje się bardziej realna wobec struktury własnościowej elementów niemieckiej infrastruktury przesyłowej, zaangażowanej w realizację tego przesyłu. Spółka Gazprom posiada bowiem 10,5% akcji w spółce Verbundnetz Gaz AG, która jest właścicielem połowy udziałów magazynu Katharina. Druga połowa udziałów tego obiektu należy zaś do spółki Gazprom Germania GmbH, spółki zależnej Gazpromu. Operatorem gazociągu JAGAL, łączącego ten obiekt z gazociągiem jamalskim, jest spółka Gascade Gastransport GmbH, w której 49,98% udziałów posiada spółka Gazprom¹⁶⁶, a pozostała ich część należy do niemieckiej spółki BASF, uczestnika konsorcjum Nord Stream. Spółka Gascade Gastransport GmbH jest także operatorem gazociągów OPAL i NEL, a także samego gazociągu Nord Stream¹⁶⁷.

2.3.5. Zasadnicze czynniki warunkujące dostawy gazu do Polski z kierunku północnego

Z kierunku północnego Polska sprowadza gaz poprzez terminal LNG w Świnoujściu. Terminal ten wkomponowuje się w koncepcję tzw. bramy północnej, która w pierwszym i preferowanym wariantcie obejmuje także budowę gazociągu transgranicznego Baltic Pipe w kierunku Danii. Drugi wariant tej koncepcji zakłada wsparcie pracy tego terminala przez uruchomienie pływającego terminala LNG w Zatoce Gdańskiej. Realizacja koncepcji bramy północnej zapewni realną dywersyfikację dostaw gazu do Polski, ponieważ dotyczyć ona będzie nie tylko kierunków, a także źródeł tych dostaw. Zróżnicowane kierunki dostaw i zróżnicowani do-

164 Próbkę takiego scenariusza Polska doświadczyła dnia 14.07.2015 r. Doszło wówczas do technicznej przerwy w dostawach przez rewers niemiecki. Trwała ona wprawdzie tylko 6 godzin, ale wystąpiła w czasie zaplanowanej na 11–20.07.2015 r. przerwy technicznej w funkcjonowaniu gazociągu Nord Stream.

165 W. Jakóbiak, *Powrót Katarzyny Wielkiej. Polski plan dywersyfikacji dostaw gazu zagrożony*, www.biznesalert.pl, 9.10.2015.

166 Właścicielem tych udziałów spółka Gazprom stała się w 2015 r. po przejęciu spółki Wingas GmbH. Dzięki temu przejęciu spółka Gazprom stała się także właścicielem 49,98% udziałów spółki Astora GmbH, pełniącej rolę operatora magazynów gazu w Niemczech.

167 W. Jakóbiak, *Powrót Katarzyny Wielkiej...*

stawcy pozwolą na realny rozwój rynku gazu w Polsce, który dotychczas funkcjonował jako element przesyłu rosyjskiego surowca ze wschodu na zachód¹⁶⁸. Dywersyfikacji szlaków przesyłu gazu ma służyć projekt budowy gazociągu transgranicznego łączącego Polskę z Litwą.

Terminal LNG w Świnoujściu to jedna z największych polskich inwestycji energetycznych ostatnich lat, uznana przez rząd polski za strategiczną dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. Jest też jedną ze znaczących instalacji regazyfikacyjnych w Europie i największą w basenie Morza Bałtyckiego. Komercyjną eksploatację polskiego terminalu LNG rozpoczęto w maju 2016 r. Może on przyjmować 5 mld m³ gazu rocznie, a po wybudowaniu kolejnych zbiorników 7,5 mld m³, a nawet 10 mld m³ gazu rocznie. Dla bezpieczeństwa energetycznego kraju istotne przy tym jest, że dostawy gazu mogą być realizowane z dowolnego źródła¹⁶⁹. Aktualnie jedynym klientem świnoujskiego terminalu jest spółka PGNiG S.A., która, na mocy umowy zawartej w 2009 r. z dostawcą Quatargaz, będzie do 2035 r. sprowadzała z Kataru 1,5 mld m³ gazu rocznie¹⁷⁰. Oprócz zwiększenia zdolności regazyfikacyjnej rozbudowa terminalu będzie zmierzała w kierunku stworzenia możliwości przeładunku gazu LNG na cysterny samochodowe lub mniejsze jednostki pływające oraz o tzw. bunkrowanie (załadowywanie) statków paliwem LNG.

Zmiany na światowym rynku LNG, obejmujące dynamicznie rosnące możliwości eksportu gazu LNG oraz spadek zapotrzebowania na gaz (w tym LNG) w Azji zwiększają znaczenie Europy, jako rynku zbytu¹⁷¹. Zmiany te stwarzają możliwość realizacji dostaw stosunkowo taniego gazu LNG dla europejskich odbiorców. Możliwość ta dotyczy także państw Europy Środkowo-Wschodniej, w tym Polski oraz państw Europy Środkowo-Południowej, które w większości związane są długoterminowymi kontraktami na dostawy gazu i dążą do ich uelastycznienia i uzupełnienia zakupami na giełdach¹⁷². Zwiększenie dostaw gazu LNG do europejskich terminali LNG sprzyja realizacji celów polityki energetycznej UE, w tym dywersyfikacji źródeł dostaw gazu, co wynika z założeń Unii Energetycznej z lutego 2015 r. i unijnej Strategii dotyczącej skroplonego

168 *Gazowa kontroferta dla regionu*, www.cire.pl, 7.09.2016.

169 W 2013 r. do największych eksporterów gazu LNG należały następujące państwa: Katar, Malezja, Australia, Indonezja, Trynidad i Tobago, Australia, Algieria i Federacja Rosyjska. Do 2020 r. znacznemu wzmocnieniu ulegnie pozycja Australii, a do ścisłej czołówki eksporterów tego gazu dołączą USA, a także Kanada i Angola.

170 *Rozwiązania zachęcające do korzystania z terminalu LNG*, www.rp.pl, 14.09.2015.

171 W Chinach w 2015 r. po raz pierwszy spadł import gazu LNG. W związku z reaktywacją energetyki jądrowej przewiduje się spadek zapotrzebowania na gaz w Japonii.

172 A. Łoskot-Strachota, *LNG on the European gas market*, www.osw.waw.pl, 28.04.2016.

gazu ziemnego i magazynowania gazu, której założenia KE przedstawiła w dokumencie COM(2016) 49 final¹⁷³.

W Strategii tej KE uznaje bowiem za priorytet stworzenie w UE atrakcyjnego rynku gazu LNG. Wskazuje jednocześnie, że potencjał, jaki się wiąże z dynamicznym wzrostem światowego rynku gazu LNG nie jest przez UE w pełni wykorzystywany. Zdaniem KE działania na rzecz zwiększenia efektywności wykorzystania tego potencjału powinny zmierzać w kierunku zapewnienia infrastruktury, pozwalającej państwom członkowskim UE na uzyskanie bezpośredniego lub pośredniego dostępu do gazu LNG. Działania te powinny być także ukierunkowane na dokończenie budowy wewnętrznego jednolitego rynku gazu UE oraz usuwanie barier w handlu gazem LNG i promowanie tworzenia wolnego i transparentnego globalnego rynku tego gazu¹⁷⁴.

W 2014 r. za pośrednictwem zlokalizowanych w UE terminali sprowadzono ok. 45 mld m³ gazu, podczas gdy ich zdolności regazyfikacyjne wynosiły 197 mld m³ gazu rocznie¹⁷⁵. Oznacza to, że zdolności te wykorzystywane zostały zaledwie w niespełną jedną czwartą. Jedną ze wskazywanych przez KE przyczyn tego stanu są „wąskie gardła” systemu gazowego UE, czyli brak gazociągów, zdolnych przesłać gaz z terminali na zachodzie i południu Europy do państw Europy Środkowo-Wschodniej, w tym do Polski. Największym problemem są ograniczenia sieci gazowej między Hiszpanią i Francją oraz w samej Francji, głównie na osi południe–północ¹⁷⁶. W efekcie niektóre państwa członkowskie UE nie mają dostępu do gazu LNG, co ogranicza możliwości wyboru dostawcy. Dla państw Europy Środkowo-Wschodniej i Środkowo-Południowej dostęp

173 *Communication on an EU Strategy for Liquefied Natural Gas and Gas Storage*, COM(2016) 49 final. *Strategia dotycząca skroplonego gazu ziemnego i magazynowania gazu* jest jednym z elementów pakietu rozwiązań dotyczącego bezpieczeństwa energetycznego, który KE przedstawiła dnia 16.02.2016 r. W skład tego pakietu weszły także m.in.: Rozporządzenie COM(2016) 52 final, *dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego* i Decyzja COM(2016) 53 w sprawie ustanowienia mechanizmu wymiany informacji w odniesieniu do umów międzyrządowych i instrumentów niewiążących w dziedzinie energii między państwami członkowskimi a państwami trzecimi.

174 W. Krzyżkowski, *Unia Europejska ma być atrakcyjnym rynkiem LNG*, www.wysokienapiecie.pl, 15.02.2016.

175 W. Krzyżkowski, *UE buduje strategię gazową*, www.wysokienapiecie.pl, 28.07.2015.

176 Ten problem ma szansę zostać w najbliższych latach co najmniej ograniczony, bo na listę PCI wpisano realizację koniecznych inwestycji we Francji oraz budowę kluczowego interkonektora Midcat – z Hiszpanii przez wschodnie Pireneje.

ten stanie się możliwy, jeśli skorzystają one z terminala LNG w Świnoujściu lub na wyspie Krk oraz korytarza NSI East Gas¹⁷⁷.

Mimo problemów z siecią gazową import gazu LNG do Europy wzrósł w 2015 r. do ponad 48 mld m³ gazu¹⁷⁸, a prognozy Międzynarodowej Agencji Energii (*International Energy Agency, IEA*) wskazują, że w 2020 r. osiągnie on ok. 90 mld m³ rocznie, co zaspokajałoby 18,2% importu gazu ogółem (w 2014 r. dostawy LNG stanowiły 8,4% importu gazu ogółem Europy)¹⁷⁹. Z danych KE wynika, że łączne europejskie zdolności do importu gazu LNG są na tyle duże, że mogą pokryć 43% całkowitego popytu na to paliwo¹⁸⁰. W 2015 r. światowa produkcja gazu LNG przekroczyła 250 mln ton, co odpowiada 333 mld m³ gazu¹⁸¹. Zdaniem agencji Fitch w ciągu najbliższych pięciu lat w USA, Katarze i Australii rozpoczyna prace terminale LNG o łącznej przepustowości 188 mld m³ gazu rocznie¹⁸². Szczególnie wysoka dynamika wzrostu zdolności eksportowych gazu LNG cechuje Australię, które w 2020 r., tj. po ukończeniu budowy terminala Gorgon, sięgną 115 mld m³ gazu rocznie¹⁸³.

Można sądzić, że budowa połączeń gazowych, w tym transgranicznych i w konsekwencji likwidacja „wąskich gardeł” europejskiego systemu gazowego pozwoli na szersze wykorzystanie gazu LNG przez państwa członkowskie UE. Istotnym czynnikiem sprzyjającym wzrostowi zainteresowania tych państw stosowaniem tego gazu powinna być jego konkurencyjność cenowa. Z analiz IEA wynika bowiem, że koszt eksportu gazu LNG z USA do Europy spadnie poniżej cen oferowanych przez Federację Rosyjską w kontraktach uzależnionych od indeksu ceny ropy naftowej oraz ofert w europejskich hubach gazowych¹⁸⁴. Agencja Fitch podkreśla, że przez utrzymującą się nadpodaż na rynku gazu LNG oraz niską atrakcyjność rynku Azji, gaz LNG będzie konkurencyjny w stosunku do rosyjskiego surowca przesyłanego gazociągami¹⁸⁵. Zdaniem analityków

177 W. Jakóbk, *W przyszłym roku USA dostarczy LNG na Litwę*, www.biznesalert.pl, 28.09.2016.

178 *Medium-Term Gas Market Report 2015*, OECD/IEA, Paris 2015.

179 *The LNG Industry. GIIGNL Annual Report 2016 Edition*, GIIGNL, Neuilly-sur-Seine 2016.

180 *Komisje PE przemysłu za zwiększeniem roli LNG na unijnym rynku gazu*, www.cire.pl, 26.09.2016.

181 W. Krzyczkowski, *LNG w 2016: dodatkowa podaż, nowi odbiorcy*, www.wysokienapiecie.pl, 25.01.2016.

182 P. Stępiński, *Rosja przyznaje, zew Gazprom powinien nastawić się na wojnę z LNG o Europę*, www.cie.pl, 13.09.2016.

183 W. Krzyczkowski, *USA zaleje świat gazem i ropą*, www.wysokienapiecie.pl, 26.05.2015.

184 *Medium-Term Gas Market Report 2016*, OECD/IEA, Paris 2016.

185 *Fitch: Traditional Gas Market under Pressure of LNG*, www.lngworldnews.com, 13.07.2016.

Bank of America Merrill Lynch nieuniknioną konsekwencją wzrostu produkcji gazu LNG będzie spadek cen gazu w Europie¹⁸⁶. Wyliczenia przedstawione przez The Financial Times¹⁸⁷ wskazują, że granicą opłacalności dla eksporterów gazu LNG z USA jest cena gazu na poziomie 114 USD za 1 000 m³, podczas gdy aktualne ceny w kontraktach na dostawy gazu zimą do Wielkiej Brytanii sięgają 165 USD za 1 000 m³, a do kontynentalnych państw europejskich przekraczają 170 USD za 1 000 m³. Tezę o konkurencyjności gazu LNG w stosunku do gazu przesyłanego gazociągami potwierdzają też Rosjanie. Z projektu *Strategii rozwoju bazy surowcowo-mineralnej Federacji Rosyjskiej do 2030 r.*, opublikowanej przez rosyjską Agencję ds. Wykorzystania Zasobów Naturalnych – Rosnierda wynika bowiem, że m.in. z powodu dostaw gazu LNG spadek zapotrzebowania UE na rosyjski gaz przeciągnie się na kolejne dekady. Agencja Rosnierda zauważa przy tym, że znaczące zmniejszenie kosztów skraplania gazu kruszy monopol systemu dostaw rurociągowych. W efekcie w miejsce kilku regionalnych rynków ze swoimi cenami oraz koniunkturą pojawia się jeden globalny rynek gazu¹⁸⁸.

Wzmocnieniu możliwości sprowadzania gazu z kierunku północnego ma służyć projekt budowy gazociągu Baltic Pipe o zdolności regazyfikacyjnej do 10 mld m³ gazu rocznie, który połączy polski system gazowy z systemem duńskim, a za pośrednictwem gazociągu Skanled z systemem norweskim i złożami gazu na Morzu Północnym (rys. 2.12). Wraz z terminalem LNG w Świnoujściu, który zostanie rozbudowany, gazociąg Baltic Pipe ma tworzyć tzw. bramę północną, którą znad Bałtyku najwcześniej w 2022 r. powinno popłynąć 17,5–18 mld m³ gazu rocznie. Gaz ten pozwoli Polsce w pełni uniezależnić się od rosyjskiego gazu. Realizacja koncepcji Bramy Północnej i korytarza NSI East Gas stwarza realną możliwość zbudowania w Polsce regionalnego hubu gazowego, tj. centrum obrotu gazem i jego magazynowania. Z punktu widzenia zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu i jego konkurencyjności cenowej, polski hub wyróżniałby się tym, iż gaz dopływałby do niego nie tylko z różnych kierunków, ale także z różnych źródeł.

Dla rentowności dostaw gazu gazociągiem Baltic Pipe niezbędne jest zainteresowanie jego odbiorem w ilości od 7 do 10 mld m³ rocznie. Na mocy ewentualnej umowy z norweską spółką Statoil ASA, popyt na 4 mld m³ gazu

186 J. Farchy, *Global Gas Market Braced for Price War. Gazprom Eyes Aggressive Strategy to Counter US LNG Exports*, www.ft.com, 3.02.2016.

187 *Gaz z USA osłabi pozycję Gazpromu w Europie*, www.cire.pl, 22.07.2016.

188 www.rosnedra.gov.ru, 12.09.2016.

rocznie może zapewnić spółka PGNiG S.A.¹⁸⁹ Część mocy przesyłowej tego gazociągu może być wykorzystana dla tranzytu surowca wydobytego przez polskie spółki gazowe ze złóż na Morzu Północnym, będących ich własnością. Można sądzić, że ten tranzyt będzie wymagał przesłania ok. 1 mld m³ gazu rocznie¹⁹⁰. Wykorzystanie pozostałej części mocy przesyłowej tego gazociągu mogą zapewnić kontrakty na odbiór gazu, zawarte przez podmioty z pozostałych państw Europy Środkowo-Wschodniej, Europy Środkowo-Południowej, a także z Ukrainy i Litwy. Zamówiony przez te podmioty gaz mógłby zostać przesłany korytarzem NSI East Gas oraz interkonektorem GIPL. Oznaczałoby to wypełnienie zasady TPA, która jest elementem regulacji antymonopolowych UE i zakłada wolny dostęp do mocy przesyłowych gazociągów.



Rysunek 2.12. Planowany przebieg gazociągów Skanled i Baltic Pipe
Źródło: A. Łakoma, *Norweski gaz nie dla nas*, www.rp.pl, 30.04.2009.

189 Taka ilość gazu wynikała z planów rządu J. Buzka, który doprowadził do zawarcia umowy dotyczącej budowy gazociągu Baltic Pipe. Umowa ta została w 2001 r. anulowana przez rząd L. Millera.

190 Obecnie spółka PGNiG S.A. ma obecnie 19 koncesji wydobywczych zlokalizowanych na norweskim szelfie kontynentalnym na Morzu Północnym, Norweskim i Barentsa. Razem z partnerami wydobywa węglowodory ze złóż Skarv, Morvin, Vilje i Vale. Bierze też udział w projekcie zagospodarowania złóż Snadd na Morzu Norweskim i Gina Krog na Morzu Północnym. Aktualnie z tych złóż spółka PGNiG S.A. wydobywa ok. 0,7 mld m³ gazu rocznie, ale zgodnie z planami do 2022 r. zamierza ubiegać się o kolejne złoża, które pozwolą zwiększyć wydobycie gazu do 2,5 mld m³ rocznie, [za:] M. Wasowski, *Polska uwolni się od rosyjskiego gazu*, www.businessinsider.com.pl, 21.03.016.

Gazociąg GIPL (*Gas Interconnection Poland–Lithuania*) ma szczególne znaczenie dla Litwy i pozostałych państw bałtyckich. Połączy je bowiem, poprzez polski system gazowy, z systemem gazociągów UE, co przełoży się na integrację ich odizolowanych rynków gazu z jednolitym wewnętrznym rynkiem gazu UE¹⁹¹. Dla regionu, w tym dla Polski, gazociąg GIPL oznacza możliwość dywersyfikacji źródeł i łańcuchów, a w konsekwencji poprawy bezpieczeństwa dostaw gazu. Zarówno Polska, jak i Litwa posiadają terminale LNG¹⁹². W tych uwarunkowaniach gazociąg GIPL ugruntuje pozycje rynkowe Polski i państw bałtyckich na globalnym rynku gazu LNG. Ponadto dla Polski ten gazowy łącznik stworzy możliwość korzystania z podziemnych magazynów gazu w Syderiai na Litwie i w Inczukalns na Łotwie¹⁹³. W związku ze zmianą trasy gazociągu w Polsce, ze względu na wymogi środowiskowe, uruchomienie gazociągu GIPL nastąpi 2,5 roku później niż pierwotnie planowano, tj. w grudniu 2021 r. Zmiana ta spowoduje jednocześnie wzrost jego przepustowości o 10% i poprawę wykorzystania pływającego terminalu LNG w Kłajpedzie¹⁹⁴.

2.3.6. Zdolności magazynowania gazu w Polsce

Zbudowanie w Polsce regionalnego hubu gazowego wymaga nie tylko dywersyfikacji kierunków i źródeł dostaw gazu, ale także zwiększenia możliwości jego magazynowania. W polskich magazynach gazu można

191 Gazociąg będzie biegł z Rembelszczyzny koło Warszawy w Polsce do Jauniunai na Litwie. W październiku 2013 r. KE nadała projektowi tego gazociągu status PCI. Całkowity koszt jego budowy wyniesie 558 mln euro, przy czym KE przeznaczy na tą budowę 295 mln euro, [za:] *Podpisano umowę ws. finansowania budowy połączenia gazowego między Polską i Litwą*, www.cire.pl, 15.10.2015.

192 Litwa od 2015 r. posiada w Kłajpedzie pływający terminal LNG Independent o zdolności regazyfikacyjnej 1,5 mld m³ gazu rocznie, z możliwością jej zwiększenia do 4 mld m³ gazu rocznie. Dywersyfikacja źródeł dostaw gazu w rezultacie eksploatacji terminala przyczyniła się do spadku cen gazu na Litwie o 25%.

