



Krakowska Szkoła Wyższa im. Andrzeja Frycza Modrzewskiego

Międzynarodowe bezpieczeństwo energetyczne w XXI wieku

pod redakcją
Erharda Cziomera



Kraków 2008

Międzynarodowe
bezpieczeństwo energetyczne
w XXI wieku



Krakowska Szkoła Wyższa im. Andrzeja Frycza Modrzewskiego

Międzynarodowe bezpieczeństwo energetyczne w XXI wieku

pod redakcją
Erharda Cziomera

Kraków 2008

Rada Wydawnicza Krakowskiej Szkoły Wyższej im. Andrzeja Frycza Modrzewskiego:
Klemens Budzowski, Maria Kapiszewska, Zbigniew Maciąg, Jacek M. Majchrowski

Recenzja:
prof. nadzw. dr hab. Michał Chorośnicki

Projekt okładki:
Joanna Sroka

Redaktor prowadzący:
Halina Baszak-Jaroń

Adiustacja i korekta redakcyjna:
Zespół

Copyright© by Krakowska Szkoła Wyższa im. Andrzeja Frycza Modrzewskiego
Kraków 2008

ISBN: 978-83-7571-001-4

Żadna część tej publikacji nie może być powielana ani magazynowana w sposób umożliwiający ponowne wykorzystanie, ani też rozpowszechniana w jakiegokolwiek formie za pomocą środków elektronicznych, mechanicznych, kopiujących, nagrywających i innych, bez uprzedniej pisemnej zgody właściciela praw autorskich.

Na zlecenie:
Krakowskiej Szkoły Wyższej im. Andrzeja Frycza Modrzewskiego
www.ksw.edu.pl

Wydawca:
Krakowskie Towarzystwo Edukacyjne sp. z o.o.
– Oficyna Wydawnicza AFM, Kraków 2008

Druk i oprawa:
Eikon Plus

Spis treści

Erhard Cziomer Wprowadzenie	7
 Wykaz skrótów	9
 Rozdział 1	
Erhard Cziomer, Marcin Lason Podstawowe pojęcia i zakres międzynarodowego bezpieczeństwa energetycznego	13
 Rozdział 2	
Erhard Cziomer Niemcy a kwestia międzynarodowego bezpieczeństwa energetycznego	29
 Rozdział 3	
Beata Molo Polityka bezpieczeństwa energetycznego Federacji Rosyjskiej	71
 Rozdział 4	
Ryszard M. Czarny Państwa regionu nordyckiego wobec problemu bezpieczeństwa energetycznego	123

Spis treści

Rozdział 5

Magdalena Tomala

Bezpieczeństwo energetyczne Litwy, Łotwy i Estonii 197

Rozdział 6

Marcin Lasoń

Polska wobec wyzwań bezpieczeństwa energetycznego 233

Rozdział 7

Anna Paterek

Rola organów i instytucji Unii Europejskiej w kształtowaniu
polityki bezpieczeństwa energetycznego 279

Aneks 323

Noty o autorach 331

Wprowadzenie

Zaopatrzenie w nośniki energii poszczególnych państw i regionów odgrywa pierwszoplanową rolę dla ich rozwoju i bezpieczeństwa. Ze względu na ścisły związek globalizacji z dynamicznym rozwojem gospodarki stanowi ono ważne wyzwanie dla międzynarodowego bezpieczeństwa energetycznego w wymiarze globalnym i regionalnym.

Celem podjętej pracy zbiorowej jest kompleksowe przedstawienie wyzwań i problemów międzynarodowego bezpieczeństwa energetycznego w Europie w XXI w. na przykładzie wybranych państw i regionów. Wybór powyższy nie był przypadkowy, obejmuje bowiem kraje i regiony o zróżnicowanych potencjałach oraz interesach i celach polityki energetycznej w najbliższym sąsiedztwie Polski. Przedmiotem analizy stały się zatem zarówno Niemcy jako główny importer i konsument, Rosja jako czołowy potentat oraz eksporter, kraje nordyckie jako atrakcyjny producent, konsument i częściowo eksporter, jak też kraje bałtyckie i Polska jako poważnie uzależnieni importerzy oraz kraje tranzytowe nośników energii. W jej końcowej części przedstawiono zaś funkcje organów oraz instytucji Unii Europejskiej(UE) w działaniu na rzecz kształtowania wspólnej polityki energetycznej państw członkowskich oraz współdziałania globalnego i regionalnego na polu bezpieczeństwa energetycznego.

Struktura opracowania składa się z siedmiu rozdziałów, w których poszczególni autorzy przedstawili kolejno:

- Podstawowe pojęcia i zakres międzynarodowego bezpieczeństwa energetycznego (E. Cziomer, M. Lasoń),
- Niemcy a kwestia międzynarodowego bezpieczeństwa energetycznego (E. Cziomer),
- Polityka bezpieczeństwa energetycznego Federacji Rosyjskiej (B. Molo),
- Państwa regionu nordyckiego wobec problemu bezpieczeństwa energetycznego (R. M. Czarny),
- Bezpieczeństwo energetyczne Litwy, Łotwy i Estonii (M. Tomala),

Wprowadzenie

- Polska wobec wyzwań bezpieczeństwa energetycznego (M. Lason),
- Rola organów i instytucji Unii Europejskiej w kształtowaniu polityki bezpieczeństwa energetycznego (A. Paterek).

W poszczególnych rozdziałach koncentrowano się głównie na dokonaniu ogólnego bilansu i określeniu założeń strategii zaopatrzenia energetycznego, przechodząc następnie do analizy poszczególnych państw i regionów do wyzwań międzynarodowego bezpieczeństwa energetycznego, którego zakres i wymiar przedstawiono w rozdziale I. O ile bilans dotyczył wszystkich nośników energii, to koncentracja głównej części analizy na ropie naftowej i gazie ziemnym była uzasadniona ich ogromnym znaczeniem dla gospodarek narodowych i bezpieczeństwa energetycznego poszczególnych krajów i regionów. Na podkreślenie zasługuje dodatkowo fakt, iż autorzy nie ograniczyli się wyłącznie do analizy zjawisk i procesów współczesnych, starając się równocześnie przedstawić wymiar prognostyczny międzynarodowego bezpieczeństwa energetycznego.

Praca zawiera wiele tabel, wykresów, schematów, map, rycin itp., które ilustrują ogromny materiał empiryczny oraz pozwalają na lepsze zrozumienie przez Czytelnika formułowanych w tekście zasadniczym ocen, tez i hipotez badawczych. Zostały one umieszczone na końcu pracy z zachowaniem kolejności i numeracji według rozdziałów wraz z wykazami najczęściej używanych skrótów oraz stosowanych jednostek miar i oraz innych danych statystycznych.

Na zakończenie chciałbym podziękować wszystkim autorom za wysiłek włożony w przygotowanie w stosunkowo krótkim czasie bardzo pracochłonnej i ważnej publikacji. Dziękuję także wszystkim osobom, które z jednej strony przyczyniły się do powstania i realizacji powyższego projektu badawczego w ramach Krakowskiej Szkoły Wyższej im. Andrzeja Frycza Modrzewskiego, a z drugiej – zaangażowały się w jego szybką publikację.

Erhard Cziomer

Wykaz częściej używanych skrótów

AA	– Auswärtiges Amt – Urząd Spraw Zagranicznych Republiki Federalnej Niemiec
B 90/G	– Bündnis 90/Die Grünen – Sojusz 90/Zieloni
barrel (baryłka)	– amerykańska miara pojemności dla ropy (= 0,159 m ³ = 159 l)
boepd	– (<i>barrels of oil equivalents per day</i>) – baryłki ekwiwalentu ropy dziennie
BMWi	– Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie – Federalne Ministerstwo Gospodarki i Technologii
BRS	– Baltic Ring Study – Bałtycki pierścień elektroenergetyczny
BTL	– Biomass to Liquid Technologie – technologia skroplonej biomasy
Btu	– angielska jednostka ciepła – 1 Btu (<i>british thermal unit</i>) = 1,055 kJ
BTS	– Baltic Transmission System – Bałtycki system rurociągowy
BusinessEurope	– Konfederacja Europejskiego Biznesu
CAP	– Centrum für Angewandte Politikforschung der Universität München – Centrum Stosowanych Badań Politycznych (Uniwersytet w Monachium)
CDU	– Christlich Demokratische Union – Unia Chrześcijańsko-Demokratyczna
CEER	– Council of European Energy Regulators – Europejska Rada Regulatorów Energetyki
CEFIC	– European Chemical Industry Council – Europejska Rada Przemysłu Chemicznego
CEO	– Chief Executive Officer – Dyrektor Zarządzający
ChRL	– Chińska Republika Ludowa
COREPER	– (fr. Comité des Représentants Permanents, ang. Committee of Permanent Representatives) – Komitet Stałych Przedstawicieli
CSU	– Christlich-Soziale Union – Unia Chrześcijańsko-Społeczna
DGAP	– Deutsche Gesellschaft für Auswärtige Politik – Niemieckie Towarzystwo Polityki Zagranicznej
DKK	– korona duńska (waluta)
DWI	– Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung – Niemiecki Instytut Badań Gospodarczych
EA	– (<i>Atomenergie</i>) energia atomowa
EBOR	– Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju
EEZ	– Exclusive Economic Zone – wyłączna strefa ekonomiczna
ELP	– elektroenergetyczna linia przesyłowa
ENVI	– Environment, Public Health and Food Safety – Komisja Ochrony środowiska Naturalnego, Zdrowia Publicznego i Bezpieczeństwa żywności