193 Podziemny magazyn gazu Inczukalns to jedyna tego typu instalacja w państwach bałtyckich, a także jedna z największych w Europie. Pojemność tego magazynu wynosi 2,3 mld m³, a po jego rozbudowie wzrośnie w 2025 r. do 2,8 mld m³; [za:] A. Kublik, *Łotwa chce rozbudować swój gigantyczny magazyn gazu*, www.wyborcza.biz, 5.10.2014. Magazyn w Syderiai ma powstać w 2021 r. Pojemność tego obiektu ma wynieść 0,5 mld m³ gazu. Litwa rozważa jej zwiększenie nawet do 7 mld m³, [za:] P. Stępiński, W. Jakóbiak, *Gazoport na Litwie przynosi wciąż większe zyski*, www.biznesalert.pl, 5.04.2016.

194 P. Stępiński, *Polska opóźni budowę gazociągu na Litwę do 2021 r.*, www.biznesalert.pl, 26.09.2016. W celu zapewnienia efektywności terminala w Kłajpedzie Litwa zobowiązała wszystkich dużych państwowych odbiorców gazu, aby w ich portfelach zakupowych przynajmniej 25% stanowił gaz sprowadzony za pośrednictwem terminala LNG, [za:] *Litwa szuka klientów na gaz z terminalu LNG w Kłajpedzie*, www.rp.pl, 30.09.2016.

aktualnie zgromadzić niespełna 3 mld m³ gazu, co stanowi ok. 20% rocznego krajowego zużycia tego surowca. Oznacza to, że korzystanie jedynie z wypełnionych do pełna magazynów pozwoli na zachowanie ciągłości dostaw gazu przez ok. 70 dni. W 2016 r. spółka Gas Storage Poland Sp. z o.o. (GSM Sp. z o.o.)¹⁹⁵ eksploatowała siedem podziemnych magazynów gazu połączonych z systemem przesyłowym, tj. magazynami Brzeźnicy, Husowie, Mogilnie, Kosakowie, Strachocinie, Swarzowie i w Wierchosławicach, przeznaczonych do magazynowania gazu wysokometanowego (tab. 2.2). Podziemne magazyny gazu w Bonikowie i Daszewie służą do przechowywania gazu zaazotanego i z tego powodu nie są systemowymi instalacjami magazynowymi w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne. Są magazynami segmentu „poszukiwanie i wydobywanie”.

Tabela 2.2. Magazyny gazu w Polsce

Magazyn gazu	Typ magazynu	Pojemność czynna (mln m ³ gazu)		Maksymalna moc (mln m ³ /doła):	
		2009	2014	załączania	odbioru
Brzeźnica	PMG	65	100*	1,44	1,44
Bonikowo	PMG	0	200	1,68	2,40
Daszewo	PMG	30	30	0,24	0,38
Husów	PMG	350	500	4,15	5,76
Mogilno	KPMG	378	408/800	9,60	18,00
Kosakowo	PMG	0	119/250	2,40	9,60
Strachocina	KPMG	150	360	2,64	3,36
Swarzów	PMG	90	90	1,00	1,00
Wierchosławice	PMG	575	1 200	6,00	9,60
Razem		1 638	2 972	x	x

Oznaczenia:

PMG – podziemny magazyn gazu, KPMG – kawernowy podziemny magazyn gazu,

* w 2016 r.

Źródło: opracowanie własne na podstawie: *PGNiG Raport Roczny 2014*, www.pgnig.pl, 3.10.2016.

195 Gas Storage Poland Sp. z o.o., do 4 października 2016 r. Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. (OSP), pełni w Polsce od czerwca 2012 r. funkcję operatora systemu magazynowania. Jest spółką w 100% zależną spółki PGNiG S.A. Została powołana w listopadzie 2010 r. w celu dostosowania przez spółkę PGNiG S.A. struktury działalności w zakresie magazynowania paliw gazowych do wymogów niezależności operatora systemu magazynowania określonych w dyrektywie 2009/73/UE. Zgodnie z tymi wymogami, operator systemu magazynowania, który jest częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, musi być niezależny, przynajmniej w zakresie swojej formy prawnej, organizacyjnej i podejmowania decyzji, od wszelkich innych rodzajów działalności niezwiązanych z przesyłem, dystrybucją i magazynowaniem.

Pojemność magazynowa w Polsce wzrosła w okresie od 2009 r. o 1 334 mln m³. W grupie magazynów systemowych stało się to wskutek budowy i rozbudowy magazynów w Wierzchosławicach (koszt rozbudowy wyniósł 1 700 mln zł), Kosakowie (514 mln zł), Brzeźnicy (71 mln zł), Strachocinie (70 mln zł) i w Husowie (62 mln zł)¹⁹⁶. Do 800 mln m³ w 2021 r. przesądzona jest już rozbudowa pojemności magazynu w Mogilnie oraz do 250 mln m³ w 2027 r. w Kosakowie. W 2025 r.¹⁹⁷ pojemność polskich magazynów gazu może wynieść 7 mld m³.

Większość podziemnych magazynów gazu w Polsce zlokalizowanych jest w częściowo wyeksploatowanych złożach ropy i gazu. Zaletą takiego rozwiązania jest to, że magazyny te połączone są z systemem gazociągów i można wykorzystać istniejące już w złożu odwierty. Zasadniczą jego wadą jest jednokrotna tylko możliwość ich napełnienia i opróżnienia w ciągu roku. Spółka GSM Sp. z o.o. posiada pięć magazynów tego typu, tj. w Brzeźnicy, Husowie, Strachocinie, Swarzewie i w Wierzchosławicach.

Magazyny w Kosakowie i w Mogilnie są zlokalizowane w kawernach solnych. Zajmują one o wiele mniejszą powierzchnię niż magazyny w wyeksploatowanych złożach ropy i gazu. Krótszy jest także ich czas budowy, ale jest ona bardziej kosztochłonna. Jednak magazyny te są znacznie bardziej elastyczne. Można je bowiem wiele razy w ciągu roku napełniać i opróżniać, i dodatkowo ich moc zatłaczania i odbioru gazu jest stosunkowo wysoka. Dlatego też cechuje je wysoka efektywność w przypadkach dużych zmian zapotrzebowania na gaz. Posiadanie zapasów jest kluczowe, ale równie ważna jest dynamika ich zatłaczania do systemu i ich odbioru, gdy zachodzi taka potrzeba¹⁹⁸.

Wydaje się, że rozbudowa pojemności magazynów gazu w Polsce w rezultacie realizacji własnych inwestycji infrastrukturalnych jest najbardziej optymalnym rozwiązaniem, nie tylko z punktu widzenia zabezpieczenia „obsługi” ewentualnego przyszłego hubu gazowego w naszym kraju, ale także ze względu na zapewnienie ciągłości dostaw gazu. Jednak do stworzenia hubu gazowego dążą także Niemcy, co jest jedną z głównych przyczyn wspierania budowy gazociągu Nord Stream II. Do zwiększenia stopnia wykorzystania swoich podziemnych magazynów

196 UE dofinansuje budowę i rozbudowę magazynów gazu PGNiG, www.biznesalert.pl, 29.01.2016.

197 Zgodnie z wypowiedzią Krzysztofa Hnatio, prezesa OSM Sp. z o.o., [za:] *Polska rozbuduje magazyny gazu do 7 mld m³ w 2025 roku*, www.energetyka24.com, 17.05.2016.

198 P. Maciążek, *Polski hub gazowy potrzebuje magazynów*, 26.08.2016.

gazu zmierza Ukraina¹⁹⁹. Kraj ten podjął bowiem inicjatywę magazynowania w swoich obiektach gazu z państw Grupy Wyszehradzkiej, w tym z Polski, po wybudowaniu bardziej efektywnego interkonektora gazowego z naszym krajem²⁰⁰.

Zasady utrzymywania zapasów gazu w Polsce reguluje ustawa z dnia 16 lutego 2007 r.²⁰¹ Ustawa ta, w brzmieniu uwzględniającym zapisy wprowadzone jej nowelizacją z 16 września 2011 r., ogranicza obowiązek utrzymywania zapasów, odpowiadających 30-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi, do przedsiębiorstw wykonujących działalność w zakresie przywozu gazu w celu jego dalszej odsprzedaży. Zwolnione z tego obowiązku mogą być te z tych przedsiębiorstw, które w ciągu roku przywożą nie więcej niż 100 mln m³ gazu, a liczba ich odbiorców jest nie większa niż 100 tys. Skorzystanie z możliwości utrzymywania obowiązkowych zapasów gazu za granicami Polski uwarunkowane jest wymogiem ich sprowadzenia do krajowego systemu przesyłowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni. Do spełnienia tego wymogu konieczne jest dysponowanie odpowiednią przepustowością gazociągów po obu stronach granicy, tj. w punkcie wyjścia z systemu gazowego, z którego gaz ma być dostarczany oraz w odpowiednim punkcie wejścia do polskiego systemu gazowego²⁰².

Projekt kolejnej nowelizacji tej ustawy z 22 czerwca 2016 r. przewiduje objęcie obowiązkiem tworzenia rezerw gazu przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem z zagranicą, a także innych podmiotów go sprowadzających. Obowiązek ten ma mieć charakter bezwzględny, tzn. że zakłada się zniesienie możliwości uzyskania zwolnienia. Projekt nowelizacji dopuszcza tzw. usługę biletową, a więc możliwość zlecenia, na podstawie umowy, wykonywania zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu

199 Ukraina dysponuje największymi w Europie podziemnymi magazynami gazu. Ich pojemność wynosi ok. 31 mld m³.

200 P. Maciążek, *Ukraina hubem gazowym dla Polski, Słowacji i Węgier*, www.energetyka24.com, 17.11.2016.

201 Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym, Dz.U. 2007, nr 52, poz. 343.

202 Np. podmiot importujący 1 mld m³ gazu rocznie zobowiązany jest do utworzenia zapasu surowca na poziomie 82,2 mln m³. W tej sytuacji całkowita przepustowość wymagająca zarezerwowania przez importera wynosi 200 tys. m³/godz., z czego 114 tys. m³/godz. dotyczy przesłania 1 mld m³ gazu, zaś 86 tys. m³ zapewnia przesłanie zapasów obowiązkowych w ciągu 40 dni; [za:] G. Łapa, A. Kiełbik, *Magazynowanie gazu – jakich zmian mogą spodziewać się uczestnicy rynku*, Warszawa, październik 2001, www.gazoprojekt.pl, 11.10.2016.

innemu przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem z zagranicą lub podmiotowi dokonującemu jego przywozu²⁰³. Proponowane zmiany wynikają z przeświadczenia o istocie zapasów gazu dla utrzymania ciągłości jego dostaw. Stwarzają one bodziec do podejmowania inwestycji w rozbudowę zdolności magazynowych oraz infrastruktury przesyłowej.

203 P. Ciołkowski, P. Prawda, *Duże zmiany w ustawie o zapasach*, www.cire.pl, 27.06.2016.

Rozdział 3

Wpływ czynników geopolitycznych na funkcjonowanie łańcuchów dostaw ropy naftowej i gazu ziemnego do Polski

3.1. Główne założenia strategii energetycznej Federacji Rosyjskiej

Duże wolumeny ropy i gazu importowane z Federacji Rosyjskiej powodują, że prawidłowe funkcjonowanie łańcuchów dostaw tych węglowodorów do Polski zależy w znacznym stopniu od czynników geopolitycznych, obejmujących przede wszystkim relacje UE – Federacja Rosyjska, których pochodną są realacje naszego kraju z Federacją Rosyjską. Polityka eksportowa Federacji Rosyjskiej stanowi bowiem ważny element strategii państwa, której celem jest zapewnienie mu „należnej” pozycji na arenie międzynarodowej, a także utrwalenie i umocnienie jej wpływów politycznych i gospodarczych. Najpotężniejszym i zarazem najbardziej dochodowym środkiem realizacji tego celu jest eksport surowców energetycznych, w szczególności ropy i gazu. Zasoby te należą bowiem do największych na świecie.

Zagraniczna ekspansja rosyjskich przedsiębiorstw energetycznych, która – z punktu widzenia biznesu – służy maksymalizacji zysków, jest jednym z zasadniczych elementów polityki energetycznej Federacji Rosyjskiej, której założenia zostały sformułowane w dwóch oficjalnych dokumentach, tj. w *Strategii energetycznej Federacji Rosyjskiej do 2020 r.* (*The Energy Strategy of Russia for the period up to 2020*) oraz *Strategii energetycznej Federacji Rosyjskiej do 2030 r.* (*The Energy Strategy of Russia for the period up to 2030*), które weszły w życie odpowiednio 28 sierpnia

nia 2003 r. i 13 listopada 2009 r.¹ Zatem wspomniana ekspansja wpisuje się w scenariusz strategii państwowej. Kierunki tej ekspansji obejmują przede wszystkim przestrzeń, którą Federacja Rosyjska uważa za obszar swoich żywotnych interesów politycznych i gospodarczych, zaś jej poziom i zakres zależą w znacznej mierze od rodzaju powiązań poszczególnych regionów i państw z Federacją Rosyjską i jej przemysłem surowcowo-paliwowym².

Skuteczność zagranicznej ekspansji rosyjskich przedsiębiorstw energetycznych ma zwiększyć nałożony na podmioty o strategicznym znaczeniu dla kraju³ obowiązek uzgadniania z rządem Federacji Rosyjskiej swojego postępowania w sytuacjach, gdy inne państwa lub organizacje międzynarodowe wymagają wyjaśnień bądź zajęcia stanowiska⁴. Obowiązek ten wynika z dekretu prezydenta Federacji Rosyjskiej z dnia 11 września 2012 r. i obejmuje w szczególności takie spółki energetyczne jak Gazprom i Rosneft Oil Company, które są jednym z najskuteczniejszych instrumentów rosyjskiej geopolityki⁵. Spółki te są kluczowym elementem krajowego systemu bezpieczeństwa energetycznego oraz potencjału energetycznego. I co równie istotne, stanowią potężne narzędzie zwiększania wpływów gospodarczych i politycznych Federacji Rosyjskiej na świecie⁶.

Terenem aktywnej ekspansji rosyjskich spółek przedsiębiorstw energetycznych są państwa Europy Środkowo-Wschodniej, w tym Polska. Państwa te były bowiem jeszcze stosunkowo niedawno całkowicie uzależnione od importu ropy i gazu z Federacji Rosyjskiej. Zależność ta ukształtowała się jeszcze w czasach ZSRR, a determinowały ją systemy ropociągów i gazociągów, wiążące te państwa z jednym, radzieckim wówczas dostawcą, a także preferencyjne dla ówczesnych państw satelickich ceny. Obecnie, w warunkach mniejszej zależności państw Europy Środkowo-Wschodniej, w tym Polski, od importu węglowodorów z Federacji Rosyjskiej, głównym celem jej polityki naftowo-gazowej wobec tych

-
- 1 T. Stępień, A. Zawisza, *Bezpieczeństwo energetyczne a suwerenność państwowa*, New Direction, June 2011.
 - 2 E. Paszyc, *Polityka energetyczna Rosji*, [w]: A. Łabuszewska, *Kłopotliwe bogactwo – sytuacja i perspektywy sektorów ropy i gazu na obszarze byłego ZSRR*, Ośrodek Studiów Wschodnich, Warszawa 2003.
 - 3 Za podmioty o strategicznym znaczeniu dla kraju uznano m.in. Rosneft Oil Company, Gazprom, Transneft, Zarubieźneft, Inter Rao, RysHydro Rosyjskie Koleje Żelazne i Sowkomłot.
 - 4 *Komisja Europejska chce poznać plany inwestycyjne Transneftu*, www.cire.pl, 2.01.2013.
 - 5 T. Wójcik, *Gazprom będzie rządził Armenią*, www.cire.pl, 14.09.2016.
 - 6 Z przemówienia Prezydenta Federacji Rosyjskiej Władimira Putina wygłoszonego 14 lutego 2003 r. na gali spółki Gazprom w 10. rocznicę jej utworzenia.

państw jest zachowanie kontroli nad najważniejszymi dla rosyjskiego eksportu łańcuchami dostaw w regionie oraz utrzymanie roli największego, a nawet wyłącznego, dostawcy ropy, paliw i gazu. Uzależnienie odbiorców i możliwość dyktowania warunków cenowych stanowią bowiem dla Federacji Rosyjskiej podstawowe instrumentarium służące realizacji celów politycznych i gospodarczych.

Jednym z zasadniczych celów gospodarczych Federacji Rosyjskiej jest zapewnienie równowagi budżetowej. Budżet Federacji Rosyjskiej zależy bowiem w dużym stopniu od sprzedaży węglowodorów, która zapewnia połowę jego wpływów⁷. O dużej wrażliwości budżetu Federacji Rosyjskiej względem cen węglowodorów świadczy fakt, że każdy wzrost ceny ropy o 1 USD z poziomu ok. 40 USD za baryłkę może zwiększyć ten budżet o ok. 87 mld rubli⁸.

Specyfika rynku naftowego, obejmująca wyższy poziom jego liberalizacji, funkcjonowanie stosunkowo dużej liczby terminali naftowych oraz konkurencję silnych koncernów zachodnich sprawia, że osiągnięcia Federacji Rosyjskiej w zakresie sprawowania tej kontroli nad łańcuchami dostaw ropy do państw Europy Środkowo-Wschodniej, w tym do Polski, są znacznie skromniejsze niż w przypadku łańcuchów dostaw gazu. Wśród „mniej cywilizowanych” metod służących uzyskaniu tej kontroli można zaliczyć np. powodowanie zadłużania się lokalnych przedsiębiorstw energetycznych, a następnie podejmowanie próby ich przejmowania w rozliczeniu za długi oraz szantaż gazowy (wstrzymanie dostaw) i cenowy (oferta niższej ceny gazu w zamian za określone ustępstwa).

Inne metody obejmują np. tworzenie z krajowym operatorem gazociągów spółki, pełniącej rolę monopolisty w zakresie tranzytu (a często także w zakresie importu) rosyjskiego gazu i stopniowe uzyskiwanie w niej decydującego głosu, co odbywa się zazwyczaj zarówno w wyniku działań formalnych (np. odpowiednie zapisy w statutach spółek, kontraktach gazowych), jak i nieformalnych (np. powiązania personalne, lobby). Uzyskaniu kontroli nad łańcuchami dostaw gazu ma służyć realizacja projektów nowych, bezpośrednich magistrali eksportowych, pozwalających wyeliminować tranzyt przez państwa trzecie, co naraża je nie tylko na utratę znacznej części wpływów budżetowych, ale także negatywnie wpływa na ich bezpieczeństwo energetyczne⁹.

7 W. Jakóbk, *Budżet Rosji blisko 20-letniego dna*, www.cire.pl, 5.09.2016.

8 Przeważającą część gazu Federacja Rosyjska sprzedaje na podstawie kontraktów długoterminowych, w których ceny gazu są indeksowane z 9-miesięcznym opóźnieniem w stosunku do cen ropy.

9 E. Paszyc, *op. cit.*

Nie umniejszając znaczenia wpływu działań Federacji Rosyjskiej na funkcjonowanie łańcuchów dostaw ropy i gazu do Polski, należy także zwrócić uwagę na jej działania wobec aktywów produkcyjnych spółki PKN Orlen S.A., podejmowane na Litwie i w Czechach. Działania te, poprzez bezpośredni wpływ na zaopatrzenie tych aktywów w ropę, a przez to na ich efektywność, wpływają bowiem pośrednio na pozycję rynkową i stabilność finansową tej spółki, która pełni strategiczną rolę dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Niepokój Polski i innych państw Europy Środkowo-Wschodniej musi budzić prowadzona przez Federację Rosyjską polityka w zakresie infrastruktury przesyłowej ropy. Głównym jego powodem jest uruchamianie przez Rosjan nowych łańcuchów dostaw węglowodorów do państw Europy Zachodniej i Południowej z jednoczesnym ograniczaniem ich przesyłu dotychczasowymi szlakami, bieącymi przez Polskę i te państwa lub zamykanie tych szlaków. Szlaki te mają bowiem istotne znaczenie dla bezpieczeństwa dostaw ropy i gazu do naszego kraju i do tych państw.

3.2. Zmniejszanie stopnia wykorzystania przez Federację Rosyjską dotychczasowych i uruchamianie nowych tras przesyłu ropy i gazu

Istotnym elementem strategii Federacji Rosyjskiej w zakresie infrastruktury przesyłowej ropy i gazu jest ograniczanie znaczenia państw tranzytowych. Mimo finalnego odbioru znacznych ilości tych surowców Polska pełni także rolę takiego państwa. Przez terytorium naszego kraju Federacja Rosyjska przesyła bowiem ropę i gaz na zachód Europy. W związku z tą rolą i wspomnianą strategią Federacji Rosyjskiej, Polska jest narażona na ryzyko spadku znaczenia magistrali przesyłowych tych surowców, przebiegających przez jej terytorium. Ryzyko to dotyczy głównie ropociągu Przyjaźń oraz gazociągu jamalskiego.

O spadku znaczenia ropociągu Przyjaźń świadczyć może właściwie brak inwestycji Rosjan w utrzymanie i modernizację tego ropociągu¹⁰. W złym stanie znajduje się białoruska część ropociągu Przyjaźń. Tym argumentem firma Transneft, tj. operator rosyjskiej sieci ropociągów, uzasadniła w 2013 r. swój brak zainteresowania kupnem tej części tego ropociągu¹¹. Jeszcze kilka lat temu ten ropociąg był dla Federacji Rosyjskiej kluczowy, gdyż alternatywne szlaki przesyłowe nie były tak rozbudowane, jak obecnie¹².

Aktualnie dzięki ropociągom BTS-1 i BTS-2¹³, biegnącym do portów odpowiednio w Primorsku i Ust-Łudze, zlokalizowanych nad Zatoką

10 T. Furman, *Ropa: mniej pośredników*, „Rzeczpospolita”, 27.06.2013.

11 *Białoruś może się zgodzić na sprzedaż rurociągu Przyjaźń*, www.finanse.wnp.pl, 19.02.2013.

12 Federacja Rosyjska eksportuje rocznie ok. 200 mln ton ropy, z czego ok. 50 mln ton ropy jest przesyłanych ropociągiem Przyjaźń, w tym m.in. do Polski.

13 Ropociąg BTS-1 o przepustowości 70 mln ton ropy rocznie został oddany do użytku w grudniu 2001 r. zaś BTS-2 o przepustowości 50 mln ton ropy rocznie w grudniu 2011 r. Ropociągi te tworzą tzw. Bałtycki system rurociągowy (*Baltic Pipeline System*), [za:] J. Ćwiek-Karpowicz, *Zmiany na rynku rafineryjnym po uruchomieniu ropociągu BTS-2*, www.cwiek-karpowicz.energo24.pl, 24.11.2011.

Fińską, rosyjska ropa dostarczana jest na rynki europejskie. Jest ona eksportowana na te rynki także ropociągiem, prowadzącym do portu Noworosyjsk, leżącego nad Morzem Czarnym. Dzięki ropociągowi ESPO¹⁴ rosyjska ropa transportowana jest na rynki państw azjatyckich, np. głównie Japonii, Chin i Korei Płd., a także USA. Obawy Polski i innych państw Europy Środkowo-Wschodniej budzić może także fakt, że rosnąca liczba alternatywnych kierunków dostaw rosyjskiej ropy nie idzie w parze z rosnącym wydobywaniem. Pozwala to Federacji Rosyjskiej na preferowanie odbiorców, którzy zaoferują najwyższe ceny, bez zważania na ich możliwości w zakresie uruchomienia alternatywnych dostaw w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego.

Czynniki geopolityczne zadecydowały o wstrzymaniu przez Federację Rosyjską w 2006 r. dostaw ropy do rafinerii w Możejkach, realizowanych dotychczas odgałęzieniem ropociągu Przyjaźń. Dostawy te wstrzymane zostały bowiem bezpośrednio po zakupie tej rafinerii przez spółkę PKN Orlen S.A. Można sądzić, że wstrzymanie dostaw surowca miało zmusić spółkę do rezygnacji z kupna rafinerii w Możejkach, zanim KE zatwierdzi transakcję¹⁵. Spółka Transneft uzasadniała awarią tego odgałęzienia zawieszenie dostaw surowca¹⁶. Jednak awaria ta nie została usunięta do dziś, co uniemożliwia wznowienie dostaw tym odgałęzieniem, które znajduje się w coraz gorszym stanie. W 2014 r. prezes spółki Transneft przekreślił możliwość ponownego otwarcia tego odgałęzienia oświadczając wprost, że „rura ma 1 400 usterek i jej modernizacja jest nieopłacalna”¹⁷. Konieczność realizowania dostaw ropy tankowcami przez terminal w Butyndze jest jedną z głównych przyczyn wysokich kosztów logistycznych rafinerii Orlen Lietuva.

14 Ropociąg ESPO (*Eastern Siberia – Pacific Ocean*) o przepustowości 50 mln ton ropy rocznie na odcinku Tajszet–Skoworodino został oddany do użytku w grudniu 2012 r. Jednocześnie do 35 mln ton ropy rocznie zwiększono przepustowość odcinka Soworodino–port Kozmino nad Oceanem Spokojnym. Około 15 mln ton ropy rocznie można przesłać odcinkiem Skoworodino–Daqing, prowadzącym do Chin, [za:] E. Fischer, *Ropociąg WSTO połączył Syberię z Oceanem Spokojnym*, www.osw.waw.pl, 9.01.2013.

15 Spółka PKN Orlen S.A. o zakup rafinerii w Możejkach rywalizowała z rosyjsko-brytyjską spółką TNK-BP. Mimo przegranej rywalizacji o zakup Możejek, koncern ten początkowo deklarował gotowość świadczenia dostaw ropy dla rafinerii, ale później wycofał się z tej deklaracji.

16 *PKN Orlen nie rozmawia o sprzedaży Orlen Lietuva*, „Rzeczpospolita”, 8.07.2014.

17 *Kondycja PKN Orlen dobra, mimo niesprzyjającego otoczenia*, www.wyborcza.pl, 8.01.2014.

Podważeniu pozycji przede wszystkim Ukrainy i Słowacji, ale także Polski, jako krajów tranzytowych ma służyć projekt gazociągu Nord Stream II¹⁸, zwiększającego możliwości bezpośredniego przesyłu rosyjskiego gazu przez Morze Bałtyckie do Niemiec i dalej, za pośrednictwem krajowych sieci przesyłowych, do Polski i innych państw Europy Środkowo-Wschodniej i Europy Zachodniej. Realizacja tego projektu nie ma uzasadnienia ekonomicznego, ponieważ zdolności przesyłowe istniejących już gazociągów, przesyłających rosyjski gaz przez terytorium Ukrainy i Słowacji oraz Polski, nie są w pełni wykorzystane.

Zdolności istniejących gazociągów wynoszą bowiem ok. 204 mld m³ gazu rocznie¹⁹ i uległy zwiększeniu do ok. 260 mld m³ gazu rocznie w wyniku uruchomienia gazociągu Nord Stream I. Tymczasem w 2015 r.²⁰ sprzedaż gazu spółki Gazprom na rynku europejskim osiągnęła poziom 159,4 mld m³. Relacje te rzutowały na niski stopień wykorzystania mocy przesyłowych gazociągu Nord Stream I. W 2012 r. transport gazu tym gazociągiem wyniósł tylko 11,8 mld m³, co oznaczało 35% stopień wykorzystania tych mocy. W kolejnych latach okresu 2013–2015 gazociągiem Nord Stream I przesłano odpowiednio 23,6 mld m³ (oznaczało to wykorzystanie mocy tego gazociągu na poziomie 44,2%), 36,5 mld m³ (66,4%) oraz 36,0 mld m³ gazu (65,4%).

-
- 18 Projekt gazociągu Nord Stream 2 dotyczy budowy nowej dwunitkowej magistrali gazowej o mocy przesyłowej 55 mld m³ gazu rocznie. Na początku września 2015 r. przedstawiciele rosyjskiego Gazpromu, niemieckich E.ON i BASF-Wintershall, brytyjsko-holenderskiego Royal Dutch Shell, francuskiego Engie (wcześniej GdF Suez) i austriackiego OMV podpisali porozumienie w sprawie powołania konsorcjum dla budowy tego gazociągu. W grudniu 2015 r. do polskiego Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK) wpłynął wniosek tych spółek o zgodę na utworzenie tego konsorcjum. UOKiK w lipcu 2016 r. swoją odmowę uzasadnił niekorzystnym wpływem budowy gazociągu Nord Stream II na konkurencję na dostawy gazu przede wszystkim do Polski, ale i do innych państw Europy Środkowo-Wschodniej, co jest sprzeczne z fundamentami funkcjonowania wspólnego europejskiego rynku gazu. Wskazał, że aktualnie spółka Gazprom posiada pozycję dominującą w dostawach gazu do Polski, a utworzenie konsorcjum mogłoby doprowadzić do dalszego wzmocnienia siły negocjacyjnej tej spółki wobec odbiorców w naszym kraju, [za:] UOKiK potwierdził, że budowa Nord Stream 2 niekorzystna dla Polski, www.cire.pl, 22.07.2016.
- 19 Zdolności przesyłowe gazociągu Braterstwo przebiegającego przez terytorium Ukrainy i Słowacji wynoszą ok. 143 mld m³ rocznie, a moc przesyłowa gazociągu jamalskiego przebiegającego przez terytorium Polski ok. 33 mld m³ gazu rocznie.
- 20 Największy dotychczas poziom sprzedaży gazu przez spółkę Gazprom na rynku europejskim miał miejsce w 2013 r. i wyniósł 161 mld m³ gazu, [za:] J. Rutkowski, *Po co Rosji nowy gazociąg, czyli poszukiwanie ekonomicznego sensu Nord Stream II*, www.forsal.pl, 15.02.2016.

O geopolitycznych przesłankach projektu gazociągu Nord Stream II świadczą także wnioski, wynikające z porównania kosztów transportu gazu do Niemiec po dnie Morza Bałtyckiego i drogą lądową przez Ukrainę, Słowację i Czechy, przeprowadzonego przez rosyjskiego analityka rynku gazowego Michaiła Korczemkina²¹. Jego analiza obejmuje dwa warianty, tj. dla 2012 r. i dla 2020 r. (tab. 3.1). Pierwszy wariant dotyczy kosztów transportu 11,8 mld m³ gazu, tj. rzeczywistej ilości tego surowca, przesłanej gazociągiem Nord Stream I do Niemiec. Przesłanie tej ilości gazu z Federacji Rosyjskiej przez Ukrainę, Słowację i Czechy do punktu odbiorczego w Waidhaus w Bawarii kosztowałoby 436 mln euro. Tymczasem koszt transportu tej samej ilości gazu do tego samego punktu odbiorczego gazociągiem Nord Stream I, a następnie gazociągami OPAL i GAZELLE wyniósłby 1 751 mln euro²². W drugim wariantcie, tj. dla 2020 r., przy założeniu transportu 27,5 mld m³ gazu, jego koszty wyniosłyby odpowiednio 1 052 mln euro dla drogi lądowej i 2 188 mln euro dla drogi morskiej²³.

Oprócz kosztów związanych bezpośrednio z transportem gazu, Michaił Korczemkin zwrócił uwagę na dwa istotne elementy działające na korzyść lądowej drogi jego dostaw do Niemiec. W przypadku jej wyboru koszt zakupu gazu technicznego dla potrzeb stacji kompresorowych obciążą Ukrainę, która w 2012 r. dla potrzeb tranzytu 11,8 mld m³ gazu musiałaby kupić ten gaz od spółki Gazprom za 132 mln euro. Zatem przesłanie tej ilości gazu gazociągiem Nord Stream I właśnie o taką kwotę zmniejszyło przychód rosyjskiego dostawcy gazu. W przypadku drogi morskiej koszty zaopatrzenia w gaz stacji kompresorowej Portowaja k. Wyborga obciążają spółkę Gazprom. W 2012 r. koszty te wyniosły 18 mln euro. Ponadto dostawy gazu gazociągiem Nord Stream I, zamiast przez Ukrainę, Słowację i Czechy, kreują dodatkowe koszty związane z alokacją na terytorium Federacji Rosyjskiej dotychczasowych kierunków eksportowanego gazu, w tym m.in. koszty rozbudowy gazociągów Uchta–Griazowiec i Griazowiec–Wyborg.

Z punktu widzenia Federacji Rosyjskiej projekt budowy gazociągu Nord Stream II zmierza do zdominowania rynków gazu państw Europy Środkowo-Wschodniej, w tym Polski, i zablokowania rozwoju tych ryn-

21 Michaił Korczemkin jest założycielem i dyrektorem wykonawczym firmy konsultingowej East European Gas Analysis (EEGA) i jednym z czołowych ekspertów w zakresie analizy efektywności gazociągów biegnących z Federacji Rosyjskiej i byłego ZSRR.

22 *Nord Stream Route Four Times More Expensive than Route via Ukraine*, www.naturalgaseurope.com, 1.10.2016.

23 J. Rutkowski, *Po co Rosji nowy gazociąg...*

ków. Zwiększy się bowiem na nich podaż rosyjskiego, stosunkowo taniego gazu. Gaz ten będzie wprawdzie dostarczany nowym szlakiem transportowym, ale jego źródło nie ulegnie zmianie. Przesądzi to o utrzymaniu dominującej pozycji rosyjskiego dostawcy w regionie Europie Środkowo-Wschodniej, w tym w Polsce, i ugruntuje jego przewagę w negocjacjach cenowych²⁴. Dla Polski ekspansja rosyjskiego surowca na jej rynku i rynkach innych państw tego regionu stwarza zagrożenie dla strategii dywersyfikacji źródeł dostaw gazu, której zasadniczym elementem jest projekt bramy północnej, obejmujący terminal LNG w Świnoujściu i gazociąg Baltic Pipe.

Tabela 3.1. Porównanie kosztów przesyłu gazu z Federacji Rosyjskiej do Niemiec gazociągiem Nord Stream i gazociągami przez Ukrainę, Słowację i Czechy

Cost item	2012	2012	2020	2020
	without NS ⁽¹⁾	with NS ⁽²⁾	without NS ⁽¹⁾	with NS ⁽²⁾
Ukhta–Gryazovets ⁽³⁾	–	295	–	295
Gryazovets–Vyborg ⁽⁴⁾	–	403	–	403
Fuel-gas – CS Portovaya	–	18	–	78
Nord Stream	–	621	–	577
Transit – OPAL	–	94	–	220
Transit – Gazelle	–	105	–	245
Transit – Ukraine	353	–	793	–
Transit – Slovakia ⁽⁵⁾	88	88	315	315
Transit – Czech ⁽⁵⁾	126	126	244	55
Sub-total:	568	1 751	1 352	2 188
Fuel-gas – Ukraine ⁽⁶⁾	(132)	–	(300)	–
TOTAL:	436	1 751	1 052	2 188
Gas volume, bcm	11.8	11.8	27.5	27.5

Oznaczenia:

- ⁽¹⁾ droga lądowa, ⁽²⁾ droga morską, ⁽³⁾ koszt rozbudowy gazociągu Uchta–Griazowiec, ⁽⁴⁾ koszt rozbudowy gazociągu Griazowiec–Wyborg, ⁽⁵⁾ koszt zarezerwowanej przepustowości na dany rok, wynikający z klauzuli *ship-or-pay*, ⁽⁶⁾ koszt zakupu gazu technicznego przez Ukrainę.
Dane liczbowe podano w mln euro.

Źródło: *Nord Stream Route Four Times More Expensive than Route via Ukraine*, www.naturalgaseurope.com, 1.10.2016.

24 W. Jakóbiak, *Dlaczego Polsce przeszkadza tani gaz z Rosji*, www.obserwatorfinanso.pl, 6.02.2016.

Dla Federacji Rosyjskiej problemem w realizacji tych planów są nie tylko dyplomatyczne działania państw Europy Środkowo-Wschodniej podejmowane na arenie międzynarodowej²⁵, ale także niedostateczna przepustowość gazociągów niemieckich, mających przejmować rosyjski gaz dostarczany gazociągami Nord Stream I i Nord Stream II w celu dalszego jego przesyłu w kierunku południowym. Zasadniczym źródłem tego problemu jest konieczność przestrzegania przez uczestników rynku gazu UE, w tym spółkę Gazprom, zasad dyrektywy 2009/73/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego, wchodzącej w skład III pakietu energetycznego UE²⁶.

Zasada TPA uniemożliwia spółce Gazprom wykorzystanie mocy przesyłowych gazociągu OPAL w pełnym zakresie, ponieważ powinny one być udostępnione także innym uczestnikom rynku gazu. Od 2009 r. spółka Gazprom, za wyjątkową zgodą KE, ma wyłączność na użytkowanie przez okres 22 lat połowy mocy przesyłowych tego gazociągu. Jednak Federacja Rosyjska od dawna stara się o pozwolenie na możliwość wykorzystywania tych mocy w pełnym zakresie²⁷. Większy przesył gazu tym gazociągiem oznaczałby bowiem możliwość zwiększenia stopnia wykorzystania gazociągu Nord Stream I i zmniejszenia roli Ukrainy jako kraju tranzytowego. Z kolei Niemcy liczą na to, że wraz z większym stopniem wykorzystania gazociągów Nord Stream I i OPAL, na ich rynku w większym zakresie dostępny będzie konkurencyjny cenowo rosyjski gaz i w ich kraju powstanie kluczowy dla europejskiego rynku gazu hub.

25 W marcu 2015 r. list z zastrzeżeniami wobec budowy gazociągu Nord Stream II do przewodniczącego KE Jeana-Claude'a Junckera wystosowali przedstawiciele ośmiu państw Europy Środkowo-Wschodniej, tj. Polski, Czech, Słowacji, Węgier, Estonii, Łotwy, Litwy i Rumunii. Państwa te wyraziły swoje zaniepokojenie geopolitycznymi konsekwencjami ewentualnej realizacji tej budowy oraz zagrożeniami, jakie może ona spowodować dla stabilności dostaw gazu gazociągami Jamał i Braterstwo do państw regionu. Zwróciły one uwagę na niekorzystne konsekwencje budowy gazociągu Nord Stream II dla Ukrainy, podkreślając jego sprzeczność z podstawowymi założeniami unijnej polityki energetycznej, w tym w szczególności z filarami Unii Energetycznej. W liście wyrażono oczekiwanie, iż gazociąg Nord Stream II objęty będzie wszystkimi przepisami III pakietu liberalizującego rynek gazu UE, w tym zasadą TPA.

26 Spółka Gazprom łączy działalność handlową i przesyłową, co jest niezgodne z zasadą TPA, wynikającą z tego pakietu.

27 Dnia 13.05.2016 r. Niemiecka Federalna Agencja ds. Sieci (*Federal Network Agency, FNA*) wyraziła zgodę na większy stopień wykorzystania gazociągu OPAL przez spółkę Gazprom. Jednak zgoda ta wymagała potwierdzenia przez KE, [za:] W. Jakóbiak, *Polska chce wyjść z otoczenia rosyjskim gazem*, www.cire.pl, 16.05.2016. KE potwierdziła tę zgodę w październiku 2016 r., [za:] *Gazprom wykorzysta OPAL. Bruksela się zgadza*, www.rp.pl, 28.10.2016.

Realizacji rosyjskich i niemieckich celów ma służyć budowa gazociągu EUGAL o przepustowości 51 mld m³ gazu rocznie²⁸. Ma on przebiegać z miejscowości Wierow, w pobliżu Grefswaldu, w której kończy bieg gazociąg Nord Stream I, a w przyszłości Nord Stream II i ciągnąć się, podobnie jak gazociąg OPAL, w kierunku Czech. Zatem można sądzić, że projekt budowy gazociągu EUGAL jest instrumentem zwiększenia możliwości przesyłu do Czech gazu, dostarczanego gazociągami Nord Stream i próbą odciążenia się od problemów, z którymi boryka się gazociąg OPAL²⁹. Dzięki budowie gazociągu EUGAL na rynku niemieckim wzmocnieniu ulegnie pozycja operatora Gascade Gastransport GmbH oraz jego kontrola nad infrastrukturą gazową we wschodniej, graniczącej z Polską, części Niemiec.

Realizacja gazociągu EUGAL oznaczałaby zwiększenie do 87 mld m³ gazu rocznie zdolności przesyłu gazu doprowadzonego gazociągami Nord Stream w kierunku południowym, tj. do granicy niemiecko-czeskiej, skąd jego część mogłaby dotrzeć na południe Niemiec, a większość popłynąć dalej istniejącą i powstającą infrastrukturą w Czechach i Słowacji i dotrzeć przez austriacki hub gazowy w Baumgarten na rynki państw Europy Środkowo-Wschodniej, na rynki państw bałkańskich, Austrii, Włoch, a także Ukrainy³⁰. Dla ułatwienia przepływu gazu z Czech do Austrii i do Włoch od dawna rozważana jest budowa gazociągu BACI (*Bidirectional Austria–Czech Interconnection*), łączącego Czechy z Austrią³¹.

Możliwe byłyby także dostawy do 11 mld m³ gazu rocznie na rynek polski, realizowane przez połączenie Kienbaum–Malnow. Tym samym Europa Środkowo-Wschodnia stałaby się nie tylko rynkiem zbytu, ale i ważnym ogniwem w dalszej dystrybucji rosyjskiego gazu płynącego przez Morze Bałtyckie do Niemiec. W szczególności wzrost przesyłu gazu przez Niemcy na linii północ–południe ograniczyłby możliwości powstania korytarza NSI East Gas, którego funkcjonowanie w dużej mierze oparte ma być na tranzycie surowca przez Polskę.