Wykaz częściej używanych skrótów

EO	- (<i>Erenewungsenergie</i>) energia odnawialna
ERGEG	- <i>European Regulators' Group for Electricity and Gas</i> – Europejska Grupa Regulatorów Energii i Gazu
ETSO	- <i>European Transmission System Operators</i> – Stowarzyszenie Europejskich Operatorów Systemów Przesyłowych
FES	- Friedrich Ebert Stiftung – Fundacja im. Friedricha Eberta
GDP	- (<i>gross domestic product</i>) – Produkt Krajowy Brutto (PKB)
GTE	- <i>Gas Transportation Europe</i> – Europejskie Stowarzyszenie Przesyłania Gazu
GJ	- gigadžul (= 1 000 000 J)
GW	- gigawat (= 1 000 000 W)
HSFK	- Hessische Stiftung für Frieden und Konfliktforschung – Heska Fundacja Badań nad Pokojem i Konfliktami
IEA	- <i>International Energy Agency</i> – Międzynarodowa Agencja Energii
IEEM	- <i>Internal European Electricity Market</i> – jednolity rynek energii elektrycznej
IEP	- <i>Institut für Europäische Politik</i> – Instytut Polityki Europejskiej
ISO	- <i>Independent System Operator</i> – niezależny operator systemu
ITRE	- <i>Committee on Industry, Research and Energy</i> – Komisja Przemysłu, Badań Naukowych i Energii
J	- džul (= 1 Ws)
KAS	- Konrad Adenauer Stiftung – Fundacja im. Konrada Adenauera
KE	- Komisja Europejska
kgoe	- kilogram ekwiwalentu ropy
KSE	- Krajowy System Elektroenergetyczny
kW	- kilowat = 1000 W
kWh	- kilowatogodzina (= 3 600 000 J)
LNG	- (<i>Liquefied natural gas</i>) – gaz ziemny w postaci ciekłej
MG	- Ministerstwo Gospodarki
M to. e	- million ton ekwiwalentu ropy
MW	- megawat (= 1 000 000 W)
MWh	- megawatogodzina (= 3 600 000 000 J)
MVAR	- (<i>megavolt ampere reactive</i>) – jednostka używana w energetyce oznaczająca moc bierną (1MVAR = 10 ⁶ var)
NATO	- <i>North Atlantic Treaty Organization</i> – Organizacja Traktatu Północnoatlantyckiego

Wykaz częściej używanych skrótów

OECD	- Organization for Economic Cooperation and Development – Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju
PDO	- Plan for Development and Operation – Plan Działania i Rozwoju
PE	- Parlament Europejski
PJ	- petadżul (= 10^{15} J)
PERN	- Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych „Przyjaźń” Spółka Akcyjna
PGNiG	- Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo
PiS	- Prawo i Sprawiedliwość
PKB	- Produkt Krajowy Brutto
PO	- Platforma Obywatelska
PPP	- (<i>purchasing power parity</i>) – parytet siły nabywczej (PKB w odniesieniu do siły nabywczej)
RE	- Rada Europejska
R&D	- (<i>research and development</i>) – badania i rozwój (nakłady finansowe)
Sm ³	- standardowy metr sześcienny (gazu lub ropy wydobywanej)
Sm ³ oe	- standardowy metr sześcienny
stopa sześcienna	- cu f (<i>cubic foot</i>) = 0,028317 m ³
SWP	- Stiftung Wissenschaft und Politik
UCTE	- Union for the Coordination of Transmission of Electricity – Unia dla Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej
UK	- Koalitionsvertrag (KV) – układ koalicyjny
TEN-E	- Trans European (Energy) Networks – Transeuropejskie Sieci Energetyczne
TJ	- teradżul (= 10^{12} J)
TK	- Traktat Konstytucyjny
toe	- (<i>tonne of oil equivalent</i>) – tona ekwiwalentu ropy (1 toe = 41,868 GJ = 11,630 MWh)
TWE	- Traktat ustanawiający Wspólnotę Europejską
TWh	- terawatogodzina (= 3 600 000 000 000 000 J)
UE	- Unia Europejska
WE	- Wspólnoty Europejskie
WNP	- Wspólnota Niepodległych Państw
Ws	- watossekunda (= 1 J)

Rozdział 1

Erhard Cziomer, Marcin Lasoń

Podstawowe pojęcia i zakres bezpieczeństwa międzynarodowego i energetycznego

1.1. Przedmiot i zakres bezpieczeństwa międzynarodowego

Przez pojęcie **bezpieczeństwa** rozumie się powszechnie stan niezagrażenia, spokoju, pewności¹. Można przyjąć za Józefem Kukułką, że jest to stan pewności istnienia państw i ludzi w wymiarze podmiotowym, przedmiotowym i procesualnym². Innymi słowy brak zagrożeń wewnętrznych wartości lub strachu, obaw, że staną się one celem ataku (ujęcie negatywne traktujące bezpieczeństwo jako brak zagrożeń)³. Zazwyczaj w nauce o stosunkach międzynarodowych (analizie politologicznej) korzysta się z ujęcia podmiotowego i wyodrębnia bezpieczeństwo narodowe, czyli zdolność narodu do ochrony jego wewnętrznych wartości przed zagrożeniami zewnętrznymi, a najważniejszą z nich jest przetrwanie, czyli integralność terytorialna i niezależność polityczna państwa, istnienie jego, jak i narodu⁴ i bezpieczeństwo międzynarodowe (systemu)⁵. Przy czym, jak zauważył Ryszard Zięba, termin „bezpieczeństwo międzynarodowe” wyraża szerszą treść niż bezpieczeństwo narodowe, ponieważ pozwala na określanie nie tylko zewnętrznych aspektów bezpieczeństwa pojedynczych państw, ale przede wszystkim opisywanie pewności przetrwania i funkcjonowania systemu

¹ Słownik języka polskiego, red. S. Dubisz, Warszawa 2006, t. 1, s. 234.

² Zob. szerzej: J. Kukułka, *Narodziny nowych koncepcji bezpieczeństwa*, [w:] *Bezpieczeństwo międzynarodowe, teoria i praktyka*, red. K. Łukrowska, M. Grącik, Warszawa 2006, s. 40–41.

³ Zob. szerzej: R. Zięba, *Pojęcie i istota bezpieczeństwa państwa w stosunkach międzynarodowych*, „Sprawy Międzynarodowe” 1989, nr 10, s. 49–50; R. Zięba, *Kategoria bezpieczeństwa w nauce o stosunkach międzynarodowych*, [w:] *Bezpieczeństwo narodowe i międzynarodowe u schyłku XX wieku*, red. D.B. Bobrow, E. Haliżak, R. Zięba, Warszawa 1997, s. 3; por. A. Towpik, *Bezpieczeństwo w stosunkach międzynarodowych. Aspekty militarne*, [w:] *Stosunki międzynarodowe: geneza – struktura – funkcjonowanie*, red. E. Haliżak, R. Kuźniar, Warszawa 1994, s. 227.

⁴ Zob. szerzej: R. Zięba, *Instytucjonalizacja bezpieczeństwa europejskiego: koncepcje – struktury – funkcjonowanie*, Warszawa 2004, s. 32–36; por. K. Łukrowska, *Pojęcie bezpieczeństwa i jego ewolucja*, [w:] *Bezpieczeństwo międzynarodowe...*, s. 21–34.