-
- 28 Projekt budowy tego gazociągu ma realizować spółka Gascade Gastransport GmbH. Jej plany zakładają, że pierwsza nitka gazociągu EUGAL będzie oddana do użytku w 2019 r., tj. równoległe z gazociągiem Nord Stream II, natomiast druga nitka w 2020 r. Można zatem sądzić, że powstanie gazociągu EUGAL jest ściśle skorelowane z budową gazociągu Nord Stream II.
- 29 A. Łoskot-Strachota, *Projekt Eugal – niemiecka odnoga Nord Stream 2*, www.osw.waw.pl, 15.06.2016.
- 30 A. Kucharska, W. Jakóbk, P. Stępiński, *Eugal: Niemcy mają sposób na omińnięcie prawa unijnego przez Nord Stream 2*, www.biznesalert.pl, 8.05.2016.
- 31 Aktualnie Czechy i Austria nie są połączone żadnym gazociągiem. Gazociąg BACI miałby biec z czeskiego Brna do austriackiego huba gazowego w Baumgarten. W obecnych uwarunkowaniach infrastrukturalnych gaz do Włoch słany jest ze Słowacji.

3.3. Niedostateczne wsparcie państw przyjmujących polskie inwestycje

Nieprzychylność rządu Litwy nie tylko nie sprzyja rozwiązaniu problemów logistycznych rafinerii Orlen Lietuva, ale jeszcze je pogłębia. Płaci ona za transport kolejowy o ok. 30–40% wyższe stawki, niż np. rafinerie z Białorusi, które również transportują swoje produkty przez terytorium Litwy³². Rafinerie te mają jednak alternatywę, bo mogą korzystać ze szlaków przez Łotwę, a spółka Orlen Lietuva jest skazana na usługi Lietuvos Geležinkeliai, monopolisty na litewskim rynku przewozów kolejowych³³. Wcześniej rafineria w Możejkach korzystała z usług kolei łotewskich, jednak po zdemontowaniu przez Litwinów w 2008 r. 19-kilometrowego odcinka torów w kierunku Renge (Łotwa)³⁴, dalsze korzystanie z tych usług jest niemożliwe. Tym sposobem polska rafineria została pozbawiona najbardziej rentownego szlaku eksportowego dla swoich produktów, które jest zmuszona transportować znacznie dłuższą trasą³⁵. Wobec pozbawienia jej możliwości współpracy z łotewskimi przewoźnikami kolejowymi w 2008 r. spółka Orlen Lietuva skierowała do KE skargę dotyczącą działań Lietuvos Geležinkeliai³⁶. Mimo deklaracji premiera Litwy Koleje Litewskie nie zgodziły się na obniżenie stawek za transport dla

32 *Litwa jest zainteresowana obecnością PKN Orlen*, www.wnp.pl, 16.03.2016.

33 B. Mayer, *Antyinwestycyjna strategia Wilna*, „Gazeta Prawna”, 22.07.2014.

34 Spółka PKN Orlen S.A. konsekwentnie podnosi kwestię odbudowy tego odcinka, której koszt szacuje się na ok. 11,6 mln euro. Brak możliwości korzystania z tego szlaku kolejowego sprawia, że eksport produktów Orlen Lietuva, m.in. na Łotwę i do Estonii jest znacznie mniej konkurencyjny.

35 *Orlen wznawia negocjacje z Litwinami w sprawie Możejek*, www.cire.pl, 26.07.2016.

36 W marcu 2013 r. KE wszczęła postępowanie przeciwko Lietuvos Geležinkeliai. Na początku stycznia 2015 r. KE podała, że litewski przewoźnik kolejowy ograniczył konkurencję poprzez likwidację linii kolejowej prowadzącej do łotewskiego Renge, [za:] T. Furman, *Bruksela wspiera Orlen w sprawie Możejek*, „Rzeczpospolita”, 14.01.2015. W maju 2016 r. komisarz UE ds. transportu Violeta Bulc poinformowała ministra transportu i komunikacji Litwy Rimantasa Sinkieviciusa o możliwości nałożenia na Koleje Litewskie kary w wysokości kilkudziesięciu milionów euro w związku z monopolistycznymi praktykami wobec Orlen Lietuva, [za:] W. Jakóbiak, *Litwie grozi 43 mln euro kary za praktyki wobec Orlen Lietuva*, 25.05.2016.

spółki Orlen Lietuva³⁷. Nie przyniosły także rezultatu prowadzone przez spółkę Orlen Lietuva rozmowy z rządem litewskim odnośnie odbudowy odcinka torów do Renge. Wobec braku porozumienia, spółka Orlen Lietuva rozważa powołanie własnego przewoźnika, który zapewni niższe koszty transportu ropy do Możejtek³⁸.

Aby obniżyć swoje koszty logistyczne, spółka Orlen Lietuva zaproponowała rządowi litewskiemu budowę rurociągu produktowego, łączącego rafinerię z terminalem naftowym w Kłajpedzie. Rząd Litwy nie zgodził się jednak na sprzedaż spółce Orlen Lietuva udziałów w tym terminale, o co zabiegała³⁹. Zabiegała ona o sprzedaż tych udziałów po to, aby po ewentualnym wybudowaniu tego rurociągu, uniknąć niekontrolowanego wzrostu stawek przeładunkowych⁴⁰.

Alternatywą dla Kłajpedy jest Butynga, gdzie spółka Orlen Lietuva ma własny terminal naftowy, który od 2006 r. wykorzystuje do importu ropy wyłącznie na własne potrzeby. Budowa rurociągu produktowego, łączącego rafinerię w Możejkach z terminalem w Butyndze, wiązałaby się wprawdzie z niższymi kosztami, ale konieczne byłoby wybudowanie tam niezbędnej infrastruktury, która w Kłajpedzie jest gotowa. W tych okolicznościach koszt całego przedsięwzięcia stałby się o co najmniej 30% wyższy. Ponadto budowa nowych boi w Butyndze, zarówno do przyjęcia, jak i eksportu ropy wiąże się z dużym ryzykiem ekologicznym.

W ostatnich latach coraz większy był import ropy przez terminal w Butyndze. W 2015 r. przeładowano tam bowiem 8,68 ton ropy, tj. o 18,4% więcej niż w 2014 r. i o 40% więcej niż w 2013 r.⁴¹ Terminal importowy w Butyndze połączony jest z rafinerią w Możejkach, znajdującym się pod kontrolą spółki PKN Orlen S.A., ropociągiem o długości 91,5 km. Obiekt pozwala na przyjęcie 12 mln ton ropy rocznie⁴².

37 W kwietniu 2014 r. premier Algirdas Butkiewicz zapewnił premiera Donalda Tuska m.in. o gotowości do rozstrzygnięcia kwestii stawek kolejowych i odbudowy odcinka torów.

38 W. Jakóbiak, *Trwa spór o los Orleń na Litwie*, www.cire.pl, 5.05.2016.

39 Litwa nie wyraziła zgody na transakcję argumentując, że terminal w Kłajpedzie umożliwi dostawy paliw w kryzysowych sytuacjach i państwo chce zachować kontrolę nad nim, [za:] *Prezydent Litwy nie widzi problemu, jeśli Orlen sprzeda Możejki Rosjanom*, www.wyborcza.pl, 9.03.2010.

40 Spółka Orlen Lietuva złożyła ofertę kupna całego posiadanego przez litewski rząd pakietu akcji terminala, tj. 70%. Dopuszczała także kupno mniejszego pakietu, ale z prawem kontroli taryf przeładunkowych i udziałem w zarządzie, [za:] P. Apanowicz, *Rurociąg do Kłajpedy pod znakiem zapytania*, www.wnp.pl, 16.01.2009.

41 W. Jakóbiak, *Kwitną dostawy ropy Orleń na Litwę*, www.biznesalert.pl, 8.03.2016.

42 Istotną wadą terminalu w Butyndze jest możliwość przepompowywania ropy tylko w przypadku, gdy wysokość fali nie przekracza 2 metrów.

W celu zapewnienia efektywnej sprzedaży swoich produktów spółka Orlen Lietuva rozważała przeprowadzenie rurociągu produktowego do jednego z portów łotewskich, np. do portu w Windawie⁴³. Terminale tego portu mogłyby bowiem dorównać zdolnościom przeładunkowym i efektywności dostaw terminalowi w Kłajpedzie. O porzuceniu tego zamiaru zdecydował fakt, że połączenie z portem leżącym na terytorium obcego państwa (mimo, że unijnego) stwarza dodatkowe problemy i koszty. Spółka Orlen Lietuva stanęła na stanowisku, że jest spółką zarejestrowaną na Litwie i w tym kraju chciałaby mieć możliwość pełnego eksportu produktów i importu surowców⁴⁴.

Z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw ropy do rafinerii Orlen Lietuva istotne jest, że zarówno porty litewskie, jak i łotewskie nie są wyłączone spod politycznie motywowanych nacisków i działań Federacji Rosyjskiej. W celu zablokowania aktywności portu w Kłajpedzie w marcu 2014 r. Federacja Rosyjska zaprzestała eksportu swoich produktów przez terminal naftowy tego portu. Sankcje objęły także dostawy żywności przechodzące dotąd przez ten port⁴⁵. We wrześniu 2014 r. Federacja Rosyjska zamierzała wstrzymać eksport ropy przez terminal w Windawie⁴⁶, który jest źródłem ok. jednej trzeciej dochodów budżetowych Łotwy⁴⁷. Wydaje się, że działania Federacji Rosyjskiej wobec obu tych portów były jej odpowiedzią na sankcje UE i krytyczne stanowisko Litwy i Łotwy wobec sytuacji na Ukrainie.

Istotnym czynnikiem, także motywowanym politycznie, wpływającym na obłożenie, a przez to na sytuację finansowych litewskich i łotewskich portów, jest eksport towarów białoruskich, w tym m.in. produktów rafinerii w Mozyrzu i Nowopołocku, wytwarzanych na bazie bezcłowego

43 Na Łotwie funkcjonują trzy porty: w Rydze, Windawie i Lipawie. Można sądzić, iż wobec alternatywy, jaką stwarzają te porty dla eksportu produktów spółki Orlen Lietuva przez port w Kłajpedzie, Litwa nie jest zainteresowana odbudową połączenia kolejowego na Łotwę. W sierpniu 2016 r. łotewski operator kolejowy Latvijas Dzelzceļš wyraził gotowość do współpracy ze spółką Orlen Lietuva. Zaapelował wówczas do Litwinów o umożliwienie dostaw produktów ropopochodnych tej spółki na Łotwę, [za:] P. Stępiński, W. Jakóbk, *Litwa nie chce pomóc PKN Orlen w dostawach na Łotwę*, www.cire.pl, 18.08.2016.

44 *Dziwne problemy polskiego Orlenu na Litwie*, www.finanse.wp.pl, 16.11.2009.

45 *Rosja nałożyła sankcje wobec Litwy blokując port w Kłajpedzie*, www.zmianynamei.pl, 15.03.2014.

46 Port w Windawie jest źródłem ok. jednej trzeciej dochodów budżetowych Łotwy. Federacja Rosyjska eksportuje za jego pośrednictwem ok. 17.5 mln ton ropy i produktów naftowych rocznie, [za:] P. Maciążek, *Rosja wstrzyma eksport ropy do państw bałtyckich?*, www.cire.pl, 16.09.2014.

47 *Rosja zamierza zrezygnować z usług Łotwy przy eksporcie ropy*, www.cire.pl, 16.10.2014.

surowca, sprowadzanego z Federacji Rosyjskiej⁴⁸. W 2012 r. Białoruś proponowała Federacji Rosyjskiej przekierowanie swojego eksportu do portów obwodu leningradzkiego w zamian za utrzymanie przez nią korzystnych cen ropy⁴⁹.

Nieprzychylny był klimat dla prowadzenia działalności spółki PKN Orlen S.A. w Czechach⁵⁰. Działania rządu tego kraju zmierzały bowiem do osłabienia jej pozycji i blokowania ekspansji w czeskim sektorze paliwowym. Poprzez próby konsolidacji państwowych firm naftowych Mero i Čepro⁵¹ działania te zmierzały do uniemożliwienia ich kupna przez polską spółkę. Skłonieniu spółki PKN Orlen S.A. do sprzedaży spółki Unipetrol miało służyć zawyżanie taryf za przesył ropy do rafinerii w Litwinowie i w Kralupach. W ostatnich miesiącach, w związku ze zmianą nastawienia rządu Czech do prowadzonej przez PKN Orlen S.A. działalności, poprawił się jej klimat⁵². Polska spółka zwiększyła swoje zaangażowanie na czeskim rynku poprzez zakup w 2016 r. 68 stacji paliwowych od austriackiej spółki paliwowej OMV. Istotnym wzmocnieniem pozycji PKN Orlen S.A. w Czechach jest zakończenie prac remontowych po pożarze, do jakiego doszło w rafinerii w Litwinowie w sierpniu 2015 r.⁵³ Istnieje duża szansa, by spółka Unipetrol od czwartego kwartału 2016 r. pracowała już z wykorzystaniem pełnych mocy⁵⁴.

-
- 48 Towary z Białorusi stanowią blisko 40% wszystkich ładunków transportowanych przez łotewskie porty w Windawie czy Rydze. Korzyści Łotwy z transportu białoruskiej produkcji sięgają 5–7% jej rocznego PKB. Port w Klajpedzie obsługuje ponad 60% białoruskiego eksportu, głównie produktów naftowych i chemicznych oraz półfabrykatów.
- 49 Propozycja ta zmierzała do zażegnania konfliktu, związanego z tzw. „aferyą rozpuszczalnikową”. Przez ponad rok Białoruś eksportowała bowiem na Zachód produkty naftowe wytworzone z rosyjskiej ropy jako rozpuszczalniki, gdyż te są zwolnione z cła do rosyjskiego budżetu. Z tytułu utraconych wpływów z cła Federacja Rosyjska żądała kwoty w wysokości 1,5 mld USD, [za:] N. Dżikija, *Białoruś przenosi eksport z portów bałtyckich do Rosji*, „Gazeta Prawna”, 12.11.2012.
- 50 P. Maciążek, *Czeski rząd uderza w interesy Orleń nad Weltawą*, www.cire.pl, 25.04.2014.
- 51 Firmy Mero i Čepro są operatorami strategicznych ropociągów i posiadają zbiorniki na ropę w Czechach. Przejęcie kontroli nad tymi firmami jest strategicznym celem PKN Orlen S.A., [za:] *Orleń planuje przejęcia w Czechach*, www.cire.pl, 10.04.2014.
- 52 B. Sawicki, P. Stępiński, *PKN Orlen chce dostarczyć saudyjską ropę do Czech*, www.cire.pl, 29.04.2016.
- 53 Pożar w Litwinowie był największą awarią w tej rafinerii od 1989 r. Spowodował on szkody sięgające 7,4 mld koron czeskich (ok. 1,2 mld zł). Remont trwał ponad 10 miesięcy i pochłonął ok. 4 mld koron.
- 54 P. Stępiński, *Czeska spółka Orleń wznowi prace po zeszłorocznym pożarze*, www.cire.pl, 23.08.2016.

3.4. Przejmowanie przez Federację Rosyjską strategicznych aktywów energetycznych w Polsce i Europie

Przejmowanie strategicznych aktywów energetycznych, głównie aktywów produkcyjnych, gazociągów i magazynów gazu oraz złóż surowców jest jednym z elementów strategii rosyjskich spółek energetycznych, które chcą w ten sposób aktywnie wpłynąć na funkcjonowanie rynków ropy, gazu, a także energii elektrycznej w Polsce i w Europie.

Poważnym wyzwaniem dla spółki PERN S.A. i polskich spółek paliwowych jest przejęcie przez spółkę Rosneft Oil Company kontroli⁵⁵ nad, ulokowaną tuż przy granicy z Polską, niemiecką rafinerią w Schwedt⁵⁶, która ma istotne znaczenie zarówno dla funkcjonowania ropociągu Przyjaźń, jak i dla polskiego rynku paliw płynnych⁵⁷. Dostawy ropy dla tej rafinerii realizowane tym ropociągiem mogą bowiem zostać zastąpione dostawami świadczonymi drogą morską⁵⁸. Reorientacja dostaw ropy jest dla Rosjan kontrowersyjna z ekonomicznego punktu widzenia i wymaga dużych nakładów finansowych, a także przychylniej postawy rządu Niemiec⁵⁹. Jednek w przypadku przeprowadzenia tej reorientacji ograniczeniu ulegnie nie tylko strategiczne znaczenie ropociągu Przyjaźń, ale także

55 W wyniku transakcji ze spółką Total, spółka Rosneft Oil Company przejęła w czerwcu 2015 r. 16,67% udziałów międzynarodowego konsorcjum PCK Rafinerii GmbH, które było właścicielem rafinerii w Schwedt. Dzięki porozumieniu ze spółką BP, dotyczącym reorganizacji German Öl GmbH, tj. spółki joint venture BP i Rosneft Oil Company, będącej akcjonariuszem tej rafinerii, spółka Rosneft Oil Company zwiększyła swój udział w jej akcjonariacie do 37,5%. Łącznie posiada ona zatem 54,17% akcji rafinerii w Schwedt.

56 J. Cwiek-Karpowicz, *Ekspansja Rosji na niemieckim rynku naftowym wyzwaniem dla stosunków z Polską*, www.cire.pl, 23.06.2015.

57 P. Maciążek, *Rosjanie przejmują rafinerię w Schwedt. Co z tranzytem ropy przez Polskę?*, www.cire.pl, 26.06.2015.

58 P. Maciążek, *Schwedt jak Możejki? Rosyjskie paliwo zaleje Polskę?*, www.cire.pl, 29.06.2015.

59 Realizacja dostaw ropy drogą morską do rafinerii Schwedt wymaga budowy 200-kilometrowego ropociągu łączącego tą rafinerię z portem w Rostoku i rozbudowy tego portu, z pogłębieniem toru wodnego włącznie.

naftoportu w Gdańsku. Dla Federacji Rosyjskiej może ona oznaczać także lepsze wykorzystanie swoich ropociągów BTS-1 i BTS-2 z portów naftowych zlokalizowanych w Primorsku i Ust-Łudze, skąd ropa byłaby wysyłana do niemieckiego portu w Rostocku. Z tych względów reorientacja dostaw ropy do rafinerii w Schwedt może stanowić realne zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw ropy do Polski.

Głównym zagrożeniem dla spółki PKN Orlen S.A. i Grupy Lotos S.A. jest możliwość dostaw ropy do rafinerii w Schwedt po cenach dumpingowych i dystrybucji w Polsce wyprodukowanych z niej paliw po konkurencyjnych cenach⁶⁰. Zagrożenie jest o tyle istotne, że rafineria w Schwedt posiada mocną pozycję na niemieckim rynku paliw, a jej zdolności produkcyjne wynoszą ok. 12 mln ton ropy rocznie i przewyższają np. zdolności rafinerii w Gdańsku⁶¹. Przewaga konkurencyjna rafinerii Schwedt na rynku niemieckim wynika z możliwości przerobu rosyjskiej ropy REBCO, tańszej od ropy Brent z Morza Północnego, co pozwala jej uzyskiwać wyższą marżę od większości rafinerii działających w Niemczech. Obniżka cen paliw na stacjach negatywnie przełożyłaby się na wyniki finansowe polskich spółek paliwowych, które pełnią strategiczną rolę dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju.

W jeszcze większym stopniu mogłoby ucierpieć bezpieczeństwo energetyczne Polski, gdyby doszło do przejęcia przez Federację Rosyjską większościowego pakietu akcji Grupy Lotos S.A. Próba takiego przejęcia miała miejsce w 2011 r. w związku z jej prywatyzacją⁶². Zainteresowane złożeniem ofert kupna były spółki rosyjskie: Rosneft Oil Company, Gazprom Nefit, Łukoil i rosyjsko-brytyjska spółka TNK-BP. Konsekwencją ewentualnego kupna Grupy Lotos S.A. przez Rosjan byłoby nie tylko przejęcie przez nich kontroli nad rafinerią w Gdańsku, ale także doprowadzenie do znacznego osłabienia pozycji spółki PKN Orlen S.A. nie tylko na rynku polskim, ale także na rynku regionalnym. Trudna byłaby bowiem dla niej konkurencja cenowa z Rosjanami, dysponującymi w Polsce nowoczesną rafinerią, przystosowaną technologicznie do przerobu taniej ropy, pochodzącej z ich własnych złóż. Osłabienie pozycji spółki PKN Orlen S.A. mogłoby ułatwić Rosjanom przejęcie rafinerii Orlen Lietuva w Możejkach. W przypadku przejęcia przez Rosjan białoruskich rafinerii w Mozyrzu⁶³ i Nowopołocku oraz realizacji planów budowy rafinerii

60 Aktualnie ze Schwedt trafia do Polski ok. 0,5 mln ton paliw rocznie.

61 M. Duszczyk, *Polskę może zalać tanie paliwo*, „Rzeczpospolita”, 30.06.2015.

62 W związku z prywatyzacją polskie Ministerstwo Skarbu wystawiło na sprzedaż 53% akcji Grupy Lotos S.A.

63 42,58% udziałów rafinerii Mozyr należy do rosyjskiej spółki Slavneft. W 2014 r. Białoruś wyraziła zgodę na sprzedaż 42,67% posiadanych udziałów w tej rafinerii

w Estonii⁶⁴ rozwój sytuacji na rynku paliw państw bałtyckich zmierzałby w kierunku monopolizacji przez nich tego rynku⁶⁵. Ponadto ograniczenie ryzyka tranzytowego poprzez przeorientowanie dostaw ropy do rafinerii Grupy Lotos S.A. i ich realizacja drogą morską, tj. z rosyjskich portów w Primorsku i Ust-Łudze do naftoportu w Gdańsku ograniczyłoby znaczenie ropociągu Przyjaźń, jako głównego łańcucha dostaw ropy do państw Europy Środkowo-Wschodniej, w tym do Polski.

Wobec nie tylko ekonomicznych kryteriów postrzegania rynku energii UE przez rosyjskie spółki energetyczne i fundusze inwestycyjne, coraz większe wątpliwości wielu państw członkowskich UE, w tym Polski, budzi angażowanie się tych spółek i funduszy w ten rynek. Czynniki geopolityczne determinuje bowiem często planowanie i realizację projektów energetycznych tych spółek i funduszy na obszarze UE, przez co nie uwzględniają one interesów państw, których te projekty dotyczą. Interes Polski został pominięty chociażby w wyniku wstrzymania dostaw ropy do rafinerii w Możejkach po jej przejściu przez spółkę PKN Orlen S.A., budowy gazociągu Nord Stream I oraz planów budowy gazociągu Nord Stream II. W wielu krajach świata, w tym w Polsce, panuje przekonanie, że rosyjskie firmy i ich kapitał są powiązane z dawnymi funkcjonariuszami służb specjalnych i działają zgodnie z wytycznymi rządu Federacji Rosyjskiej⁶⁶.

Mimo to rosyjskie spółki energetyczne i fundusze inwestycyjne aktywnie dążą do zakupu aktywów energetycznych w państwach członkowskich UE. Z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego tych państw, w tym Polski, szczególne zagrożenie stwarzają próby nabywania przez te spółki i fundusze złóż surowców energetycznych i aktywów infrastruktury energetycznej, co może np. zakłócić lub uniemożliwić stoso-

pod warunkiem, że ich nabywca dostarczy ropę potrzebną do utrzymania zarówno przez rafinerię Mozyr, jak i rafinerię w Nowopołocku, pełnych zdolności przerobowych przez najbliższe 10 lat. Dodatkowo inwestor miałby wybudować nową rafinerię o zdolnościach przerobowych ok. 10 mln ton ropy rocznie. Zainteresowanie zakupem tych udziałów wyraziły spółki rosyjskie: Rosneft Oil Company i Gazprom Nieft, [za:] P. Apanowicz, *Rosjanie wykupią rafinerię w Mozyrze?*, www.wnp.pl, 20.02.2014.

64 W 2011 r. list intencyjny dotyczący budowy rafinerii w miejscowości Paldiski (50 km na zachód od Tallina) podpisały rosyjsko-ukraińska grupa przemysłowa DMSS oraz port w Tallinie. Rafineria ta miała przerabiać 3 mln ton ropy rocznie, [za:] M. Duszczyk, *Rosjanie budują rafinerię konkurencyjną dla Możejek*, „Gazeta Prawna”, 25.01.2011.

65 P. Maciążek, *Lotos jako element rosyjskiej ekspansji gospodarczej*, www.psz.pl, 12.12.2011.

66 R. Omachel, *Lotos i rosyjscy oligarchowie*, www.newsweek.pl, 18.06.2011.

wane zasady solidarności⁶⁷ przez państwa członkowskie UE w przypadku niedoboru ropy lub gazu.

W ostatnim okresie wspomniane zagrożenie pojawiło się w związku z działalnością rosyjskiego funduszu inwestycyjnego LetterOne⁶⁸ oraz spółki Gazprom. Fundusz ten nabył bowiem w marcu 2015 r.⁶⁹ od niemieckiej spółki energetycznej RWE AG spółkę RWE Dea AG, zajmującą się wydobywaniem ropy i gazu⁷⁰. Finalizacja transakcji zakupu tej spółki pozwoliła bowiem Federacji Rosyjskiej na przejęcie kontroli nad podziemnymi magazynami gazu w Bawarii o pojemności 1,9 mld m³ oraz ponad 100 koncesjami na eksploatację złóż ropy i gazu w Europie Zachodniej i kilku innych państwach świata, w tym nad 12 złożami ropy i gazu zlokalizowanymi na wodach brytyjskich Morza Północnego. Wartość tych złóż szacowana jest na 1 mld euro⁷¹. Transakcja została zrealizowana mimo braku zgody Ministerstwa Energii Wielkiej Brytanii, które uznało te złoża za strategiczne dla bezpieczeństwa energetycznego kraju⁷².

Przejęcie spółki RWE Dea AG przez LetterOne swarzało też bezpośrednie zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego Polski. Spółka ta posiadała bowiem w naszym kraju cztery koncesje na poszukiwanie i wydobywanie ropy i gazu w złożach konwencjonalnych zlokalizowanych między Nowym Targiem a Jasłem. Minister Środowiska naszego kraju odmówił w kwietniu 2014 r. spółce LetterOne przedłużenia tych koncesji uznając, że ich przejęcie przez podmiot powiązany osobowo i kapitałowo z rosyjskim konsorcjum Alfa Group może stwarzać zagrożenie dla interesu publicznego i bezpieczeństwa państwa. W sierpniu 2014 r. Ministerstwo Środowiska podtrzymało to rozstrzygnięcie⁷³.

67 Zasada solidarności zakłada realizację dostaw gazu z państw sąsiednich w celu utrzymania ich ciągłości do odbiorców chronionych (gospodarstwa domowe, szpitale, itd.) z państwa, który znalazł się w sytuacji kryzysowej.

68 Fundusz inwestycyjny LetterOne należy do moskiewskiej grupy inwestycyjnej Alfa Group, której głównymi udziałowcami są Michaił Friedman i German Chan, zaliczani do najbardziej wpływowych osób w Federacji Rosyjskiej.

69 Umowa sprzedaży spółki RWE Dea AG została podpisana w marcu 2014 r.

70 W 2012 r. spółka RWE Dea AG wydobyla niespełna 2,6 mld m³ gazu i prawie 2,4 mln m³ ropy.

71 T. Wójcik, W. Jakóbk, *Pomimo sankcji Niemcy sprzedają firmę gazową rosyjskim oligarchom*, www.biznesalert.pl, 4.03.2015.

72 Kwestia nabycia tych złóż była omawiana na posiedzeniu Rady Bezpieczeństwa Narodowego (*National Security Council*) Wielkiej Brytanii. Minister energetyki Wielkiej Brytanii E. Davey zagroził cofnięciem licencji na wydobywanie gazu ze wszystkich zakupionych przez Rosjan złóż, [za:] U. Lesman, *Brytyjczycy stawiają ultimatum oligarchom*, „Rzeczpospolita”, 5.03.2015.

73 *RWE Dea ma dwie koncesje w Polsce*, www.cire.pl, 22.08.2014.

Umowa wymiany aktywów z grudnia 2013 r. zawarta między spółką Gazprom, a niemiecką spółką BASF przewidywała przekazanie rosyjskiej spółce gazowej kontroli nad dystrybucją i magazynowaniem gazu w Niemczech w zakresie, w jakim kontrolę tą sprawowała spółka Wintershall, należąca do grupy BASF⁷⁴. Na mocy tej umowy spółka Gazprom stała się współwłaścicielem strategicznych magazynów gazu w Niemczech i w Austrii, w tym największego w UE magazynu w Rehden⁷⁵ (Niemcy) o pojemności 4,4 mld m³, magazynu w Jungum (Niemcy) o pojemności 1,0 mld m³ oraz magazynu w Haidach (Austria)⁷⁶ o pojemności 2,6 mld m³.

Spółka Gazprom zachowuje także kontrolę nad magazynem gazu Katharina, w którym gromadzony jest gaz dostarczany gazociągami OPAL i JAGAL (zob. punkt 2.3.4). W lipcu 2016 r. w Czechach komercyjną działalność rozpoczął podziemny magazyn gazu Damborzyce. Jego operatorem jest spółka Moravia Gas Storage, której udziałowcami są: czeska spółka MND Group i rosyjska spółka Gazprom Eksport. Dziennie może być do niego włączane lub odbierane odpowiednio 4,6 oraz 7,6 mln m³ surowca. Pojemność magazynu gazu w Damborzycach odpowiada 12% pojemności magazynowej ogółem Czech. Magazyn ten ma się stać jednym z kluczowych elementów zapewnienia niezawodności dostaw rosyjskiego gazu nie tylko odbiorcom w Czechach, ale także w Niemczech i Austrii⁷⁷.

Spółka Gazprom stara się intensywnie zwiększać moce magazynowe w Europie Zachodniej. W ciągu najbliższych lat planuje ona wybudowanie w Niemczech nowych magazynów gazu o pojemność 16,8 mld m³. Pojemność nowych magazynów gazu w Austrii ma wynieść 1,2 mld m³, zaś w Wielkiej Brytanii 0,7 mld m³. Rozbudowa magazynów w Europie Zachodniej jest odpowiedzią spółki Gazprom na postępującą liberalizację rynku gazu UE, spadek znaczenia kontraktów długoterminowych oraz wzrost roli szybkiego reagowania na wahania zużycia surowca⁷⁸. Docelowo spółka Gazprom zamierza dysponować w Europie magazynami o łącznej pojemności odpowiadającej 5% wolumenu rocznego eksportu gazu do Europy.

74 W zamian spółka Wintershall miała otrzymać od spółki Gazpromu udziały w syberyjskich złożach gazu Urengoj.

75 Pojemność magazynu w Rehden stanowi 20% łącznych pojemności magazynowych Niemiec.

76 A. Łoskot-Strachota, *Odwołanie wymiany BASF-Gazprom oznacza, że nie ma powrotu do business as usual w relacjach UE – Rosja*, Ośrodek Studiów Wschodnich, 19.12.2014.

77 P. Stępiński, W. Jakóbk, *Gazprom uruchamia w Czechach magazyn gazu dla Nord Stream II*, www.biznesalert.pl, 5.07.2016.

78 P. Kubisiak, *Gazprom zapowiada ekspansję w Niemczech*, „Puls Biznesu”, 30.04.2006.

Oferta wymiany aktywów, złożona spółce Gazprom w sierpniu 2016 r. przez austriacką spółkę OMV⁷⁹ obejmowała przekazanie rosyjskiemu podmiotowi części spółki OMV Norge w zamian za 25% udziałów w czwartym i piątym bloku Achimow złoża kondensatu gazu Urengoj na Syberii⁸⁰. Spółka OMV Norge⁸¹ posiada 37 koncesji na wydobycie ropy i gazu z norweskich złóż podmorskich na Morzu Północnym, Norweskim i Barentsa. Dotychczas transakcja wymiany aktywów nie doszła do skutku ze względu na sprzeciw Norwegii⁸².

W latach 2005–2015 obszarem szczególnie intensywnej ekspansji spółki Gazprom stał się rynek niemiecki. Eksport gazu do Niemiec, a także innych państw Europy Zachodniej, stał się ważnym elementem geoeconomiki, która w niektórych przypadkach zastępuje geopolitykę w stosunkach międzynarodowych. Sprzedaż gazu przynosi bowiem ogromne zyski dla budżetu Federacji Rosyjskiej⁸³. Jest ona także istotnym elementem odzyskiwania wpływów i znaczenia, które miał ZSRR⁸⁴. Ekspansja ta ma także istotne znaczenie dla funkcjonowania łańcuchów dostaw ropy i gazu do Polski i innych państw Europy Środkowo-Wschodniej. Uruchomienie gazociągu Nord Stream I spowodowało bowiem, że gaz nim przesyłany może być dostarczany do naszego kraju z kierunku zachodniego i południowego, tj. z Niemiec, Czech i ze Słowacji. Ilość rosyjskiego gazu dostarczanego na rynek niemiecki, z pominięciem infrastruktury przesyłowej Polski i Ukrainy, może znacznie wzrosnąć w przypadku uruchomienia gazociągu Nord Stream II. W tych okolicznościach działania podejmowane przez spółkę Gazprom koncentrują się na uzyskaniu kontroli nad strategicznymi elementami infrastruktury przesyłowej Niemiec.

W rezultacie dotychczasowych działań, oprócz gazociągów NEL i OPAL (zob. punkt 2.3.4), spółka Gazprom przejęła kontrolę, nad pięcioma strategicznymi niemieckimi gazociągami, odpowiedzialnymi za dystrybucję rosyjskiego gazu w Niemczech (rys. 3.1). Gazociągi JAGAL, MIDAL, STEGAL, WEDAL i Hamburg-Rehden (RHG) są bowiem za-

79 Grupa OMV zajmuje się przetwarzaniem ropy oraz dystrybucją produktów ropopochodnych m.in. paliw.

80 A. Kucharska, *Austriacki OMV potrzebuje gotówki*, www.cire.pl, 22.08.2016.

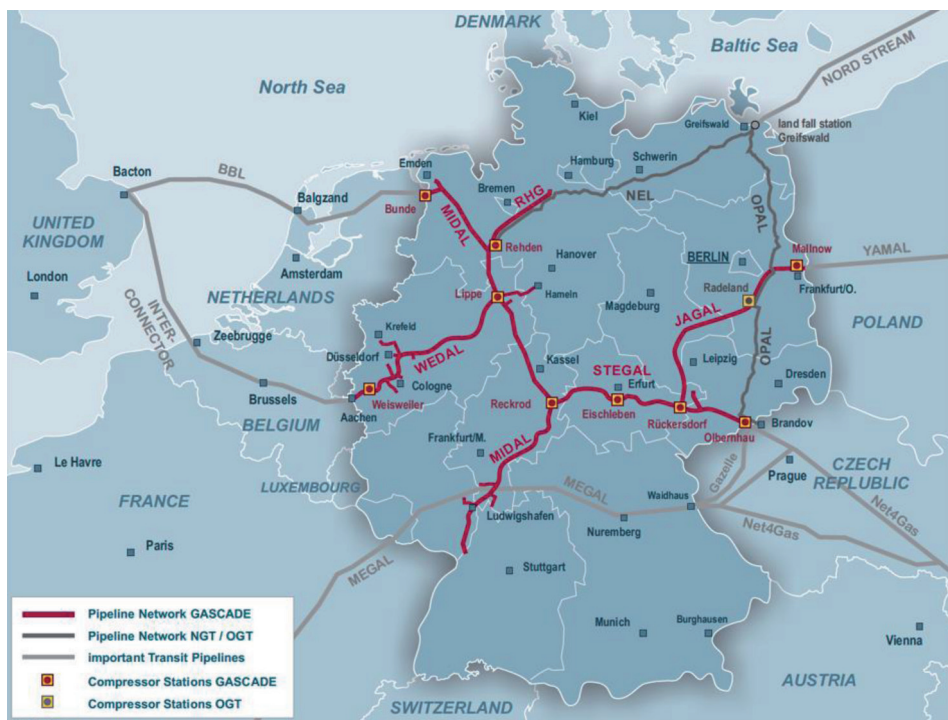
81 W 2015 r. spółka OMV Norge wydobyla 9,5 mln barytek ropy i 1 mld m³ gazu.

82 W. Jakóbiak, *Norwegia nie godzi się na wpuszczenie Gazpromu na Morze Północne*, www.biznesalert.pl, 13.09.2016.

83 Dostawy gazu z Federacji Rosyjskiej pokrywają ok. jedną trzecią zapotrzebowania Niemiec na ten surowiec. Spółka Gazprom szacuje, że wobec rezygnacji Niemiec z energetyki jądrowej zapotrzebowanie tego kraju na rosyjski gaz zwiększy się o co najmniej 20 mld m³ rocznie.

84 M. Paszyn, *Ekspansja Gazpromu na niemiecki rynek energetyczny w okresie rządów Angeli Merkel 2005–2016*, www.pol-int.org, 15.06.2016.

rzządzane przez spółkę Gascade Gastransport GmbH. Gazociąg JAGAL kieruje rosyjski gaz, wpływający z Polski gazociągiem jamalskim, na obszar północnych Niemiec. Z Bawarii do granicy z Holandią biegnie gazociąg MIDAL, łącząc magazyny gazu Rehden i Jemgun. Gazociąg STEGAL rozprowadza na obszarze południowych Niemiec rosyjski gaz dostarczany gazociągiem Braterstwo. Istota gazociągu WEDAL tkwi w tym, że łączy on niemiecki system gazowy z systemem belgijskim i hubem gazowym i terminalem LNG w Zeebrugge, który ma podmorskie połączenie z systemem gazowym Wielkiej Brytanii. Z kolei gazociąg RHG dostarcza gas do Hamburga i okolic⁸⁵. W Czechach przedłużeniem gazociągów Nord Stream I i OPAL jest gazociąg GAZELLE. Chociaż pozostaje on poza kontrolą Federacji Rosyjskiej jest skazany na transport rosyjskiego gazu. Za jego pośrednictwem surowiec dostarczony gazociągiem OPAL będzie bowiem wpływał do gazociągu MEGAL, który biegnie z Bawarii do Francji.



Rysunek 3.1. Sieć niemieckich gazociągów i magazynów

Źródło: www.energetyka24.com, 13.10.2016.

⁸⁵ G. Kuczyński, *W gazowej pajęczynie Rosji*, www.tvn24.pl, 13.03.2014.

Przejęte przez spółkę Gazprom gazociągi i magazyny w Niemczech, czynią z tego kraju ogniwo tranzytowe w łańcuchu dostaw rosyjskiego gazu dostarczanego gazociągiem Nord Stream I i ewentualnie Nord Stream II nie tylko do krajów Europy Środkowo-Wschodniej, w tym Polski, ale również do Francji, Holandii, Belgii, a także do Wielkiej Brytanii⁸⁶ i Włoch⁸⁷. Dla Polski struktura własnościowa infrastruktury gazowej w krajach sąsiednich ma duże znaczenie z punktu widzenia utrzymania ciągłości dostaw gazu. Infrastruktura ta może bowiem zostać wykorzystana do przesyłu tego surowca do naszego kraju w przypadku wstrzymania dostaw gazociągiem jamalskim.

86 Gazociąg Balgzand Bacton Line (BBL) łączy Niemcy i Holandię z Wielką Brytanią. Operatorem tego gazociągu jest spółka BBL Company, w której 51% udziałów posiada spółka Gasuni (operator gazowego systemu przesyłowego Holandii). W zamian za 9% udział w konsorcjum Nord Stream spółka Gazprom miała uzyskać część udziałów w BBL Company, [za:] *Gazociąg Północny dotrze do Wielkiej Brytanii*, www.money.pl, 5.11.2007.

87 Dostarczenie gazu do Włoch wymaga zwiększenia zdolności jego przesyłu w kierunku południowym poprzez zapewnienie spółce Gazprom możliwości pełnego wykorzystania gazociągu OPAL, budowę gazociągu EUGAL, biegnącego wzdłuż OPAL oraz gazociągu BACI, łączącego Czechy i Austrię (zob. punkt 2.2).

3.5. Szantaż gazowy i cenowy Federacji Rosyjskiej

Federacja Rosyjska od lat posługuje się szantażem gazowym, który polega na motywowanym politycznie wstrzymaniu dostaw gazu odbiorcom, mimo obowiązujących kontraktów. Szantaż ten stosowany był już kilkakrotnie w ciągu ostatnich 10 lat, niezależnie od utraty wpływów budżetowych. Ze względu na napięte relacje polityczne, na takie działanie spółki Gazprom narażana jest przede wszystkim Ukraina. Jednak ze względu na strategiczny charakter systemu gazociągów Ukrainy, wstrzymanie dostaw gazu do tego państwa przekłada się na ich wstrzymanie lub ograniczenie w szczególności do państw Europy Środkowo-Wschodniej, w tym Polski i państw Europy Środkowo-Południowej, które są w największym stopniu uzależnione od dostaw gazu z Federacji Rosyjskiej. Szantaż gazowy jest środkiem politycznego nacisku Federacji Rosyjskiej na te państwa, służącym osiągnięciu określonych celów politycznych i gospodarczych. Łagodniejszą formą szantażu gazowego jest szantaż cenowy, tj. obietnica obniżenia cen lub dostarczenie dodatkowych ilości gazu w zamian za określone zachowania państw go importujących⁸⁸. Możliwość zastosowania szantażu gazowego wynika ze strategii energetycznej Federacji Rosyjskiej z 2003 r., w której napisano, że eksport surowców energetycznych ma służyć rosyjskiej polityce zagranicznej⁸⁹. Polska w ostatnich 12 latach doświadczyła 6 poważnych zakłóceń w dostawach gazu bez podania jasnej przyczyny⁹⁰. Spółka Gaz-System S.A. szacuje, że koszty pokrycia strat spowodowanych przerwami i ograniczeniami tych dostaw oraz braku alternatywnych ich źródeł wynoszą ok. 400 mln USD rocznie⁹¹.