⁵ Zob. szerzej: R. Zięba, *Bezpieczeństwo Europy środkowo-Wschodniej jako problem badawczy*, [w:] *Historia – polityka – stosunki międzynarodowe. Księga jubileuszowa na 65-lecie profesora Józefa Kukułki*, Warszawa 1994, s. 301.

międzynarodowego⁶. Jest to tym istotniejsze, że możliwość zaspokajania podstawowych interesów państw przyczynia się do utrwalania i stabilizacji systemów międzynarodowych, natomiast niepewność lub uniemożliwienie ich realizacji wpływa na nie destabilizująco, co w konsekwencji może zagraża bezpieczeństwu państwa⁷. Przy czym bezpieczeństwo państwa w stosunkach międzynarodowych z natury rzeczy zawsze ma charakter międzynarodowy i nie jest pojęciem statycznym, a dynamicznym, zależnym od określonych warunków historycznych, politycznych, militarnych czy ideologicznych. Muszą być one brane pod uwagę przez państwa dążące do utrzymania bezpieczeństwa międzynarodowego, zatem eliminacji lub ograniczeniu obiektywnych zagrożeń zewnętrznych, jak i subiektywnych obaw przed nimi i nadania takiej sytuacji zasięgu powszechnego (np. poprzez system norm prawa międzynarodowego i instytucji je zrzeszających). Zgodnie zaś z wymiarem przedmiotowym można wyróżnić kilka rodzajów bezpieczeństwa: polityczne, militarne, ekonomiczne, ekologiczne, społeczne i ideologiczne⁸. Z punktu widzenia tematu pracy doda można bezpieczeństwo energetyczne. Przy czym zakres ten stale ulega zwiększaniu. W wymiarze procesualnym bezpieczeństwo narodów i państw traktuje się jako zjawisko podlegające zmianom w czasie, zależne od ścierania się wyzwań i zagrożeń z koncepcjami i działaniami państw na rzecz ich eliminacji. W tym miejscu należy podkreślić rolę polityki państwa w dziedzinie bezpieczeństwa, jej zmian, kreślenia strategii, z uwzględnieniem coraz silniejszej współzależności. Polityka państwa na rzecz bezpieczeństwa powinna cechować się działaniami na rzecz uprzedzania negatywnych zjawisk, powstawania zagrożeń chronionych wartości⁹.

Współcześnie pojęcie bezpieczeństwa ulega redefinicji w każdym z wymienianych wymiarów ze względu na proces ewolucji bezpieczeństwa państw i systemów międzynarodowych, na który szczególnie wpływa: rewolucja naukowo-techniczna, rozwój prawa międzynarodowego, a szczególnie norm dotyczących wojny i kontroli zbrojeń, wzrost znaczenia podmiotów pozarządowych oraz wzrost współzależności międzynarodowych¹⁰. I tak w wymiarze podmiotowym państwa muszą uwzględniać interesy bezpieczeństwa innych podmiotów, np. przedsiębiorstw międzynarodowych,

⁶ R. Zięba, *Instytucjonalizacja bezpieczeństwa europejskiego: koncepcje – struktury – funkcjonowanie*, Warszawa 2004, s. 36.

⁷ Zob. szerzej: J. Kukułka, *Problemy teorii stosunków międzynarodowych*, Warszawa 1978, s. 265–266.

⁸ Zob. szerzej: R. Zięba, *Instytucjonalizacja bezpieczeństwa...*, s. 31.

⁹ Zob. szerzej: *idem*, *Kategoria bezpieczeństwa w nauce o stosunkach międzynarodowych*, [w:] *Bezpieczeństwo narodowe i międzynarodowe...*, s. 3–6.

¹⁰ *Ibidem*, s. 36–39 i nast.

w wymiarze przedmiotowym stałemu zwiększeniu ulega zestaw chronionych wartości. Pośród podstawowych, do których J. Kukułka, zaliczył: przetrwanie, integralność terytorialną, niezależność polityczną i jakość życia obywateli, szczególną rolę odgrywa ta ostatnia¹¹. Jej zawartość ulega bowiem stałemu poszerzeniu poprzez dodawanie kolejnych potrzeb człowieka, których możliwość zaspokojenia ma być zapewniona przez państwo¹². Z kolei by analizować bezpieczeństwo jako proces, należy brać pod uwagę ewolucję sposobów umacniania bezpieczeństwa międzynarodowego, współzależność interesów bezpieczeństwa państw oraz współzależność między pokojem międzynarodowym a bezpieczeństwem¹³. Biorąc pod uwagę powyższe rozważania, można przyjąć, że każde państwo musi nakreślić własną strategię bezpieczeństwa, czyli długofalową koncepcję działań zmierzającej do osiągnięcia celów określonych przez decydentów, a odpowiadających racji stanu państwa¹⁴. Ta jest zaś podstawą polityki zagranicznej państwa, ze względu na wynikające z niej podstawowe interesy i wartości i ich przełożenie na politykę wewnętrzną i międzynarodową. W związku z tym można przyjąć, że polityka bezpieczeństwa państwa jest elementem polityki zagranicznej, zazwyczaj najważniejszym (w związku z prymatem tego celu w ramach polityki zagranicznej). Ważne są przy tym metody możliwe do zastosowania, by osiągnąć ten cel – generalnie należą do dwóch grup: unilaterальной (czyli działania samodzielne, np. samowystarczalność czy neutralność) i multilateralnej (czyli współpraca z innymi uczestnikami stosunków międzynarodowych, np. sojusze, udział w systemie bezpieczeństwa powszechnego). Przyjęte przez państwo założenia (koncepcje i strategie, w tym szczegółowe) określa powinny precyzyjnie sposób pojmowania bezpieczeństwa i środki jego osiągnięcia. Przy czym należy pamiętać, że koncepcja bezpieczeństwa określonego państwa może być sprzeczna z założeniami przyjmowanymi przez inne kraje lub nawet powodować zagrożenie większej liczby uczestników stosunków międzynarodowych, sięgając zasięgiem aż po cały system międzynarodowy¹⁵. Stąd konieczność uzgadniania i godzenia interesów i oczekiwań państw posiadających przecież różną pozycję na arenie międzynarodowej.

¹¹ J. Kukułka, *Bezpieczeństwo a współpraca europejska: współzależność i sprzeczność*, „Sprawy Międzynarodowe” 1982, nr 7, s. 34–35.

¹² Zob. szerzej: J. Stefanowicz, *Bezpieczeństwo współczesnych państw*, Warszawa 1984, s. 15; A.D. Rotfeld, *Europejski system bezpieczeństwa in statu nascendi*, Warszawa 1990, s. 2.

¹³ Zob. szerzej: R. Zięba, *Instytucjonalizacja bezpieczeństwa...*, s. 47–55.

¹⁴ Zob. szerzej: P. Soroka, *Polistrategia bezpieczeństwa zewnętrznego Polski. Ujęcie normatywne*, Warszawa 2005, s. 25 i nast.

¹⁵ Z. Cesarz, E. Stadtmüller, *Problemy polityczne współczesnego świata*, Wrocław 2002, s. 48.

1.2. Podstawowe pojęcia i elementy składowe bezpieczeństwa energetycznego

Bezpieczeństwo energetyczne wzbudzało zawsze duże zainteresowanie nauki i praktyki politycznej oraz społeczno-gospodarczej. Wzrosło ono jeszcze bardziej od początku XXI w. ze względu na nasilenie się wielu dodatkowych wyzwań i zagrożeń w tym zakresie. Wśród autorów nie ma ani jednolitej, ani zadowalającej oraz uniwersalnej definicji bezpieczeństwa energetycznego. W jednej z najnowszych polskich publikacji specjalistycznych trudności znalezienia zadowalającej definicji bezpieczeństwa energetycznego uzasadniono następująco: „Pojęcie bezpieczeństwa energetycznego jest ściśle powiązane z polityką trwałego rozwoju, czynnikami ekonomicznymi, rozwojem rynków energetycznych oraz społeczno-ekonomicznymi zmianami w transporcie czy technologiach informatycznych, itp. Bezpieczeństwo energetyczne lub bezpieczeństwo dostaw energii można zdefiniować jako dostępność energii w każdym czasie, w różnych formach, w wystarczającej ilości i po rozsądnej cenie i/lub cenie możliwej do zapłacenia. Bezpieczeństwo energetyczne ma charakter wewnętrzny (zrównoważenie popytu i podaży, z uwzględnieniem środowiska, konsumentów oraz politycznych i ekonomicznych wymogów), oraz zewnętrzny (zapełnienie luki wynikającej z różnicy między krajową produkcją a krajowymi potrzebami). Istnieją następujące zagrożenia dla bezpieczeństwa:

- fizyczne, np. krótkoterminowe lub nawet trwałe przerwy w dostawach energii z jednego źródła lub jednego regionu,
- ekonomiczne, np. zależność od cen energii,
- inne, takie jak wysokie wymogi związane z ochroną środowiska, które wpływają na produkcję, zużycie i dostawy ropy¹⁶.

Z przedstawionej wyżej definicji wynika, iż jej podstawowymi elementami składowymi są pojęcia „bezpieczeństwo” i „energia”. O ile pierwsze zostało już szerzej naświetlone w podrozdziale 1.1 niniejszej pracy, o tyle drugie należy rozwinąć i poszerzyć ze względu na przydatność do dalszej analizy przeprowadzonej w całej książce. Ogólnie pod pojęciem „energia” rozumiemy występowanie w określonej substancji (stałej lub cieczej) potencjału zdolnego do wytworzenia ciepła i ruchu. Rozróżnia się energię pierwotną, wtórną oraz końcową (użytkową). Z kolei energia pierwotna dzieli się na nieodnawialną (ropa naftowa oraz inne oleje mineralne, gaz ziemny,

¹⁶ Por. P. Czerpak, *Bezpieczeństwo energetyczne*, [w:] *Bezpieczeństwo międzynarodowe...*, Warszawa 2006, s. 122.

energia jądrowa oraz węgiel – kamienny i brunatny), jak również odnawialną (słoneczną, wodną i wietrzną).