88 Będąc przeważającym lub wyłącznym dostawcą gazu dla państw Europy Środkowo-Wschodniej i Środkowo-Południowej spółka Gazprom narzuca im wysokie ceny.

89 M. Małecki, *Na smyczy Gazpromu*, www.naszdziennik.pl, 12.09.2014.

90 Ocena prezesa spółki PGNiG S.A. Piotra Woźniaka przedstawiona podczas konferencji „Poland: Gateway for U.S. LNG to Central and Eastern Europe”, która odbyła się 12 października 2016 r. w Warszawie, [za:] *W 2019 roku będzie wiadomo, czy korytarz norweski posłuży Polsce i Ukrainie*, www.binesalert.pl, 21.10.2016.

91 W. Jakóbiak, *Putin zdradził cenę gazu dla Polski*, www.binesalert.pl, 28.10.2016.

Federacja Rosyjska wstrzymała dostawy gazu na Ukrainę np. w styczniu 2006 r. i 2009 r. W wyniku pierwszego z tych zdarzeń ograniczenie dostaw gazu do Polski dotyczyło ilości odpowiadającej 14% jej zużycia⁹². Niedobór gazu został pokryty zwiększonym poborem gazu z podziemnych magazynów. Bardziej ucierpiały państwa, dla których ukraińskie gazociągi stanowiły główną lub jedyną drogę importu gazu z Federacji Rosyjskiej. Na Węgry docierało o 40% mniej rosyjskiego gazu, a do Austrii, Słowacji i Rumunii o jedną trzecią. Konsekwencje wstrzymania dostaw gazu nie ominęły Francji i Włoch⁹³.

Z powodu wstrzymania dostaw gazu na Ukrainę Polska ucierpiała w znacznie większym stopniu w 2009 r. Ograniczono bowiem dostawy gazu dla największych odbiorców przemysłowych, w tym m.in. dla rafinerii w Płocku i dla zakładów azotowych. Całkowicie ustały bowiem dostawy rosyjskiego gazu przez Drozdowicze, a dostarczany on był jedynie gazociągiem jamalskim z Białorusi⁹⁴. Najbardziej, podobnie jak w roku 2006, ucierpiały: Słowacja, Czechy, Bułgaria, Rumunia, Grecja, Austria, Węgry i Mołdawia⁹⁵.

We wrześniu 2014 r. w celu zablokowania tzw. rewersowych dostaw gazu na Ukrainę, Federacja Rosyjska ograniczyła jego dostawy dla Polski, Słowacji i Węgier do poziomu, który zapewni zaspokojenie ich potrzeb⁹⁶. Dostawy te realizowane były bowiem z terytorium tych państw⁹⁷. Rosjanie zmniejszyli przesył gazu przez wszystkie połączenia transgraniczne, tj. z Ukrainy (przez połączenie w Drozdowiczach) oraz Białorusi (przez połączenia w Kondratkach i Wysokoje)⁹⁸. W Polsce redukcje stanowiły

92 *Gazowy szantaż dotyka coraz więcej europejskich krajów*, www.bankier.pl, 2.01.2006.

93 B. Mroczkowski, *Polityka energetyczna i bezpieczeństwa Federacji Rosyjskiej a ukraiński kryzys gazowy*, www.geopolityka.org, 9.06.2011.

94 *Europa bez gazu*, „Rzeczpospolita”, 7.01.2009.

95 Czechy np. zakupiły w awaryjnym trybie gaz m.in. z Norwegii. Na Słowacji wprowadzono stan wyjątkowy. Na Węgrzech wiele obiektów, np. lotnisko w Budapeszcie ogrzewano olejem opałowym, a w Mołdawii na mazut przestawiono elektrociepłownię.

96 Ukraina kontynuuje dostawy rewersowe gazu mimo niekorzystnych relacji cenowych. Pod koniec sierpnia 2016 r. minister energetyki Ukrainy Igor Nasalik przyznał, że w III kwartale 2016 r. gaz kupowany w Europie jest o 45% droższy od gazu oferowanego przez Federację Rosyjską. J. Wyganowski, *Ukraina: cena gazowej niepodległości*, „Energia Gigawat” 2016, nr 9.

97 W. Jakóbk, *Dlaczego Gazprom obniża dostawy gazu do Polski?*, www.cire.pl, 10.09.2014.

98 B. Mayer, *Gazprom ogranicza dostawy gazu do Polski*, „Gazeta Prawna”, 11.09.2014.

od 6 do 46% dobowego wolumenu zamówionego gazu⁹⁹. Tym sposobem w okresie od września 2014 r. do marca 2015 r. dostawy gazu do Polski mogły być nawet o 1,5 mld m³ mniejsze od zamówień¹⁰⁰. Niedobór surowca Polska wyrównała poprzez import z Niemiec i z Czech, co było możliwe poprzez maksymalne wykorzystanie zdolności przesyłowych interkonektorów z tymi państwami¹⁰¹.

Zmniejszenie dostaw gazu do Polski o ok. 20% wystąpiło także w lipcu 2016 r. Incydent miał miejsce w okresie letnim, więc jego negatywne skutki były ograniczone. Jednak jest on kolejnym przykładem braku realizacji przewidywanych dostaw przez rosyjskiego dostawcę bez uprzedzenia i podania przyczyny. Powtarzające się tego rodzaju zdarzenia mogą świadczyć o tym, że spółka Gazprom nie spełnia kryteriów wiarygodnego dostawcy¹⁰².

Przejaw szantażu cenowego Federacji Rosyjskiej w stosunku do Polski miał miejsce w styczniu 2009 r. W wyniku porozumienia zawartego między Rosją i Ukrainą, kończącego kryzys gazowy, ograniczona została rola firmy RosUkrEnergo (RUE), która pełniąc funkcję pośrednika była odpowiedzialna za ok. 24% dostaw gazu do Polski. Dostawy te zostały wstrzymane 25 stycznia 2009 r.¹⁰³ Spółka Gazprom zadeklarowała gotowość przejścia zobowiązań tej firmy, warunkując ją jednak podjęciem przez spółkę PGNiG S.A. renegotjacji długoterminowego kontraktu na dostawy gazu (zob. punkt 2.3.2). W wyniku tych renegotjacji Federacja Rosyjska zamierzała uzyskać ustępstwa Polski w zakresie opłat za tranzyt swojego gazu przez polskie terytorium. Należy przy tym zaznaczyć, że Węgry i Rumunia, które także były związane kontraktami z firmą RUE, otrzymywały gaz w pełnych ilościach¹⁰⁴.

Wysokie ceny gazu, sprzedawanego Polsce przez Federację Rosyjską, były w ostatnim dziesięcioleciu niemal immanentnym elementem wywierania presji na nasz kraj. Istota tej presji wynikała stąd, że ceny rosyjskiego gazu dla Polski były wyższe niż dla innych europejskich odbiorców. W 2013 r. Polska płaciła bowiem 429 USD za 1 000 m³ gazu, a w roku 2014 – 379 USD za 1 000 m³ gazu, tymczasem średnia cena dla

99 Dnia 10.09.2014 r. Polska wstrzymała czasowo tzw. rewersowy przesył gazu na Ukrainę w ilości 4 mln m³ na dobę przez połączenie w Hermanowicach, [za:] *Gaz-System wstrzymał czasowo dostawy gazu na Ukrainę*, www.wyborcza.pl, 10.09.2014.

100 G. Osiecki, *Unia wyprzedziła Rosję w dostaw gazu do Polski*, „Gazeta Prawna”, 3.03.2015.

101 T. Chmal, *Polska ma prawo rozporządzania gazem według własnego uznania*, www.cire.pl, 16.09.2014.

102 *Gazprom ograniczył dostawy gazu do Polski*, www.biznesalert.pl, 1.07.2016.

103 Firma RosUkrEnergo zaprzestała tych dostaw dnia 25.01.2009 r.

104 PGNiG – RosUkrEnergo. *Sprawa trafi do arbitrażu*, „Puls Biznesu”, 29.01.2009.

pozostałych państw europejskich wynosiła 341 USD za 1000 m³ gazu. Mniej od Polski za rosyjski gaz płacili np. Niemcy. W roku 2013 było to 366 USD za 1000 m³, zaś 323 USD za 1000 m³ w 2014 r.¹⁰⁵

Polska zwracała się do spółki Gazpromu o obniżkę ceny surowca za dostarczany gaz w ramach umowy długoterminowej, uzasadniając ją znaczącymi zmianami, jakie zaszły na europejskim rynku energetycznym¹⁰⁶. W listopadzie 2012 r. spółka PGNiG S.A. poinformowała, że doszła do porozumienia z rosyjskim dostawcą i udało się uzyskać redukcję ceny gazu o ponad 10%¹⁰⁷. Wobec kolejnych obniżek cen, udzielonych następnie przez spółkę Gazprom innym europejskim odbiorcom gazu oraz spadku cen w kontraktach spot, wynegocjowane w 2012 r. przez PGNiG S.A. ceny przestały wkrótce być konkurencyjne. Po kilkumiesięcznym bezskutecznym okresie negocjacji w lutym 2016 r. spółka PGNiG S.A. ponownie skierowała skargę do Międzynarodowego Trybunału Arbitrażowego w Sztokholmie w celu skłonienia spółki Gazprom do dostosowania warunków cenowych zawartego kontraktu gazowego do sytuacji na europejskim rynku gazu¹⁰⁸.

Argument w postaci obietnicy obniżenia cen dostarczanego gazu przyniósł Federacji Rosyjskiej wymierne efekty w przypadku Białorusi. Rosyjski dostawca gazu stał się bowiem wyłącznym właścicielem białoruskiego przedsiębiorstwa Biełtransgaz¹⁰⁹, co oznacza przejęcie kontroli nad białoruską siecią gazociągów. Zgodnie z umową z 31 grudnia 2006 r. w zamian za sprzedaż spółce Gazprom 50% udziałów w tym przedsiębiorstwie, Białoruś uzyskała w okresie 2008–2010 rabat cenowy na zakup rosyjskiego gazu w wysokości odpowiednio 33, 20 i 10%¹¹⁰. Na mocy porozumień, podpisanych w 2011 r., spółka Gazprom nabyła pozostałe 50% udziałów w Biełtransgazie, obniżając jednocześnie w zamian od 2012 r. o połowę cenę dostarczanego na Białorusi gazu i wiążąc ją od 2013 r. z jego ceną na

105 PGNiG negocjuje ceny z Gazpromem, „Rzeczpospolita”, 8.05.2015.

106 PGNiG chce jak najszybciej zakończyć negocjacje cenowe z Gazpromem, www.cire.pl, 06.11.2015.

107 Negocjacje cenowe ze spółką Gazpromem spółka PGNiG S.A. prowadziła formalnie od kwietnia 2011 r. Wobec braku efektów tych negocjacji w listopadzie 2011 r. rozpoczęła ona procedurę arbitrażu w Międzynarodowym Trybunale Arbitrażowym w Sztokholmie, [za:] *Od stycznia gaz będzie tańszy. PGNiG złożyła wniosek o obniżkę taryfy o ok. 10%*, www.cire.pl, 27.09.2012.

108 Porozumienie z PGNiG ws. cen gazu możliwe przed końcem arbitrażu, www.cire.pl, 3.06.2016.

109 Przedsiębiorstwo Biełtransgaz jest odpowiedzialne za przesył gazu przez Białoruś. Jest operatorem białoruskiego odcinka gazociągu jamalskiego i właścicielem wszystkich gazociągów na terenie Białorusi.

110 Rosyjski koncern kupił białoruskiego monopolistę gazowego Biełtransgaz, www.wpolityce.pl, 26.11.2011.

swoim rynku wewnętrznym¹¹¹. Federacja Rosyjska i Białoruś porozumiały się jednocześnie w sprawie restrukturyzacji białoruskiego długu za gaz dostarczony w 2011 r.¹¹² Można sądzić, że pewną rolę w wypracowaniu porozumień z 2011 r. odegrało także uczestnictwo Białorusi w projektach integracyjnych, obejmujących obszar byłego ZSRR, takich jak Unia Celna, Jedyna Przestrzeń Ekonomiczna i Unia Euroazjatycka.

Podobnego argumentu, chociaż bezskutecznie, rosyjski Gazprom użył w stosunku do Ukrainy, która domagała się rabatu cenowego na zakup gazu i zmiany niekorzystnej formuły cenowej¹¹³, wynikającej z zawartego dnia 19 stycznia 2009 r. kontraktu. Uwzględnienie tych postulatów Federacja Rosyjska uzależniła, podobnie jak w przypadku Białorusi, od zgody na przejęcie ukraińskiego przedsiębiorstwa Naftohaz¹¹⁴, co oznaczałoby możliwość sprawowania kontroli nad ukraińskim systemem gazociągów¹¹⁵. Do tego przejęcia nie doszło m.in. w wyniku zdecydowanej postawy Julii Tymoszenko, która wystąpiła z apelem do prezydenta Wiktora Janukowycza o zachowanie kontroli nad ukraińskim systemem gazociągów, określając go jako „jedyny strategiczny zasób” Ukrainy¹¹⁶. Argument w postaci obniżenia ceny dostarczanego gazu okazał się jednak skuteczny do uzyskania zgody Ukrainy na stacjonowanie Floty Czarnomorskiej w Sewastopolu. W 2011 r. Ukraina korzystała bowiem z rabatu cenowego w wysokości 100 USD za 1 000 m³ gazu¹¹⁷. Zarówno ukraińskie, jak i białoruskie gazociągi odgrywają strategiczną rolę w transporcie rosyjskiego gazu do państw Europy Środkowo-Wschodniej, w tym Polski, oraz państw Europy Środkowo-Południowej.

111 *Białoruś kupi od Rosji tani gaz*, www.cire.pl, 25.11.2011.

112 W 2010 r. Federacja Rosyjska wyegzekwowała od Białorusi zapłatę 187,9 mln USD długu dopiero po wstrzymaniu dostaw gazu, [za:] I. Trusewicz, *Gazprom podliczył dług Białorusi*, „Rzeczpospolita”, 15.11.2011.

113 Formuła cenowa była oparta na notowaniach cen ropy. Jej elementami była także bardzo wysoka cena bazowa, wynosząca 450 USD za 1 000 m³ gazu, wysoki poziom rocznych dostaw gazu, wynoszący 52 mld m³, klauzula *take or pay* dotycząca 80% tego poziomu i zakaz reeksportu zakontraktowanego gazu, [za:] A. Sarna, *Strategia gazowa Kijowa: Między Gazpromem a realną dywersyfikacją*, www.osw.waw.pl, 15.07.2013.

114 Przedsiębiorstwo Naftohaz jest ukraińskim odpowiednikiem białoruskiego przedsiębiorstwa Bieltransgaz.

115 *Umowy gazowe Rosji z Białorusią przykładem dla Ukrainy*, www.onet.pl, 26.11.2011.

116 K. Kazimierowska, *Tymoszenko ostrzega Janukowycza przed ustępstwami wobec Rosji*, www.rp.pl, 26.12.2011.

117 I. Trusewicz, *Ukraina się łamie*, „Rzeczpospolita”, 30.12.2011.

3.6. Utrzymywanie i eskalacja napięcia politycznego przez Federację Rosyjską

Zakłóceniu funkcjonowania alternatywnych łańcuchów dostaw ropy i gazu¹¹⁸ do państw Europy Środkowo-Wschodniej, w tym do Polski, i państw Europy Środkowo-Południowej oraz budowy nowych łańcuchów, ma służyć utrzymywanie lub eskalacja napięcia politycznego w basenie Morza Bałtyckiego, Morza Czarnego i Morza Kaspijskiego. Cel ten Federacja Rosyjska realizuje nierzadko z wykorzystaniem środków militarnych.

W przypadku Polski możliwość zakłócenia funkcjonowania tych łańcuchów coraz częściej rozpatrywana jest w kontekście akwenu bałtyckiego, ze względu na jego rosnące znaczenie nie tylko dla dostaw ropy i gazu (poprzez naftoport w Gdańsku i terminal LNG w Świnoujściu), ale także energii elektrycznej (poprzez połączenie Swe-Pol, umożliwiające import tej energii ze Szwecji), słabość Marynarki Wojennej naszego kraju, brak zabezpieczeń wymienionych obiektów infrastrukturalnych oraz coraz większą aktywność Federacji Rosyjskiej na tym akwencie i militaryzację obwodu kaliningradzkiego¹¹⁹.

W ostatnich latach na Bałtyku doszło przynajmniej do kilku poważnych incydentów z udziałem Rosjan, których powtórzenie może stanowić zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego Polski. W 2009 r. porwany został bowiem na wodach Morza Bałtyckiego 100-metrowy okręt transportowy *Artic Sea* i przetransportowano go na odległość ok. 500 km. Podobny incydent z udziałem gazowca zmierzającego do Świnoujścia mógłby wyrzucić ogromny negatywny wpływ na społeczne poparcie dla dywersyfikacji dostaw gazu za pomocą terminala LNG. Z kolei w 2015 r. miały miejsce prowokacje rosyjskiej floty bałtyckiej podczas układania podmorskiego kabla *NordBalt*, łączącego Litwę ze Szwecją¹²⁰. Można są-

118 Pod pojęciem alternatywnego łańcucha dostaw ropy i gazu rozumie się szlak transportowy, który może być wykorzystany do zaopatrywania odbiorców w węglowodory pochodzące ze źródeł nierosyjskich.

119 P. Maciążek, *Dostawy LNG do Polski zagrożone?*, www.cire.pl, 21.06.2016.

120 *NordBalt* jest podmorskim połączeniem prądu stałego, umożliwiającym przesył energii elektrycznej. Połączenie to uruchomiono w grudniu 2015 r.

dzić, że podobne działania mogą towarzyszyć budowie gazociągu Baltic Pipe pomiędzy Polską i Danią.

Prawdopodobieństwo zakłócenia budowy gazociągu Baltic Pipe jest duże wobec słabości Marynarki Wojennej Polski, której większość okrętów jest mało przydatna do działań w warunkach braku pełnego konfliktu zbrojnego¹²¹. Marynarka Wojenna naszego kraju nie jest zatem aktualnie w stanie spełnić zadań, jakie stawia przed nią program dywersyfikacji źródeł dostaw węglowodorów do Polski z wykorzystaniem gdańskiego naftoportu i świnoujskiego terminala LNG¹²². Realizacja tego programu będzie coraz bardziej uzależniona od akwenu bałtyckiego. W 2022 r., tj. po wygaśnięciu kontraktu jamalskiego i wybudowaniu gazociągu Baltic Pipe, Polska powinna być bowiem gotowa do przeorientowania w całości dostaw gazu z Federacji Rosyjskiej na Bałtyk.

Napięta sytuacja polityczna w basenie Morza Czarnego oddala perspektywę przedłużenia ukraińskiego ropociągu Odessa–Brody o odcinek Brody–Płock, stanowiący kluczowy element euroazjatyckiego korytarza transportu ropy naftowej (EKTRN). Korytarz ten umożliwiłby dostawy początkowo ropy azerskiej, a później ropy kazachskiej i turkmeńskiej do Polski i innych państw Europy Środkowo-Wschodniej, a także Europy Zachodniej¹²³. Dla Polski połączenie tego korytarza z Płockiem i uruchomienie tych dostaw oznaczałoby nie tylko możliwość sprowadzania ropy pochodzącej ze źródeł innych niż rosyjskie, ale także możliwość jej przesyłu za pomocą szlaku transportowego nie przebiegającego przez terytorium Federacji Rosyjskiej. Niestabilność obszaru czarnomorskiego stwarza zagrożenie dla tej możliwości. Jest ona bowiem źródłem ryzyka dla prawidłowego funkcjonowania istniejących już w rejonie basenu Morza Czarnego. Pogłębianie, a przynajmniej utrzymywanie, tej niestabilności leży w interesie Federacji Rosyjskiej. Eksport kaspijskiej ropy do Polski i innych państw Europy Środkowo-Wschodniej, a także Europy Zachodniej, stanowi bowiem istotne zagrożenie dla jej interesów gospodarczych, a także politycznych¹²⁴.

121 Okręty takie muszą być przystosowane do działania w złożonych warunkach nawigacyjnych, przy dużym zatłoczeniu jednostek pływających i w oddaleniu od własnych baz. Powinny one wypełniać swoje zadania w sposób ciągły, mieć dużą autonomię i gwarantować odpowiednie warunki dla załóg.

122 M. Dura, P. Maciążek, *Rośnie uzależnienie Polski od Bałtyku. Co z marynarką wojenną?*, www.cire.pl, 23.05.2016.

123 Złóża ropy w rejonie Morza Kaspijskiego są szacowane na 50–70 mld baryłek. W perspektywie długoterminowej produkcja ropy z tych złóż mogłaby zaspokoić ok. 3% światowego zapotrzebowania.

124 Znaczną część dochodów z eksportu węglowodorów Federacja Rosyjska przeznaczająca na utrzymanie i rozbudowę swoich sił zbrojnych.

Geostrategiczną sytuację w akwenie Morza Czarnego determinuje dominująca pozycja Federacji Rosyjskiej nad tym akwenem, która jest m.in. efektem militaryzacji okupowanego Krymu i separatystycznej Abchazji¹²⁵. Pozycji tej sprzyja obecność wojskowa Federacji Rosyjskiej w Donbasie i separatystycznym Naddniestrzu¹²⁶. Wobec dominacji rosyjskiej Floty Czarnomorskiej na Morzu Czarnym zapewnienie ciągłości dostaw azerskiej ropy do Odessy i napełnienie nią ropociągu Odessa–Brody może być trudne¹²⁷. Na ochronę słabej marynarki ukraińskiej nie mogą bowiem liczyć tankowce dostarczające tą ropę do Odessy z gruzińskiego terminala naftowego w Supsie¹²⁸. Ze względu na położenie między okupowanym Krymem a separatystycznym Naddniestrzem, wysoce niestabilny stał się bowiem region Odessy¹²⁹.

Dostawy azerskiej ropy do Odessy mogą zakłócić lub uniemożliwić działania Federacji Rosyjskiej w Gruzji, która jest kluczowym, ale jednocześnie najsłabszym krajem tranzytowym, umożliwiającym dywersyfikację dostaw ropy i gazu do Europy, w tym do Polski np. poprzez projektowany ropociąg Odessa–Brody–Płock¹³⁰. W wyniku tych działań pod znakiem zapytania staje bowiem bezpieczeństwo infrastruktury przesyłowej, znajdującej się na terytorium Gruzji, służącej dywersyfikacji dostaw węglowodorów do Europy (rys. 3.2). We wrześniu 2013 r. siły zbrojne Federacji Rosyjskiej stacjonujące w Osetii Południowej¹³¹ przesunęły granicę w stronę wioski Karafila, przez którą przebiega ropociąg Baku–Sup-

125 Krym został zajęty przez Federację Rosyjską w kwietniu 2014 r., zaś Abchazja pozostaje poza kontrolą władz gruzińskich od 1992 r. Dnia 16 listopada 2011 r. Parlament Europejski uchwalił rezolucję, uznając obecność Rosjan w Abchazji za bezprawną okupację tych terenów.

126 Na obszarze ukraińskiego Donbasu utworzono w maju 2014 r. Ługańską Republikę Ludową i Doniecką Republikę Ludową, które są wspierane militarnie przez Federację Rosyjską. Rosyjska obecność wojskowa na terytorium Mołdawii trwa od momentu rozpadu ZSRR.

127 P. Maciążek, *Marynarka „Noworosji” storpeduje projekt Odessa–Brody–Płock?*, www.defence24.pl, 9.10.2014.

128 Sytuację na Morzu Czarnym może skomplikować pojawienie się jednostek Donieckiej Republiki Ludowej i Ługańskiej Republiki Ludowej. Logistyczna optymalizacja bytu „państwowego” „Noworosji” wymaga bowiem zajęcia ukraińskiego portu w Mariupolu, [za:] P. Maciążek, *Marynarka „Noworosji” storpeduje projekt...*

129 P. Maciążek, *Azerbejdżan dofinansuje ropociąg Odessa–Brody–Płock*, www.defence24.pl, 17.12.2014.

130 P. Maciążek, *Rosja sięga po „energoterroryzm”? Próba wysadzenia strategicznego gazociągu*, www.energetyka24.com, 23.08.2016.

131 Gruzja całkowicie straciła kontrolę nad Osetią Południową po wojnie z Rosją w 2008 r.

sa¹³², pełniący kluczową rolę z perspektywy realizacji idei dostaw azerkiej ropy nad Bałtyk¹³³. W wyniku podobnych działań podjętych w lipcu 2015 r. część tego ropociągu w rejonie miejscowości Orczosani znalazła się na terytorium okupowanej przez Federację Rosyjską Osetii Południowej¹³⁴. W wyniku aktu terroru poważnie uszkodzony został strategiczny ropociąg BTC (Baku–Tbilisi–Ceyhan)¹³⁵, który omijając Federację Rosyjską dostarcza ropę na rynki europejskie. W 2008 r. fragment tego ropociągu został bowiem wysadzony w powietrze¹³⁶.

Działania Federacji Rosyjskiej mające na celu ograniczenie roli Gruzji w postępującej dywersyfikacji dostaw ropy i gazu do UE, w tym do Polski, zmierzają także do wzmocnienia swoich wpływów w gruzińskim sektorze energetycznym. Dla ich wzmocnienia istotne było nabycie przez spółkę Rosneft Oil Company dnia 29 grudnia 2014 r. 49% udziałów w gruzińskiej spółce Petrocas Energy, należącej do energetycznej Grupy Petrocas¹³⁷. Znaczenie tej Grupy dla sektora energetycznego Gruzji tkwi w tym, że jest ona właścicielem i operatorem terminala naftowego w Poti oraz posiada duże zdolności magazynowania ropy, wspomagające jej tranzyt między Morzem Kaspijskim i Morzem Czarnym. Ponadto działalność logistyczna Grupy Petrocas ma duże znaczenie dla regionalnego handlu węglowodorami. Wchodząca bowiem w jej skład firma Tepco świadczy usługi transportu kolejowego i morskiego. Jest ona także wyłącznym użytkownikiem terminalu naftowego w Batumi, który obsługuje kontrahentów z Kazachstanu, Azerbejdżanu, Armenii i Turkmenistanu¹³⁸.

132 Ropociąg Baku–Supsa łączy złoża ropy w Azerbejdżanie z gruzińskim terminalem naftowym Supsa na wybrzeżu Morza Czarnego. Przepustowość tego ropociągu wynosi 100 tys. baryłek dziennie, [za:] *Rosja „zagarnęła” fragment rurociągu*, www.ropa.pl, 13.07.2015.

133 *Armia rosyjska przesuwa swoje siły w głąb Gruzji*, www.energetyka24.com, 26.09.2013.

134 *Prowokacyjne działania na granicy z Osetią Południową*, www.gruzja.in, 11.07.2015.

135 Ropociąg BTC jest największym i całkowicie niezależnym od Federacji Rosyjskiej ropociągiem na terenie byłego ZSRR. Został on zbudowany w 2006 r. dzięki dużemu wysiłkowi dyplomacji USA, która powstrzymała równie intensywne wysiłki zablokowania tej inwestycji przez Federację Rosyjską, [za:] *Zagrożony tranzyt ropy i gazu przez Gruzję*, www.tvn24bis.pl, 11.08.2008.

136 Agencja Bloomberg utrzymuje, że zamachu dokonały rosyjskie służby specjalne, [za:] P. Maciążek, *Rosja sięga po „energoterroryzm”. Kluczowe rurociągi zagrożone*, www.defence24.pl, 12.12.2014.

137 P. Maciążek, *Rosyjska odpowiedź na Unię Energetyczną*, www.defence24.pl, 5.01.2015.

138 P. Maciążek, *Rosja sięga po gruziński terminal. Tranzyt ropy do UE zagrożony?*, www.defence24.pl, 2.01.2015.



Oznaczenia:

BTC – ropociąg Baku–Tbilisi–Ceyhan,
 SCP – gazociąg Baku–Tbilisi–Erzurum, zwany także gazociągiem Południowokaukaskim
 (*South Caspian Pipeline*)

Rysunek 3.2. Główne szlaki transportu ropy i gazu z rejonu Morza Czarnego i Morza Kaspijskiego
 Źródło: www.energetyka24.com.

Powstrzymaniu postępującej dywersyfikacji dostaw ropy i gazu do UE, w tym do Polski, ma służyć dążenie Federacji Rosyjskiej do ograniczenia znaczenia Azerbejdżanu, jako niezależnego eksportera ropy i gazu, co mogłoby podważyć ekonomiczny sens budowy np. korytarza EKTRN lub południowego korytarza gazowego¹³⁹. Aby osiągnąć ten cel Federacja Rosyjska podejmuje próby neutralizacji azerskich inicjatyw energetycznych poprzez swoje w nich uczestnictwo¹⁴⁰. Przedłożyła ona np. propozycję budowy ropociągu biegnącego z Noworosyjska przez Abchazję

139 Południowy korytarz gazowy to kontrolowany przez Azerbejdżan i Turcję system trzech komplementarnych projektów gazociągów, pomijających Federację Rosyjską, obliczony na przesył do UE gazu ze złóż azerskich, a w dłuższej perspektywie także ze złóż turkmeńskich. Projekty wchodzące w skład tego systemu to: gazociąg SCP (*South Caspian Pipeline*), łączący azerskie złoża gazu Shah Deniz z Turcją, gazociąg TANAP (*Trans Anatolian Pipeline*), biegnący przez terytorium Turcji i gazociąg TAP (*Trans Adriatic Pipeline*), łączący Turcję z Grecją i Włochami, [za:] A. Jarsiewicz, *Południowy Korytarz Gazowy. Azersko-turecki projekt gazowy w rozgrywce Rosji i UE*, Ośrodek Studiów Wschodnich, Warszawa, sierpień 2015.

140 P. Maciążek, *Marynarka „Noworosji” storpeduje projekt...*

do Supsy¹⁴¹, który miałby się łączyć na osi północ-południe z ropociągiem CBT (rys. 3.2). Urzeczywistnienie tej propozycji mogłoby zmarginalizować szlak dostaw azerskiej ropy z regionu kaspijskiego nad Morze Śródziemne, tj. ropociąg Baku-Supsa, który pełni kluczową rolę w dostawach ropy m.in. dla planowanego ropociągu Odessa-Brody-Płock. Silnym oparciem dla budowy ropociągu Noworosyjsk-Supsa jest obecność spółki Rosneft Oil Company w gruzińskiej energetyce¹⁴².

Poważną przeszkodą dla uzupełnienia azerskiego gazu, który ma być tłoczony do południowego korytarza gazowego, o gaz turkmeński i kazachski jest nieuregulowany status Morza Kaspijskiego, co uniemożliwia budowę gazociągu transkaspjskiego¹⁴³. Status ten utrudnia także inicjatywy w zakresie dostaw turkmeńskiej i kazachskiej ropy do Baku, a następnie do planowanego ropociągu Odessa-Brody-Płock. Pojawiające się po rozpadzie ZSRR propozycje podziału akwenu tego morza nie znalazły akceptacji wszystkich państw nadbrzeżnych, która jest konieczna w myśl ustaleń, jakie zapadły na Szczycie Państw Kaspijskich w 2010 r. Inwestycję blokuje Federacja Rosyjska, ponieważ jej realizacja zagroziłaby pozycję spółki Gazprom. Utrzymuje ona, że budowa gazociągu transkaspjskiego podlega pod wspomniane ustalenia, ponieważ jakakolwiek awaria podmorskiej infrastruktury przesyłowej na akwenu aktywnym sejsmicznie będzie miała wpływ na wszystkie państwa kaspijskie¹⁴⁴. Budowę tego gazociągu wspierają Azerbejdżan i Turkmenistan, które uzyskały poparcie KE¹⁴⁵ i USA¹⁴⁶.

141 W Supsie zbudowany miałby być także nowoczesny zakład petrochemiczny, dedykowany przetwarzaniu ropy.

142 Azerska ropa z Noworosyjska mogłaby docierać tankowcami do sardyńskiej rafinerii Saras, której udziałowcem jest spółka Rosneft Oil Company.

143 Planowana przepustowość gazociągu transkaspjskiego wynosi 30 mld m³ gazu rocznie, za: P. Maciążek, *Energetyczna ofensywa UE nad Morzem Kaspijskim*, www.defence24.pl, 15.05.2015.

144 P. Maciążek, *Trwa walka o Gazociąg Transkaspjski. Rosja protestuje*, www.defence24.pl, 19.08.2015.

145 *UE wspiera kontynuowanie negocjacji ws. Gazociągu transkaspjskiego*, www.energetyka24.com, 7.05.2015.

146 W. Jakóbiak, *USA popierają Gazociąg Transkaspjski*, www.cire.pl, 24.04.2015.

3.7. Działania dezinformacyjne Federacji Rosyjskiej

Istotnym środkiem, który Federacja Rosyjska stosuje w celu zahamowania polskiego programu dywersyfikacji źródeł dostaw gazu jest dezinformacja. W szerszym ujęciu ma ona służyć utrzymaniu wiodącej roli rosyjskiego gazu w państwach Europy Środkowo-Wschodniej, w tym w Polsce, i w państwach Europy Środkowo-Południowej¹⁴⁷. Działania dezinformacyjne Federacji Rosyjskiej przybrały na sile zwłaszcza w drugim kwartale 2016 r., co można wiązać ze zbliżającym się wówczas szczytem NATO w Warszawie. Pojawiające się w mediach informacje miały pokazać polskiej opinii publicznej i decydentom, że rosyjski gaz jest atrakcyjny, a polskie plany dywersyfikacyjne niepewne¹⁴⁸. Informacje wskazywały, że polscy odbiorcy biznesowi liczą na tani gaz z Nord Stream II, ale współpracę blokują politycy. Motywem rozpowszechniania tych informacji było także pokazanie, że wszyscy sąsiedzi Polski porozumieli się w sprawie Nord Stream II i w przyszłości pozostanie ona sama bez „taniego gazu z Federacji Rosyjskiej”¹⁴⁹.

W kwietniu 2016 r. rosyjskie media zaczęły mocno podważać koncepcję budowy gazociągu Baltic Pipe. Podkreślano m.in. że Polska podejmuje próbę budowy tego gazociągu już po raz trzeci¹⁵⁰. Zgłaszano także wątpliwości co do jego rentowności. Wskazywano, że wobec wyczerpu-

147 A. Stanisławski, *Rosyjska wojna informacyjna przeciw polskim planom dywersyfikacji źródeł gazu*, Ośrodek Studiów Wschodnich, 20.06.2016.

148 P. Maciążek, *Polska zalewa Ukrainę gazem z Gazpromu*, www.cire.pl, 22.08.2016.

149 W. Jakóbiak, *Atak informacyjny na Polskę. Jak Nord Stream 2 ma wykluczyć ofertę dla regionu*, www.biznesalert.pl, 25.07.2016.

150 Pierwsza próba budowy gazociągu łączącego Polskę ze złożami szelfu norweskiego została podjęta za rządów J. Buzka w latach 1997–2001, a druga w okresie 2005–2007, kiedy premierami rządu Polski byli Kazimierz Marcinkiewicz i Jarosław Kaczyński. Porażka tych planów, a szczególnie wolta rządu L. Millera, który w 2001 r. porzucił przygotowany już plan budowy gazociągu z Norwegii, podważyła zaufanie do Polski. Można sądzić, że działania Federacji Rosyjskiej mają na celu podkopanie zaufania partnerów skandynawskich, [za:] W. Jakóbiak, *Polska wygrywa wojnę nerwów z Gazpromem*, www.biznesalert.pl, 4.07.2016.

jących się złóż gazu na Morzu Północnym, gazociągiem tym będzie przesyłany przede wszystkim gaz z Federacji Rosyjskiej, a nie z Norwegii¹⁵¹. Dnia 1 czerwca 2016 r. J. Burmistrova¹⁵², odnosząc się do polskich planów dywersyfikacyjnych, oświadczyła, że powstanie bramy północnej nie jest przesądzone, ponieważ zmiana władzy w Polsce „unormuje sytuację”. Wysokie koszty dostaw LNG do Świnoujścia stały się centralnym elementem akcji dezinformacyjnej rosyjskich mediów dnia 6 czerwca 2016 r. Media te donosiły bowiem, że ze względu na te koszty gaz z polskiego terminala nie znajdzie nabywców w państwach Grupy Wyszehradzkiej, ponieważ przegra konkurencję cenową z gazem rosyjskim¹⁵³. Dwa dni później prezydent Federacji Rosyjskiej W. Putin stwierdził, że w przypadku nieprzedłużenia przez Polskę kontraktu jamalskiego, rosyjski gaz i tak będzie mógł docierać do naszego kraju za pośrednictwem innych firm. Dnia 23 czerwca 2016 r. współpracująca z Rosjanami niemiecka spółka Wintershall poinformowała, że Polska zadeklarowała gotowość zakupu 11 mld m³ gazu rocznie, pochodzącego z Nord Stream II. Informacja ta została przez Polskę natychmiast zdementowana¹⁵⁴.

151 *Gazprom zakręca Polsce kurek z gazem tydzień przed szczytem NATO*, www.energetyka24.com, 2.07.2016.

152 J. Burmistrova pełni funkcję prezesa firmy Gazprom Export.

153 A. Stanisławski, *op. cit.*

154 *Niemiecki Wintershall: Polska chce kupić 11 mld m³ gazu z Nord Stream 2*, www.energetyka24.com, 23.06.2016.

Zakończenie

Każda działalność gospodarcza jest ściśle związana z procesami przemieszczania różnego rodzaju dóbr. W gospodarce odbywa się stały przepływ dóbr, począwszy od źródeł ich pozyskania aż do finalnych odbiorców. Dobra przechodzą różne fazy i etapy transformacji ilościowej i jakościowej, transportu, magazynowania, co wymaga określonego czasu, a także są przemieszczane między odbiorcami z różną częstotliwością, pod wpływem oddziaływania czynników ekonomicznych, organizacyjnych, technicznych, a także politycznych¹.

Wpływ czynników politycznych na łańcuchy dostaw znacznie rośnie, gdy przedmiotem tych dostaw są surowce energetyczne i energia. Zaopatrzenie państw w energię i zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego są bowiem obszarami szczególnego zainteresowania ich rządów. We współczesnym świecie samowystarczalność energetyczna państwa jest ściśle związana z jego polityczną i gospodarczą suwerennością. Ta zależność jest jeszcze bardziej widoczna w Europie, sprowadzającej duże ilości ropy i gazu z Federacji Rosyjskiej, która traktuje swoje surowce także jako istotny instrument prowadzenia swojej polityki zagranicznej i umacniania wpływów w świecie.

W celu poprawy, a przynajmniej utrzymania, efektywności tego instrumentu, Federacja Rosyjska podejmuje działania na rzecz zwiększenia zapotrzebowania na ropę i gaz w Europie przy równoczesnym ograniczaniu jej potencjału do zaopatrywania się w te surowce z innych źródeł. Na działanie te w szczególności narażone są państwa Europy Środ-

1 B. Kos, *Znaczenie łańcuchów dostaw we współczesnej gospodarce*, „Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Szczecińskiego: Problemy zarządzania finansów i marketingu” 2013, nr 29.

kowo-Wschodniej, w tym Polska oraz państwa Europy Środkowo-Południowej. Państwa te są bowiem w największym stopniu uzależnione od dostaw węglowodorów z Federacji Rosyjskiej. Uzależnienie to wynika przede wszystkim z tego, że nadal bezpośrednie połączenia ropociągowe i gazociągowe z Federacji Rosyjskiej stanowią podstawowe źródło dostaw ropy i gazu dla tych państw. Dlatego też w państwach Europy Środkowo-Wschodniej rosyjskie spółki energetyczne mają stosunkowo korzystne warunki do realizacji swojej strategii eksportowej. W Polsce wciąż strategiczne znaczenie mają takie magistrale przesyłowe tych surowców, jak biegnące z Federacji Rosyjskiej i przesyłające jej surowce, ropociąg Przyjaźń i gazociąg jamalski. Magistrale te są elementem systemu transportowego odziedziczonym po ZSRR, który przesyła ropę i gaz ze wschodu na zachód.