Z punktu widzenia interesującego nas tematu przedmiotem wywodu będzie w mniejszym stopniu energia odnawialna i wtórna oraz proces jej przekształcania w energię końcową. Skoncentrujemy się na **energii nieodnawialnej**, a zwłaszcza **ropie naftowej i gazie ziemnym** jako głównych elementach globalnego i regionalnego bezpieczeństwa energetycznego.

Przy pomiarach występowania surowców energetycznych, w tym również ropy naftowej i gazu ziemnego, należy dodatkowo brać pod uwagę dwa pojęcia: „rezerwy” i „zasoby” surowcowe. Przez pojęcie **rezerwy** rozumie się dotychczas znane i eksploatowane za pomocą dostępnych metod surowce energetyczne. Natomiast za **zasoby** uważa się wszelkie istniejące potencjalnie złoża surowców energetycznych, które bądź to nie zostały jeszcze ustalone i wymagają dalszych poszukiwań geologicznych, bądź też są niedostępne ze względu na występujące trudności technologiczne i techniczne lub zbyt wysoki koszt eksploatacyjny. Rezerwy i zasoby surowcowe rozpatrywane są z kolei łącznie jako **istniejący potencjał energetyczny**¹⁷.

Przyjmuje się, iż na początku XXI w. aktualne rezerwy wszystkich nośników energii w skali globalnej odpowiadały wartości ok. 1000 mld ton przeliczeniowych jednostek węgla kamiennego (JWK). W odniesieniu do Europy wystarczałyby one średnio na ok. 75 lat. Są to jednak dane szacunkowe, zwłaszcza w odniesieniu do długofalowych prognoz do 2030 r.¹⁸

Dane na temat globalnych potrzeb i zużycia poszczególnych nośników energii zarówno w ujęciu ilościowym oraz procentowym, jak też historycznym, współczesnym i przyszłościowym przedstawiają tabele 1.1. i 1.2.

Dane zawarte w tabeli 1 wskazują na systematyczny wzrost zapotrzebowania globalnego na nieodnawialne, czyli pierwotne surowce energetyczne. Wzrosły one bowiem łącznie z blisko 5 mld ekwiwalentnych ton ropy naftowej w 1971 r. do nieco ponad 9 mld w 2000 r. Natomiast prognozy średnio- i długofalowe przewidują dalszy wzrost ich zużycia do ponad 11 w 2010 r. oraz ponad 15 mld ekwiwalentnych ton ropy naftowej w 2030 r. Istotne pozycje w strukturze globalnego zapotrzebowania na nośniki energetyczne będą zajmowała energia jądrowa i wodna, choć obie wyraźnie ustępują ropie naftowej i gazowi ziemnemu. Natomiast, mimo relatywnie znacznego wzrostu od 1970 r., zapotrzebowanie na nośniki odnawialne (poza wodą) będzie odgrywało drugorzędą rolę. Wynika to

¹⁷ Por. szerzej: M. Kraus, *Lexikon der Energiewirtschaft*, München 2004, s. 68, 159 i nast.

¹⁸ Zob. U. Wagner, *Energieeffizienz und Einsparung*, [w:] *Nachhaltige Energiepolitik fuer den Standort Deutschland. Anforderungen an die zukunftsorientierte Energiepolitik*, Koordination A.D. Little, Berlin 2005, s. 39–40.

przede wszystkim z trudności technologicznych oraz ogromnych kosztów ich wytwarzania.

Tabela 1.1. Globalne potrzeby energetyczne w latach 1971–2030 w przeliczeniu na ekwiwalentne mln ton ropy

Nośniki energii/rok	1971	2000	2010	2030	Średnioroczny wzrost 2000–2030 w %
Węgiel	1,449	2,355	2,702	3,606	1,4
Ropa naftowa	2,450	3,604	4,272	5,769	1,6
Gaz	895	2,085	2,794	4,203	2,4
Energia jądrowa	29	674	753	703	0,1
Energia wodna	104	228	274	366	1,6
Inne źródła energii odnawialnej	73	233	336	618	1,7
Ogólne zapotrzebowanie na energię nieodnawialną	4,999	9,179	11,132	15,267	1,7

Źródło: International Energy Agency, 2002, s. 58, za: F. Umbach, *Internationale Energiesicherheit zu Beginn des 21. Jahrhunderts*, DGAP, Berlin 2003, s. 346.

Oceny powyższe potwierdzają procentowe wskaźniki globalnego zużycia ropy naftowej, gazu ziemnego, węgla, energii jądrowej oraz wodnej, które znajdują się w tabeli 1.2.

Tabela 1.2. Globalne zużycie nośników energii w procentach w latach 1970, 2003, 2030

Nośnik energetyczny / rok wydobycia	1970	2003	2030
Ropa naftowa	46	37	37
Gaz ziemny	19	24	28
Węgiel	28	26	24
Energia jądrowa	1	6	4
Energia wodna	5	6	6
Ogólna wartość globalnego zużycia energii w mld JWK	7,2	13,9	21,7

Źródło: W. Bohnenschafer, *Beitrag der Energieträger zur sicheren und wettbewerbsfähigen Energieversorgung*, [w:] *Nachhaltige Energiepolitik...*, s. 66.

Z tabeli 1.2. wynika jednoznacznie, iż zarówno na początku XXI w., jak też według w miarę dokładnych prognoz do 2030 r., pierwszoplanowe znaczenie dla globalnego bilansu energetycznego będzie miała ropa naftowa i gaz ziemny, na które łącznie będzie przypadać 65 % zużytej energii.

Zużycie energii wodnej i jądrowej zmniejszy się globalnie nieznacznie w stosunku do 2003 r. i wyniesie łącznie 10% (2003 r. – 12%). W tym kontekście istotne jest pytanie o rezerwy i zasoby określonych nośników energii, które podaje się w latach (w zależności od metod ich eksploatacji). Zagadnienie powyższe przedstawia tabela 1.3.

Tabela 1.3. Wielkość rezerw i zasobów wybranych surowców energetycznych w latach

Nazwa nośnika energii i metoda wydobycia / rezerwy lub zasoby	Rezerwy surowcowe w latach	Zasoby surowcowe w latach
Ropa naftowa – (m.)* konwencjonalna	43	24
Ropa naftowa – m. konwencjonalna + m. niekonwencjonalna	62	95
Gaz ziemny – m. konwencjonalna	64	85
Gaz ziemny – m. konwencjonalna + m. niekonwencjonalna	64	756
Węgiel koksujący	207	1.425
Węgiel brunatny	198	1.264
Uran	42	527

* – (m.) = metoda

Źródło: W. Bohenschaefer, *Beitrag der Energieträger zur sicheren und wettbewerbsfähigen sicheren Energieversorgung*, [w:] *Nachhaltige Energiepolitik...*, op. cit., s. 68.

W tabeli 1.3. przedstawiono stan rezerw i zasobów surowcowych najważniejszych nośników energii nieodnawialnej. Należy przy tym podkreślić, że jako metodę konwencjonalną rozumie się generalnie dotychczasowe (czyli tradycyjne) metody i formy dotarcia do określonych zasobów surowcowych. Natomiast za metody niekonwencjonalne uznaje się wszelkie metody i formy **przyszłościowych poszukiwań i eksploatacji** wybranych surowców energetycznych, które mogą być realizowane dzięki licznym wynalazkom oraz postępowi naukowo-technicznemu. Mogą zatem przyczynić się **hipotetycznie i długofalowo** do usprawnienia metod i technik wydobycia wybranych surowców energetycznych, przyczyniając się zarazem do wydłużenia czasokresu ich eksploatacji oraz zapewnienia odpowiedniego zaopatrzenia energetycznego. Większość ekspertów przyjmuje, iż wysokość rezerw i zasobów surowców energetycznych można **racjonalnie** określić prognostycznie do 2030 r. Natomiast wszystkie pro-

gnozy wykraczające poza ten okres stanowią jedynie bardzo odległe i trudne do zmierzenia szacunki i założenia hipotetyczne, wymagające czasem znacznych korekt¹⁹.

Procentowy udział poszczególnych regionów w globalnym zużyciu energii przedstawia tabela 1.4.

Tabela 1.4. Procentowy rozwój zużycia energii według regionów i niektórych krajów w poszczególnych latach

Region / Rok	1970	2003	2030
OECD Ameryka	37	28	23
OECD Pacyfik	7	9	7
OECD Europa	26	19	14
Rosja	15	7	6
Chiny (ChRL)	5	12	16
Indie	1	4	5
Inne kraje	9	22	30
Ogólna wartość globalnego zużycia energii w mld JWK	7,2	13,9	21,7

Źródło: W. Bohenschaef, *Beitrag der Energieträger...*, *op. cit.*, s. 67.

Z tabeli 4 wynika, iż na początku lat 70. XX wieku regionami o największym zużyciu energii były wysokorozwinięte kraje OECD Ameryki Północnej, Europy Zachodniej oraz Azji i Pacyfiku. Po 2000 r. następuje powolny spadek ich udziału w globalnym zużyciu energii, podobnie jak Rosji. Natomiast od początku XXI w. zdecydowany wzrost zużycia surowców energetycznych odnotowała część krajów rozwijających się, wśród których najczęściej przypadło na tzw. kraje progowe w rejonie Azji Południowo-Wschodniej. Z tej kategorii krajów największy wzrost udziału w światowym zużyciu energii odnotowały dynamicznie rozwijająca się ChRL i w pewnym stopniu również Indie, co nie pozostanie perspektywnie bez znaczenia dla globalnego i regionalnego bezpieczeństwa energetycznego.

Z dotychczas przeprowadzonej analizy wynika, że ropa naftowa i gaz ziemny należą do grupy kopalnianych surowców energetycznych, odgrywających pierwszoplanową rolę w zaspokojeniu zapotrzebowania oraz wielkości zużycia energii w skali globalnej i regionalnej. Występują one często w tych samych lub sąsiadujących ze sobą złożach surowcowych, posiadając jednak ze względu na odrębne właściwości fizyczne (ciecz i gaz)

¹⁹ Zob. W. Bohnenschaef, *Beitrag der Energieträger...*, s. 68.

wiele odmiennych funkcji z punktu widzenia interesującego nas problemu badawczego, zwłaszcza zaś w odniesieniu do ich dystrybucji i handlu międzynarodowego.

Ropa naftowa ma ze względu na swą strukturę fizyczną większe stężenie energii niż gaz ziemny, co powoduje o wiele niższe koszty jej transportu. Transport ropy naftowej jest ponadto bardziej opłacalny na dalekie odległości, co może nastąpić zarówno za pośrednictwem ropociągów, jak też specjalnych tankowców. Pozwoliło to na wytworzenie się na przestrzeni dziesięcioleci zarówno wspólnego rynku ropy naftowej, jak też występowanie w miarę ujednoliconej ceny tego nośnika energii. Jego cena zależy w skali globalnej i regionalnej w dużym stopniu od podaży i popytu. Z drugiej strony nie można jednak wykluczyć szeregu wydarzeń oraz implikacji politycznych, jak np. wprowadzenie embarga naftowego krajów OPEC w 1973 r. podczas kolejnego konfliktu arabsko-izraelskiego na podaż i kształtowanie się ceny ropy naftowej. Z tabeli 2 wynika, iż ropa naftowa zachowa do 2030 r. pierwszoplanową pozycję w zużyciu energii na poziomie 37% spożycia globalnego przy rocznym wzroście 1,6%. Oznacza to realny wzrost zużycia ropy naftowej na poziomie 77 mln w 2001 r. (o 60%), czyli do 115–121 mln baryłek dziennie w 2030 r. Ważnymi elementami wzrastającego globalnego zapotrzebowania na ropę naftową są zarówno wzrost jej ceny, która po 2005 r. kształtuje się na poziomie ok. 70 \$ za baryłkę z wyraźną tendencją zwyżkową w najbliższych latach, jak też dyskusja w kręgu ekspertów wokół szybkiej możliwości wyczerpania się źródeł jej wydobywania. Jeśli idzie o wzrastającą cenę ropy naftowej, to ze względu na ogromne zapotrzebowanie na nią wszystkich krajów uprzemysłowionych, a zwłaszcza progowych w Azji Południowo-Wschodniej, w tym głównie ChRL i Indii, należy uznać ten wzrost za tendencję trwałą. Nie oznacza to jednak rychłego wyczerpania się jej rezerw, ani tym bardziej zasobów. Rezerwy ropy naftowej na obecnym poziomie wydobywania wynoszą ok. 40 lat, a zasoby szacuje się dodatkowo na powyżej 100 lat. Jednak już po 2010 r. ze względu na szereg kontrowersji i niepewności zarówno wśród producentów i eksporterów, jak też importerów, cena za baryłkę ropy naftowej może się kształtować powyżej 70 \$. Będzie to stanowiło ogromne wyzwanie dla gospodarki oraz polityki światowej²⁰.

Gaz ziemny ze względu na mniej stężoną postać stwarza większe trudności tak podczas wydobywania, jak i transportu. Wpływa to w dużym stopniu na charakter transakcji oraz kształtowanie się regionalnych rynków

²⁰ Por. F. Umbach, *Die neuen Herren der Welt. Öl gleich Macht: Energie-Verbraucherländer müssen umdenken*, „Internationale Politik”, September 2006, s. 52–59.

odbiorców (ze względu na ogromne koszty gazociągów). Rynki regionalne tego surowca energetycznego ukształtowały się głównie w Europie, Ameryce Południowej i Północnej oraz w Azji.

Wydobyciu gazu ziemnego towarzyszy z reguły budowa długich gazociągów, powodując konieczność zawierania długofalowych porozumień między producentami, odbiorcami i krajami tranzytowymi. Stwarza to wiele kontrowersji ze względu na bardzo zróżnicowany charakter interesów ekonomicznych oraz stosunków politycznych między tymi grupami państw. Można to łatwo zilustrować na przykładzie komplikacji dostaw gazowych z Rosji od początku XXI w. do krajów Europy środkowo-Wschodniej, w tym również Polski, jak też do krajów Wspólnoty Niepodległych Państw (WNP), głównie zaś Ukrainy i Białorusi. Próba załagodzenia narastających w skali globalnej i regionalnej zależności i konfliktów na tle przerywania dostaw gazu ziemnego gazociągami jest dążenie w coraz większym stopniu do zastąpienia ich specjalnymi tankowcami do transportu skroplonego gazu ziemnego (Liquefied Natural Gas – LNG). Podnosi to jednak w znacznym stopniu koszt transportu i jest opłacalne dopiero na trasach powyżej 3000 km. Dlatego też infrastruktura transportu gazu LNG jest mniej rozwinięta w Europie i Ameryce Północnej niż w Azji. Rezerwy światowe gazu ziemnego ocenia się obecnie na ok. 60 lat, a zasoby nawet powyżej 700 lat (zob. tabela 3), co znacznie podniesie jego rangę i znaczenie wśród surowców energetycznych po 2030 r. tak w skali globalnej, jak i regionalnej²¹.

Generalnie można zatem stwierdzić, iż **polityka energetyczna** stanowi pierwszoplanowy element ogólnej **polityki gospodarczej państwa**. Państwa zabiegają, ze względów strategicznych, o kontrolę nad wydobywaniem nośników energii, handlem zagranicznym, magazynowaniem oraz przekształcaniem ich w energię elektryczną i paliwa. Ropa naftowa i gaz ziemny odgrywają przy tym kluczową rolę. Państwa preferują z reguły daleko posunięty interwencjonizm państwowy w zakresie dystrybucji energii i usług energetycznych. Istnieje oczywiście istotna różnica w stanowiskach wobec zagadnienia ze strony poszczególnych grup państw. Jednak nawet najbardziej liberalne państwa zachodnie uznają rynek energetyczny za bardzo wrażliwy, który nie może być całkowicie uzależniony od „wolnej gry sił rynkowych” oraz interesów wielkich koncernów, w tym zwłaszcza wielonarodowych. Rządy poszczególnych państw starają się równocześnie stwarzać dogodny

²¹ Por. *Energy and Security. Toward a New Foreign Policy Strategy*, red. J. Kalicki, D.L. Goldwyn, Washington DC–Baltimore 2005 oraz J. Petrmann, Hrsg, *Sichere Energie im 21. Jahrhundert*, Hamburg 2006.

ramy prawno-polityczne dla działalności własnych koncernów w kraju, jak też na arenie międzynarodowej²². Tezę powyższą potwierdzają w dużym stopniu również szacunki i dane statystyczne z 2005 r.:

- aktualnie ok. 80–85% rezerw światowych ropy naftowej oraz 60% gazu ziemnego znajduje się w rękach państw bądź pozostających pod ich wpływami koncernów,
- aż 40% światowych zasobów gazu ziemnego znajduje się rękach trzech koncernów państwowych: rosyjskiego Gazpromu, irańskiego NIOC i katarskiego Petroleum,
- na północnym Wschodzie 70% wszelkich transakcji ropy naftowej dokonują instytucje państwowe, a koncerny zachodnie posiadają w nich udziały na poziomie ok. 5%, co poważnie ogranicza im możliwości samodzielnego działania,
- również w Azji Południowo-Wschodniej ok. 60–70% wszystkich transakcji importu ropy naftowej dokonuje się za pośrednictwem kontrolowanych przez państwa koncernów²³.