Jednak z punktu widzenia rosyjskich spółek energetycznych uwarunkowania funkcjonowania łańcuchów dostaw ropy i gazu do Polski i innych państw Europy Środkowo-Wschodniej zmieniają się na ich niekorzyść. W Polsce istotnym elementem dywersyfikacji źródeł dostaw węglowodorów jest możliwość eksploatacji naftoportu i terminalu naftowego w Gdańsku oraz terminalu LNG w Świnoujściu, które stanowią połączenia infrastrukturalne z innymi niż rosyjscy producentami ropy i gazu. Niepokój rosyjskiego dostawcy gazu musi budzić projekt budowy gazociągu Baltic Pipe, który umożliwi import tego surowca do Polski z Norwegii. Dzięki planowanemu połączeniu gazowemu terminali w Świnoujściu i na wyspie Krk w Chorwacji gaz odbierany za pośrednictwem tych instalacji mógłby stanowić duże zagrożenie dla pozycji spółki Gazprom na regionalnym rynku gazu Europy Środkowo-Wschodniej. Dla rosyjskiego dostawcy ropy powodem do obaw jest coraz większy stopień wykorzystania przez Polskę swojego naftoportu do sprowadzania surowca z państw Bliskiego Wschodu oraz projekt przedłużenia do Płocka ropociągu Odessa–Brody, co umożliwi przesył do naszego kraju ropy z Azerbejdżanu.

Poważną barierę dla strategii eksportowej spółki Gazprom w UE, zakładającej przejmowanie i kontrolowanie gazociągów przesyłowych i większe uzależnienie państw członkowskich UE od gazu sprowadzanego tymi gazociągami, stanowią zapisy dyrektywy gazowej 2009/73/UE wchodzącej w skład trzeciego pakietu energetycznego. Wynikający z tego dokumentu wymóg rozdziału właścicielskiego oraz tzw. klauzula Gazpromu podważyły bowiem fundamenty tej strategii.

Wobec niekorzystnych, bieżących i potencjalnych zmian uwarunkowań funkcjonowania łańcuchów dostaw ropy i gazu do Polski i innych państw Europy Środkowo-Wschodniej, rosyjscy dostawcy tych surowców podejmują działania zmierzające do neutralizacji negatywnych dla

nich skutków tych zmian. Działania te obejmują w szczególności uruchamianie nowych i zmniejszanie stopnia wykorzystania dotychczasowych tras przesyłu ropy i gazu, przejmowanie i podejmowanie prób przejmowania strategicznych aktywów infrastruktury energetycznej w Polsce i Europie, stosowanie szantażu gazowego i cenowego, utrzymywanie i eskalację napięcia politycznego w kluczowych dla wydobycia ropy i gazu regionach Europy i Azji oraz rozpowszechnianie nieprawdziwych informacji, dyskredytujących wysiłki dywersyfikacyjne odbiorców rosyjskich węglowodorów i ich efekty.

Bibliografia

- Adamczyk K., *Potrzebny rurociąg w Rudawach*, „Rzeczpospolita”, 25.12.2013.
- Adelman M., *Security of Eastern Hemisphere Fuel Supply*, [w:] M. Adelman, *The Economics of Petroleum Supply*, MIT, Massachusetts 1993.
- Annual Report. PGNiG 2014*, PGNiG S.A., Warszawa 2015.
- Badyta K., *Możliwości zagospodarowania gazu kopalnianego w Polsce dla celów energetycznych*, „Energetyka” 2008, nr 6.
- Bahgat G., *Europe's Energy Security: Challenges and Opportunities*, „International Affairs” 2006, no. 82.
- Bezpieczeństwo dostaw gazu i ropy do Polski*, Ośrodek Analiz Strategicznych, www.oaspl.org [22.08.2016].
- Boromisa A. M., Černoč F., Ćwiek-Karpowicz J., Deák A., Gawlikowska-Fyk A., Kałan D., Nuțu A. O., Osička J., Takáč K., *North-South Gaz Corridor. Geopolitical Breakthrough in Central Europe*, The Polish Institute of International Affairs, Warsaw 2013.
- Božyk P. (red.), *Bezpieczeństwo energetyczne Polski*, Akademia Finansów i Biznesu Vistula, Warszawa 2013.
- Brauer J., *Istota i zakres zarządzania łańcuchem dostaw*, [w:] E. Gołemska (red.), *Logistyka*, C.H. Beck, Warszawa 2012.
- Bukowski P., *Rurociągi i gazociągi jako współczesne narzędzie realizowania polityki państwa. Perspektywa europejsko-azjatycka*, [w:] P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), *Europejski wymiar bezpieczeństwa energetycznego a ochrona środowiska*, Fundacja na Rzecz Czystej Energii, Poznań 2014.
- Ciesielski M. (red.), *Zarządzanie łańcuchami dostaw*, PWE, Warszawa 2009.
- Christopher M., *Logistyka i zarządzanie łańcuchem dostaw. Strategie obniżki kosztów i poprawy poziomu obsługi*, Polskie Centrum Doradztwa Logistycznego, Warszawa 2000.
- Czajka K., *Perspektywy rynku gazu ziemnego w Polsce*, www.fiten.pl, 22.08.2016.
- Czyżewski A., *Ropa z Saudi Aramco na Bałtyku – okazja czy nowy kierunek dostaw*, www.biznesalert.pl, 21.10.2016.
- Ćwiek-Karpowicz J., *Ekspansja Rosji na niemieckim rynku naftowym wyzwaniem dla stosunków z Polską*, www.cire.pl, 23.06.2015.
- Ćwiek-Karpowicz J., *Niemieckie rafinerie a dostawy ropy do Polski systemem „Przyjaźń”*, www.cwiek-karpowicz.energo24.pl, 13.12.2011.
- Ćwiek-Karpowicz J., *Zmiany na rynku rafineryjnym po uruchomieniu ropociągu BTS-2*, www.cwiek-karpowicz.energo24.pl, 24.11.2011.
- Dura M., Maciążek P., *Rośnie uzależnienie Polski od Bałtyku. Co z marynarką wojenną?*, www.cire.pl, 23.05.2016.
- Duszczyk M., *Nowy naftowy korytarz przez Polskę*, „Rzeczpospolita”, 24.12.2013.
- Duszczyk M., *Polskę może zalać tanie paliwo*, „Rzeczpospolita”, 30.06.2015.

- Duszczyk M., *Rosjanie budują rafinerię konkurencyjną dla Możejek*, „Gazeta Prawna”, 25.01.2011.
- Duszczyk M., *Rurociąg do Czech połączy nas z europejską siecią*, „Gazeta Prawna”, 6.01.2010.
- Dyrektywa 2009/119/UE w sprawie obowiązku utrzymywania minimalnych zapasów ropy naftowej lub produktów ropopochodnych, Dz. Urz. UE L265/9 z 14.09.2009 r.
- EU Energy in Figures. Statistical Pocketbook 2015*, Luxembourg 2015.
- EU Reference Scenario. Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050*, European Union, Luxembourg 2016.
- Eurogas Statistical Report 2015*, Eurogas 2016.
- Europejska Unia Energetyczna. Kompromis dla rozwoju i dobrej energii*, PKN Orlen S.A. 2015.
- European Energy Security Strategy*, COM(2014) 330 final, Brussels, 28.05.2014.
- Farchy J., *Global Gas Market Braced for Price War. Gazprom Eyes Aggressive Strategy to Counter US LNG Exports*, www.ft.com, 3.02.2016.
- Ficher E., *Ropociąg WSTO połączył Syberię z Oceanem Spokojnym*, www.osw.waw.pl, 9.01.2013.
- Gazowy korytarz Północ-Południe może być geopolitycznym przełomem*, www.cire.pl, 5.12.2013.
- Golarz M., *Bezpieczeństwo naftowe Polski – charakterystyka, problemy, wyzwania*, „Bezpieczeństwo” 2015, nr 9(45), wrzesień.
- Gołomska E., *Logistyka*, C.H. Beck, Warszawa 2012.
- Gołomska E., *Logistyka w gospodarce światowej*, C.H. Beck, Warszawa 2009.
- Gołomska E., Majchrzak-Lepczyk J., Bentyn Z., *Eurologistyka*, WN PWN, Warszawa 2015.
- Huczek M., *Bezpieczeństwo łańcucha dostaw*, „Zeszyty Naukowe Wyższej Szkoły Humanitas. Zarządzanie” 2015, nr 4.
- Jakóbiak W., *Norwegia nie godzi się na wpuszczenie Gazpromu na Morze Północne*, www.biznesalert.pl 13.09.2016.
- Jakóbiak W., *Powrót Katarzyny Wielkiej. Polski plan dywersyfikacji dostaw gazu zagrożony*, www.biznesalert.pl, 9.10.2015.
- Jakóbiak W., *Trwa spór o los Orłenu na Litwie*, www.cire.pl, 5.05.2016.
- Jakóbiak W., Stępiński P., *Nowy rząd może przyspieszyć projekt Odessa–Brody–Gdańsk*, www.biznesalert.pl, 29.11.2015.
- Kapraon H., *Różne segmenty rynku gazu w Polsce*, „Rynek Energii” 2011, nr 4.
- Kisperska-Moroń D., Krzyżaniak S. (red.), *Logistyka*, Instytut Logistyki i Magazynowania, Poznań 2009.
- Kowalski J., Kozera J., *Mapa zagrożeń bezpieczeństwa energetycznego RP w sektorach ropy naftowej i gazu*, „Bezpieczeństwo Narodowe”, I–II–2009/9–10.
- Kos B., *Znaczenie łańcuchów dostaw we współczesnej gospodarce*, „Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Szczecińskiego: Problemy zarządzania finansów i marketingu” 2013, nr 29.
- Krajowe koncerny nie rezygnują z inwestycji w poszukiwanie i wydobywanie*, www.rp.pl, 4.04.2016.
- Krzychowski W., *UE buduje strategię gazową*, www.wysokienapiecie.pl, 28.07.2015.
- Krzychowski W., Derski B., *Rosyjski gaz popłyynie z Zachodu?*, www.wysokienapiecie.pl, 31.05.2016.
- Księżopolski K. M., *Ekonomiczne zagrożenia bezpieczeństwa państwa: Metody i środki przeciwdziałania*, Wydawnictwo Kolor Plus, Warszawa 2004.
- Kubacka H., *Zarządzanie przepływem partii produktowych w rurociągach transgranicznych. Modelowanie sprawnego działania*, Poznań 2014, www.wbc.poznan.pl/doktorska.pdf, 12.09.2016.

- Kubisiak P., *Gazprom zapowiada ekspansję w Niemczech*, „Puls Biznesu”, 30.04.2006.
- Lesbirel S., *Diversification and Energy Security Risks: The Japanese Case*, „Japanese Journal of Political Science” 2004, no. 5.
- Łoskot-Strachota A., *Projekt Eugal – niemiecka odnoga Nord Stream 2*, www.osw.waw.pl, 15.06.2016.
- Machowiak W., *Ryzyko w logistyce*, [w:] D. Kiperska-Moroń i S. Krzyżaniak (red.), *Logistyka*, Biblioteka Logistyka, Poznań 2009.
- Machowiak W., *Zarządzanie ryzykiem w łańcuchach dostaw*, [w:] M. Ciesielski (red.), *Instrumenty zarządzania łańcuchami dostaw*, PWE, Warszawa 2009.
- Maciążek P., *Budowa ropociągu Brody–Płock możliwa w 2017 r.*, www.defence.pl, 1.12.2015.
- Maciążek P., *Czeski rząd uderza w interesy Orleń nad Wełtawą*, www.cire.pl, 25.04.2014.
- Maciążek P., *Czeskie rafinerie Orlenu sięgną po ropociąg Odessa–Brody?*, www.defence24.pl, 13.01.2016.
- Maciążek P., *Irański gaz dotrze do Wyszehradu przez Polskę i Rumunię?*, www.energetyka24.pl, 11.02.2016.
- Maciążek P., *Polska da sobie radę bez rosyjskiej ropy*, www.energetyka24.com, 27.03.2014.
- Maciążek P., *Rosjanie przejmują rafinerię w Szwedzt. Co z tranzytem ropy przez Polskę?*, www.cire.pl, 26.06.2015.
- Maciążek P., *Spektakularne ustępstwa Rosjan. Nowe porozumienie Orlen–Rosnieft*, www.energetyka24.com, 4.01.2016.
- Malko J., *Ogólne uwarunkowania bezpieczeństwa energetycznego w Polsce*, Materiały konferencji naukowo-technicznej „Bezpieczeństwo energetyczne Polski”, Warszawa 22.03.2013 r., [za:] R. Szerzbowski, *Bezpieczeństwo energetyczne Polski – mix energetyczny i efektywność energetyczna*, „Polityka Energetyczna” 2013, t. 16, z. 4.
- Małyżek E., *Wybrane aspekty ryzyka w zarządzaniu łańcuchem dostaw*, [w:] R. Knosala (red.), *Innowacje w zarządzaniu i inżynierii produkcji*, t. 1, Oficyna Wydawnicza Polskiego Towarzystwa Zarządzania Produkcją, Opole 2015.
- Mayer B., *Lotos podpisał umowę na dostawy ropy naftowej od rosyjskiego Rosnieftu*, „Gazeta Prawna”, 30.12.2013.
- Medium-Term Gas Market Report 2015*, OECD/IEA, Paris 2015.
- Medium-Term Gas Market Report 2016*, OECD/IEA, Paris 2016.
- Motowidlak T., *Efekty wdrażania polityki energetycznej Unii Europejskiej w zakresie rynku energii elektrycznej*, t. III, Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego, Łódź 2010.
- Mroczkowski B., *Polityka energetyczna i bezpieczeństwo Federacji Rosyjskiej a ukraiński kryzys gazowy*, www.geopolityka.org, 9.06.2011.
- Murphy P. R., Wood D. F., *Nowoczesna logistyka*, Wyd. X, Wydawnictwo HELION, Gliwice 2011.
- Mytlewski A., *Uwarunkowania rozwoju funkcji Gdańska jako ogniwa łańcucha dostaw ropy naftowej do Polski*, „Studia Ekonomiczne. Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach” 2013, nr 143.
- Nord Stream Route Four Times More Expensive than Route via Ukraine*, <http://www.naturalgaseurope.com>, 1.10.2016.
- Odpowiedzialna energia. Wprowadzenie do raportu społecznego*, GK PGNiG 2011.
- Orlen wznawia negocjacje z Litwinami w sprawie Mozejek*, www.cire.pl, 26.07.2016.
- Pachis B., *Rola terminalu LNG w infrastrukturze logistycznej*, [w:] H. Brdulak, *Logistyka przyszłości*, PWE, Warszawa 2012.
- Paszyc E., *Polityka energetyczna Rosji*, [w:] A. Łabuszewska, *Kłopotliwe bogactwo – sytuacja i perspektywy sektorów ropy i gazu na*

- obszarze byłego ZSRR, Ośrodek Studiów Wschodnich, Warszawa 2003.
- PKN ORLEN podpisał aneks do długoterminowej umowy na dostawy ropy naftowej z Rosneft Oil Company, www.orklen.pl, 30.12.2015.
- Projekt EFRA gotowy w 20 proc. Ma nową infrastrukturę, www.biznesalert.pl [17.06.2016].
- Przemysł i handel naftowy 2015. Raport roczny, POPiHN, Warszawa 2016.
- Przybojewska I., *Próba definicji bezpieczeństwa energetycznego*, [w:] P. Kwiatkiewicz, R. Szczerbowski (red.), *Bezpieczeństwo energetyczne. Rynki surowców i energii*, Fundacja na Rzecz Czystej Energii, Poznań 2015.
- Riedel R., *Bezpieczeństwo energetyczne we współczesnej securitologii*, [w:] P. Mickiewicz, P. Sokółowska (red.), *Bezpieczeństwo energetyczne Europy Środkowej*, Wydawnictwo Adam Marszałek, Toruń 2010.
- Riedel R., *Supranacjonalizacja bezpieczeństwa energetycznego w Europie. Podejścia teoretyczne*, „Zeszyty Centrum Europejskiego Natolin” 2010, nr 40.
- Ruszel M., *Znaczenie polskiej infrastruktury gazowej na wspólnym rynku energii UE*, „Nowa Energia” 2015, nr 4.
- Ruszyła największa w Polsce kopalnia ropy i gazu, „Gazeta Prawna”, 29.07.2013.
- Ruszył strategiczny terminal naftowy PERN w Gdańsku, www.cire.pl, 8.04.2016.
- Rutkowski K., *Rekonfiguracja międzynarodowych łańcuchów dostaw jako narzędzie zapobiegania zagrożeniom kryzysowym – szansa dla Polski*, „Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu” 2015, nr 382.
- Sarna A., *Strategia gazowa Kijowa: Między Gazpromem a realną dywersyfikacją*, www.osw.waw.pl, 15.07.2013.
- Slobodian N., Theisen N., Goda S., Karaskova M., *Rynek gazu i bezpieczeństwo energetyczne w Państwach Grupy Wyszehradzkiej: Modele, wyzwania i perspektywy. Raport*, Narodowe Centrum Studiów Strategicznych, Warszawa 2016.
- Stanisławski A., *Rosyjska wojna informacyjna przeciw polskim planom dywersyfikacji źródeł gazu*, Ośrodek Studiów Wschodnich, 20.06.2016.
- Stępień T., Zawisza A., *Bezpieczeństwo energetyczne a suwerenność państwa*, New Direction, June 2011.
- Strategia PKN ORLEN na lata 2014–2017, ORLEN 2014.
- Szymonik A., Bielecki M., *Bezpieczeństwo systemu logistycznego w nowoczesnym zarządzaniu*, Difin, Warszawa 2015.
- The LNG Industry. GIIGNL Annual Report 2016 Edition*, GIIGNL, Neuilly-sur-Seine 2016.
- Turowski P., Gaz łupkowy w Polsce – szanse, wyzwania, zagrożenia, „Bezpieczeństwo Narodowe” 2012, nr 21.
- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Dz.U. 2016, nr 831, poz. 266, tekst jednolity.
- Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym, Dz.U. 2007, nr 52, poz. 343.
- Vivoda V., *Diversification of an Oil Import Sources and Energy Security: A Key Strategy or an Elusive Objective?*, „Energy Policy” 2009, vol. 37, issue 11 (November).
- Wójcik T., *Lotos stawia na cenę i przedłuża kontrakt z Rosjanami*, www.biznesalert.pl, 25.01.2016.
- Zawisza A., *Rynek pojemności magazynowych na ropę naftową i paliwa ciekłe w Polsce – perspektywy rozwoju*, „Geology, Geophysics & Environment” 2013, vol. 39, no. 3.

Spis tabel

Tabela 1.1. Obszary wzrostu wartości zintegrowanego łańcucha dostaw ropy naftowej i gazu w Polsce	28
Tabela 2.1. Punkty odbiorcze i nadawcze gazu w polskim systemie przesyłowym	61
Tabela 2.2. Magazyny gazu w Polsce	85
Tabela 3.1. Porównanie kosztów przesyłu gazu z Federacji Rosyjskiej do Niemiec gazociągiem NordStream i gazociągami przez Ukrainę, Słowację i Czechy	97

Spis rysunków

Rysunek 1.1.	Główne wymiary bezpieczeństwa energetycznego	15
Rysunek 1.2.	Klasyczna struktura bezpieczeństwa energetycznego	18
Rysunek 1.3.	Wpływ otoczenia na rozwój międzynarodowych łańcuchów dostaw	21
Rysunek 1.4.	Zintegrowany łańcuch dostaw ropy naftowej i gazu ziemnego	22
Rysunek 1.5.	Główne modele łańcuchów dostaw ropy naftowej do Polski	23
Rysunek 1.6.	Łańcuch dostaw gazu LNG	25
Rysunek 1.7.	Logistyczny łańcuch wartości	27
Rysunek 1.8.	Elementy zintegrowanego Systemu Zarządzania Ryzykiem Korporacyjnym	32
Rysunek 2.1.	Surowcowa struktura finalnego zużycia energii w Polsce	36
Rysunek 2.2.	Finalne zużycie i prognoza finalnego zużycia energii w Polsce	36
Rysunek 2.3.	Sieć głównych ropociągów w Europie Środkowo-Wschodniej (wschodnia i centralna część regionu)	44
Rysunek 2.4.	Sieć głównych ropociągów w Eurpie Środkowo-Wschodniej (zachodnia i południowa część regionu)	48
Rysunek 2.5.	Wiodący operatorzy stacji paliwowych w Polsce	53
Rysunek 2.6.	Pojemności magazynowe ropy i paliw płynnych w Polsce	53
Rysunek 2.7.	Gazociąg jamalski i punkty odbiorcze i nadawcze polskiego systemu gazowego	60
Rysunek 2.8.	Wydobycie gazu przez spółkę PGNiG S.A.	63
Rysunek 2.9.	Układ gazociągów w Europie Środkowo-Wschodniej	66
Rysunek 2.10.	Przebieg korytarza gazowego północ-południe	71
Rysunek 2.11.	Uwarunkowania przesyłu rosyjskiego gazu do Polski z kierunku zachodniego	77
Rysunek 2.12.	Planowany przebieg gazociągów Skanled i Baltic Pipe	83
Rysunek 3.1.	Sieć niemieckich gazociągów i magazynów	110
Rysunek 3.2.	Główne szlaki transportu ropy i gazu z rejonu Morza Czarnego i Morza Kaspijskiego	121