Istotne są różnice interesów i celów polityki energetycznej między ustabilizowanymi państwami demokratycznymi a krajami autorytarnymi oraz niedemokratycznymi, które należą do grupy czołowych producentów oraz dysponentów rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego. O ile druga grupa państw, głównie **eksporterów**, wykorzystuje bogate złoża tych nośników energetycznych jako instrument utrzymania władzy i maksymalizacji swoich zysków oraz dochodów, to pierwsza grupa: w większości przemysłowych i podlegających transformacji państw świata, z reguły jej **importerów**, musi prowadzić racjonalną politykę energetyczną w celu zaspokojenia bezpieczeństwa i stabilności wewnętrznej, jak również umożliwienia harmonijnego rozwoju gospodarczo-społecznego. Nadzędnym celem polityki energetycznej większości państw przemysłowych jest zatem dążenie do trwałego i pewnego **zaopatrzenia w energię**, rozpatrywanego w kontekście trzech kluczowych aspektów funkcjonowania gospodarki narodowej: 1) gospodarności, 2) wymogów ochrony środowiska naturalnego i 3) bezpieczeństwa zaopatrzenia energetycznego. W celu osiągnięcia **bezpieczeństwa zaopatrzenia energetycznego** państwa stosują z reguły **strategie krótko- i długofalowe**. Do zasadniczych elementów krótkofalowej strategii państwa na rzecz zaopatrzenia energetycznego można zaliczyć stosowanie takich środków doraźnych, jak:

²² Zob. szerzej: M. Olsson, D. Pieckenbrock, *Komopaktlexikon Umwelt- und Wirtschaft politik*, Bonn 1996, s. 104 i nast.

²³ Por. T.L. Friedmann, *The First Law of Petropolitics*, „Foreign Policy” maj–czerwiec 2006, s. 28–36.

- gromadzenie zapasów energii, a zwłaszcza paliw, na możliwie długi okres, co wymaga z reguły posiadania bardzo kosztownych magazynów i składow podziemnych itp. pomieszczeń,
- ograniczanie popytu na energię (ze strony przemysłu i gospodarstw domowych itp.),
- przestawienie się na inne surowce (np. węgiel).

Natomiast długofalowe strategie państwa zmierzają do tego, aby nie dopuści do trudności lub kryzysu na tle zaopatrzenia energetycznego. Służy temu winny jego następujące działania wewnętrzne i zewnętrzne o charakterze ekonomicznym i politycznym:

- wprowadzenie koniecznych oszczędności energetycznych,
- dążenie do ukształtowania maksymalnie zdywersyfikowanej mieszanki energetycznej wewnątrz kraju, aby uniknąć jednostronnej zależności od importu surowców energetycznych,
- podniesienie wysokości krajowej produkcji nośników energii poprzez zwiększenie eksploatacji jej zasobów itp. zabiegi techniczno-organizacyjne,
- dywersyfikacja importu energii oraz rozwój nowych nośników energii, zwłaszcza zaś odnawialnych,
- zabieganie o dobre stosunki polityczne zarówno z krajami producentami niezbędnych nośników energii, jak też z krajami kontrolującymi ich tranzyt²⁴.

Powodzenie strategii krótko- i długofalowych na polu bezpieczeństwa zaopatrzenia energetycznego wymaga przemyślanego oraz konsekwentnego stosowania przez poszczególne państwa zarówno instrumentów ekonomicznych, jak też politycznych. Współcześnie bezpieczeństwo energetyczne poszczególnych państw jest bardzo zróżnicowane ze względu na konieczność uwzględnienia czynników surowcowych, ekonomicznych oraz geopolitycznych w aspekcie regionalnym i globalnym. Dlatego też **przyszłość globalnego bezpieczeństwa zaopatrzenia energetycznego w XXI wieku** obfitować będzie w szereg wyzwań i zagrożeń, związanych ze zmianami geopolityczno-strategicznymi oraz ekonomicznymi, z których najważniejsze można syntetycznie uszeregować następująco:

- o ile udział obszaru **Zatoki Perskiej** w globalnej produkcji ropy naftowej będzie w następnych latach i dziesięcioleciach systematycznie wzrastał, o tyle wyraźnemu zmniejszeniu w tym zakresie ulegnie rola obszaru transatlantyckiego (Ameryka i Europa), należącego do najbardziej stabilnego regionu świata w aspekcie ekonomicznym i politycznym,

²⁴ Por. I. Hensig, W. Pfaffenberger, W. Stroebele, *Energiewirtschaft. Einführung in die Theorie und Politik*, München 1998, s. 161 i nast.

- równocześnie ok. 90% dotychczas odkrytych rezerw ropy naftowej będzie zlokalizowanych w krajach islamskich, rozciągających się od południowej Azji i Morza Kaspijskiego po Arabię Saudyjską.
- 70% światowych rezerw ropy naftowej i 40% gazu ziemnego znajdzie się w regionach Zatoki Perskiej i Azji i Indonezji (tzw. Greater Middle East),
- sześć krajów członkowskich Rady Współpracy Zatoki (GCC): Bahrajn, Kuwejt, Oman, Katar, Arabia Saudyjska i Zjednoczone Emiraty Arabskie, dysponuje 45% rozpoznanych już w skali światowej rezerw ropy naftowej i 15% gazu ziemnego. Stanowią one 75–90% ich dochodów budżetowych, co rodzi szereg wewnętrznych i międzynarodowych zależności o znacznych implikacjach politycznych i gospodarczych. Jeśli do grupy tych państw włączy dodatkowo Iran i Irak, to cały region Zatoki Perskiej dysponowałby ok. 65% całkowitego światowych rezerw ropy naftowej i 34% gazu ziemnego,
- co najmniej 10 z 14 krajów, czołowych eksporterów ropy naftowej, należy uznać za niestabilne,
- przyszłe zakłócenia oraz inne trudności globalne w dostępie do ropy naftowej i gazu ziemnego będą miały swoje źródła w Azji i Afryce, a związane to będzie przede wszystkim z:
 - 1) szybkim wzrostem ich importu do Chin Ludowych i Indii, co potęguje rywalizację i przyspiesza możliwość wyczerpania zasobów w skali globalnej,
 - 2) nasileniem się zagrożeń terrorystycznych, konfliktów wewnętrznych oraz ataków na szlaki tranzytowe lądowe i morskie, niszczeniem infrastruktury przesyłowej itp.,
 - 3) skomplikowaną sytuacją wewnętrzną państw znajdujących się na energooszczędnych obszarach, gdyż ponad 50% światowych zasobów energetycznych znajduje się w krajach objętych wojnami domowymi (na tle etnicznym, narodowościowym i z innych przyczyn),
 - 4) nasilającymi się w XXI w. wahaniem cen na rynkach surowców energetycznych, wywołującymi o wiele większe skutki niż wcześniejsze, gdyż dotyczą one w dużym stopniu odbiorców oraz kraje kontrolujące szlaki tranzytowe, powodując wiele dodatkowych zakłóceń i napięć²⁵.

²⁵ Zob. F. Umbach, *Globale Energiesicherheit. Strategische Herausforderungen fuer die europaeische und deutsche Aussenpolitik*, München 2003, s. 48 oraz C. Frank, F. Umbach, *Energiesicherheit*, „Reader der Sicherheitspolitik” 2006, nr 12 (Berlin), s. 257–264.

Wnioski

Zasygnalizowane w rozdziale pierwszym wyzwania i zagrożenia zmuszają większość państw do wypracowania spójnej koncepcji **międzynarodowego bezpieczeństwa zaopatrzenia energetycznego**, zmierzającej generalnie do zwiększenia oferty dostaw energetycznych w aspekcie wewnętrznym i zewnętrznym. Na początku XXI wieku zasadnicze założenia tej koncepcji można sprowadzić między innymi do następujących wniosków o charakterze teoretycznym i uniwersalnym, postulujących:

1. dywersyfikację nośników energii (łącznie z rozbudową źródła jaki jest energia jądrowa),
2. dywersyfikację importu energetycznego z różnych krajów producentów oraz eksporterów,
3. maksymalne wykorzystanie rodzimych zasobów energetycznych,
4. maksymalizowanie oszczędności energetycznych ze szczególnym uwzględnieniem kluczowych sektorów energochłonnych, takich jak: przemysł, transport i gospodarstwa domowe,
5. tworzenie rezerw strategicznych co najmniej na okres 90 dni,
6. wspomaganie strategii bezpieczeństwa zaopatrzenia energetycznego przez nawiązanie i rozbudowę stabilnych stosunków z krajami producentami i państwami tranzytowymi nośników energetycznych, przy równoczesnym tworzeniu korzystnego klimatu inwestycyjnego w tym zakresie²⁶.

²⁶ Por. F. Umbach, *Globale Energiesicherheit...*, s. 38–39.

Rozdział 2

Erhard Cziomer

**Niemcy a kwestia międzynarodowego
bezpieczeństwa energetycznego**

Wstęp

W polityce energetycznej (*Energiepolitik*) Niemiec jako trzeciej gospodarki świata ważną pozycję zajmuje kwestia bezpieczeństwa energetycznego. Wynika to z wielu uwarunkowań oraz obiektywnych przesłanek, z których za najważniejszą uznaje się ogromne zapotrzebowanie gospodarki niemieckiej na surowce niezbędne do wytwarzania nośników energii. Ze względu na brak samowystarczalności Niemcy są zmuszone do wysokiego importu nośników energii, zwłaszcza gazu ziemnego i ropy naftowej, z czym wiąże się sprawa ciągłości i rytmiczności dostaw – określanych w literaturze niemieckiej jako „bezpieczeństwo zaopatrzenia energetycznego” (*Versorgungssicherheit*) dla zrównoważonego rozwoju kraju, które rozpatruje się z kolei zarówno w kategoriach ekonomicznych, jak też polityki bezpieczeństwa (*Sicherheitspolitik*). Dlatego też „bezpieczeństwo energetyczne” (*Energiesicherheit*) w szerszym ujęciu wykracza poza czystą sferę gospodarczą, stanowiąc odpowiednie wymogi oraz cel strategiczny pewnego rodzaju „zagranicznej polityki energetycznej” (*Energieausßenpolitik*)¹.

Celem poniższej analizy jest syntetyczne przedstawienie stanowiska Niemiec wobec kluczowych wyzwań międzynarodowego bezpieczeństwa energetycznego w pierwszej dekadzie XXI w. w aspekcie teoretycznym i praktycznym. Koncentruje się ona zarówno na ocenie ogólnych uwarunkowań i założeń polityki bezpieczeństwa energetycznego Niemiec, jak też towarzyszących jej wyzwań i zagrożeń na przykładzie ropy naftowej i gazu ziemnego jako pierwszoplanowych nośników energii obecnie i w przyszłości.

¹ Zob. H. Grewe, *Energiesicherheit als strategisches Ziel: Anforderungen an eine Energieausßenpolitik*, „Analysen und Argumente” Dezember 2006, nr 36, (Sankt Augustin). Autor pisał we wstępie swej analizy następująco o zadaniach polityki bezpieczeństwa energetycznego Niemiec: „Wzrastająca zależność od importu ropy naftowej i gazu z niewielkiej ilości oraz mało stabilnych regionów wydobywania winny być rozwiązane przez planowe działania strategiczne, a zwłaszcza wspólną europejską zewnętrzną politykę energetyczną. Stosunki dwustronne nie wystarczą, aby przewidywany we właściwy sposób potencjalne przerwy dostaw i niedostatki zaopatrzenia. Coraz większe trudności sprawia dialog energetyczny UE z Rosją. Czy Niemcom w 2007 r. podczas przewodnictwa w UE oraz G-8 uda się nadać w tym kierunku odpowiednie impulsy (s. 1, tłum. – E.C.).”

Analiza opiera się na rozległej bazie źródłowej² i obszernej literaturze przedmiotu, zwłaszcza niemieckiej³ i częściowo polskiej⁴. Problematyka powyższa znalazła również częściowo odzwierciedlenie w najnowszych pracach autora⁵, stanowiąc zarazem element realizacji szerszego projektu badawczego na temat bezpieczeństwa energetycznego⁶.

2.1. Kształtowanie polityki bezpieczeństwa energetycznego Niemiec

Bezpieczeństwo energetyczne w Niemczech wchodzi w skład szeroko pojmowanej polityki energetycznej. Obecnie, w pierwszej dekadzie XXI w., w jej kształtowaniu i realizacji uczestniczą zarówno koła gospodarcze

² Zob. obszerne materiały, raporty i statystyki: Energie, www.bundesregierung.de oraz Energiepolitik i Monitoring-Bericht des BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie – Federalne Ministerstwo Gospodarki i Technologii) zur Versorgungssicherheit bei Erdgas, www.bmw.de/BMWi/Navigation/Energie/energistatistiken,d... Zur Sicherheitspolitik Deutschlands und zur Zukunft der Bundeswehr, Weissbuch_2006_mB_sig.text-Online Ausgabe, Globus Infografiken, 2001–2007, Zukunft ige Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland, www.file://energie.-Versorgung.htm, Erdoel und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland, 38211042_120pdf. Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung, hintergrund_meseberg.pdf, oraz szereg materiałów prasowych czołowych dzienników i periodyków ogólnoniemieckich w trybie online.

³ Por. z ważniejszych i nowszych syntez niemieckich: F. Umbach, *Globale Energiesicherheit. Strategische Herausforderungen für europäische und deutsche Aussenpolitik*, München 2003, *Nachhaltige Energiepolitik für den Standort Deutschland. Anforderungen an die Zukunft ige*. Hrsg. Bundesverband der Deutschen Industrie, Berlin 2005 oraz E. Haeckel, *Energie- und Rostof politik*, [w:] S. Schmidt u.a. (Hrsg), *Handbuch zur deutschen Aussenpolitik*, Berlin 2007, s. 639–649, oraz szereg ekspertyz rządu federalnego z obszerną bibliografią, z których najważniejsze i najnowsze to: *Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Erdgasversorgung. Untersuchung im Auf rag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie Endbericht*. Hrsg. Institut für Energetik und Umwelt, Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur, Leipzig, Juni 2007, cyt. dalej jako HTWK Leipzig, oraz *Energieszenarien für den Energiegipfel 2007 Für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Endbericht, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Basel/Köln (Prognos) 2007*, cyt. dalej jako Energieszenarien.

⁴ Por. w kontekście europejskim: A. Podolski, *Gaz narodowy czy europejski? Polityczne i historyczne uwarunkowania percepcji wybranych wyzwa dla bezpiecze stwa energetycznego RP*, [w:] „Raporty i Analizy”, nr 2, Centrum Stosunków Międzynarodowych, Warszawa 2007; M. Piechocki, *Polsko-niemiecko-rosyjskie kontrowersje wokół Gazoci gu Północnego*, [w:] *Polacy i Niemcy w XXI wieku. Nowe oblicza partnerstwa?*, red. B. Koszel, Poznań 2007, s. 138–148 oraz R. Rosicki, *Polska, Rosja i Niemcy a bezpiecze stwo energetyczne (aspekty polityczne)*, [w:] *ibidem*, s. 149–163.

⁵ Zob. E. Cziomer, *Polityka zagraniczna Niemiec. Między zmian i kontynuacj ze szczególnym uwzględnieniem polityki transatlantycznej i europejskiej*, Warszawa 2005, *idem*, *Nowa rola międzynarodowa Niemiec*, „Krakowskie Studia Międzynarodowe” 2006, nr 4 (111), *idem*, *Niemcy wobec wyzwa międzynarodowego bezpiecze stwa energetycznego na pocz tku XXI wieku*, [w:] *Spoleczne, gospodarcze, i polityczne relacje we współczesnych stosunkach międzynarodowych*, red. B. Bednarczyk, M. Lasoń, Kraków 2007, s. 101–116.

⁶ Zob. „Wyzwania i problemy międzynarodowego bezpieczeństwa energetycznego”. Projekt badawczy KSW, pod kierunkiem E. Cziomera, Kraków 2006–2008.

i czynniki polityczne, jak też rozbudowana sie instytucji oraz ośrodków naukowo-badawczych. Z danych Fundacji Eberta z 2000 r. wynikało, że szeroko pojmowaną polityką energetyczną w Niemczech zajmowało się: 25 Związków i Stowarzyszeń Pracodawców, 82 wielkich koncernów i przedsiębiorstw energetycznych, 90 przedsiębiorstw zaopatrzenia energetycznego, 7 federalnych przedsiębiorstw usług energetycznych, 8 giełd energetycznych, 3 agencje energetyczne, 8 specjalistycznych instytutów i towarzystw naukowych oraz 23 wyspecjalizowane placówki uniwersyteckie oraz wyższe szkoły zawodowe, jak również kilka ministerstw, zwłaszcza Gospodarki i Technologii, Spraw Zagranicznych, Finansów i Polityki Rozwojowej, rządu federalnego oraz frakcje głównych partii politycznych reprezentowanych w Bundestagu.

Kształtowanie i koordynacja polityki energetycznej dawnej RFN, a następnie zjednoczonych Niemiec, należały zawsze do kompetencji federacji, a zwłaszcza rządu federalnego. Po utworzeniu w 1998 r. rządu socjaldemokratyczno-zielonego (SPD/Sojusz 90/Zieloni – S90/Z) stały się one domeną Urzędu Kanclerskiego oraz oczkiem w głowie samego kanclerza Gerharda Schroedera (1998–2005)⁷. Rozbudowane ustawodawstwo energetyczne jest domeną obu izb parlamentarnych: Bundestagu i Bundesratu. Zajmują się one głównie ratyfikacją ustaw energetycznych na podstawie projektów przygotowanych przez poszczególne rządy koalicyjne, wnoszonych przez ich frakcje parlamentarne w Bundestagu. Są one dodatkowo konsultowane z kołami gospodarczymi, w tym wypadku z przedstawicielami koncernów energetycznych⁸.

Pierwszy okres rządów SPD/S 90/Z (1999–2000) charakteryzował się znacznym napięciem w jego relacjach z koncernami produkującymi energię atomową. Po przeforsowaniu w 2000 r. w Bundestagu ustawy o rezygnacji w Niemczech z produkcji energii atomowej w ciągu 20 lat rząd SPD/S 90/Z powrócił do bardziej intensywnych konsultacji z koncernami energetycznymi, preferując wyraźnie kontakty branżowe, w tym z producentami biopaliw. Sytuacja uległa zmianie po utworzeniu w 2005 r. rządu koali-

⁷ Por jego wspomnienia: G. Schroeder, *Entscheidungen. Mein Leben in der Politik*, Hamburg 2006, zwłaszcza rozdział IX *Russland, der Global Player*, s. 449–482. Schroeder jeszcze przed objęciem funkcji kanclerza federalnego jako premier rządu krajowego Dolnej Saksonii znany był z bliskich kontaktów z szefami największych koncernów niemieckich, w tym także energetycznych. Dlatego uzyskał w mediach przydomek „szefa bosów” (*Chef der Bosse*). Dzięki zbliżeniu z prezydentem Rosji W. Putinem od 2000 r. Schroeder został w 2005 r. po ustąpieniu z urzędu kanclerza federalnego powołany przez koncern rosyjski Gazprom na szefa Rady Nadzorczej Gazociągu Północnego, zabiegając o utworzenie w Niemczech i innych krajach Europy Zachodniej rozbudowanego prorosyjskiego lobby energetycznego.

⁸ Por. szerzej: D. Reichel (Hrsg.), *Grundlagen der Energiepolitik*, Frankfurt am Main 2005.

cji CDU/CSU/SPD na czele z Angelą Merkel. Była ona wprawdzie w okresie rządów CDU/CSU/FDP na czele z kanclerzem Helmutem Kohlem, długoletnim ministrem ds. ochrony środowiska naturalnego (1994–1998), ale następnie zarówno jako przywódczyni opozycji CDU/CSU (1999–2005), jak też kanclerz federalny rządu – Wielkiej Koalicji CDU/CSU/SPD, zwłaszcza po wyborach 2005 r., opowiadała się za utrzymaniem energii nuklearnej jako istotnej komponenty polityki energetycznej Niemiec. W rozmowach i porozumieniu koalicyjnym z SPD z jesieni 2005 r. CDU/CSU i Merkel musiały jednak zaakceptować utrzymanie decyzji rządu SPD/S 90/Z z 2000 r. o stopniowej rezygnacji z produkcji energii atomowej w RFN.

W momencie pojawienia się trudności oraz przejściowych napięć w dostawach gazu ziemnego z Rosji do krajów UE, w tym także Niemiec, kanclerz Merkel wyszła w latach 2006–2007 z inicjatywą organizowania w Urzędzie Kanclerskim starannie przygotowanych konsultacji na temat zaopatrzenia i bezpieczeństwa energetycznego Niemiec. Spotkania odbywały się z reguły dwa razy do roku (4 kwietnia i 9 października 2006 r. oraz 3 lipca i 9 września 2007 r.) i były określane jako tzw. **szczyty energetyczne** (Energie-Gipfel). W 2008 r. planuje się ich kontynuację. W dniu 18 czerwca 2008 r. na posiedzeniu rządu federalnego w Urzędzie Kanclerskim w nawiązaniu do ustaleń i wyników powyższych szczytów przyjęto ostateczną wersję Zintegrowanego Programu Energetyczno-Klimatycznego Niemiec do 2020 r. wraz z pięcioma szczegółowymi rozporządzeniami. Ulegną one tylko nieznacznej modyfikacji po przyjęciu nowych ustaleń w ramach Rady Europejskiej z 12 grudnia 2008 r. w odniesieniu do **Pakietu Klimatycznego UE do 2020 r.** Poza kanclerz Merkel i jej najbliższym otoczeniem w szczytach tych uczestniczyli dodatkowo szefowie lub przedstawiciele 4 kluczowych resortów – gospodarki i technologii, ochrony środowiska naturalnego i bezpieczeństwa reaktorów, kształcenia oraz spraw zagranicznych, jak również przedstawiciele wszystkich głównych niemieckich koncernów i instytucji, związanych bezpośrednio i pośrednio z produkcją, importem, jak też magazynowaniem i dystrybucją energii. Ważne zadanie miały także środowiska naukowe, które przygotowały obszerne ekspertyzy specjalistyczne, włączając się przy tym aktywnie w wypracowanie założeń długofalowej strategii i taktyki polityki energetycznej dla Niemiec do 2020 r.

Syntetyczną ocenę wyników szczytów **energetycznych można ująć następująco:**

- Przygotowanie w ciągu 2006 r. przez trzy grupy robocze szczytu (1. Międzynarodowe aspekty polityki energetycznej, 2. Narodowe aspekty polityki energetycznej, 3. Badania i efektywność) – Całościową Narodową

Koncepcję Polityczno-Energetyczną (nationaler energiepolitisches Gesamtkonzept). Stawiał on sobie następujące cele: 1) ograniczenie importu energetycznego, 2) dążenie do obniżenia cen surowców energetycznych oraz stopniowego ich zastępowania biopaliwami, 3) sprostanie wzrastającym wyzwaniom w zakresie ochrony środowiska naturalnego). Do roku 2012 na budowę nowych elektrowni i sieci paliwowo-energetycznych przeznaczono 30 mld euro (o 10 mld więcej niż przewidywano wcześniej), na rozbudowę branży energii odnawialnej zamierza się przeznaczyć 33–40 mld euro, a na badania w zakresie rozwoju energetyki 2 mld euro⁹.

- Najważniejszy do tej pory szczyt energetyczny odbył się 3 lipca 2007 r. – bezpośrednio po zakończeniu przewodnictwa Niemiec w Radzie Europejskiej oraz G-8 w Heiligendamm w pierwszej połowie 2007 r., doprowadzając, w rezultacie wspomnianych wyżej obrad trzech grup roboczych, do wypracowania zasadniczych założeń – **Podstaw zintegrowanego programu energetyczno-klimatycznego Niemiec do 2020 r. (Grundlagen fuer das integrierte Energie-und Klimaprogramm)**. Podstawy zintegrowanego programu były bardziej precyzyjne od całościowej koncepcji z 2006 r., zakładający bowiem szczegółową realizację trzech długofalowych celów energetyczno-politycznych przy przestrzeganiu następujących zasad i wymogów: 1) bezpieczeństwa zaopatrzenia energetycznego, 2) gospodarności oraz 3) ochrony środowiska naturalnego Niemiec¹⁰. Zarówno szczegóły rozwiązania, jak też instrumenty i mechanizmy wdrażania powyższych celów przedstawione zostaną w końcowej części rozdziału.

Niezwykle istotne w **współkształtowaniu** polityki energetycznej Niemiec są główne koncerny energetyczne, ściśle powiązane z politycznymi kręgami decyzyjnymi na szczeblu federalnym oraz krajowym. Syntetycznie ich rolę i funkcje w powyższym zakresie można wyspecyfikować następująco:

- wnoszenie szczegółowych projektów rozwiązań aktów ustawodawczych, a zwłaszcza wykonawczych poprzez bezpośrednie kontakty z Urzędem Kanclerskim oraz administracją i ekspertami resortów energetycznych,
- szukanie wsparcia politycznego dla realizowanych transakcji z partnerami zagranicznymi (np. w trakcie negocjacji nad kontraktem z Gazpromem przy przygotowaniu projektu Gazociągu Północnego w latach 2003–2005),

⁹ Por. Energiegipfel: *Die Ergebnisse im Überblick*, www.dw.world.de/popup_printcontent/0,,1953429,00... oraz *Der Prozess der Energiegipfels und seine Teilnehmer*, bmu.de/erneubare_energien/aktuell/doc.print/3787.ph.

¹⁰ Zob. *Startschuss für Energie und Klimaschutzkonzept*, REGIERUNGonline-www.bundesregierung.denn_Conrent/DE/Articel/2007/0.

- zabieganie o nadanie swoim projektom inwestycyjnym rangi europejskiej oraz szukanie poparcia u Komisji Europejskiej w Brukseli, również przy zabieganiu o kredyty ze strony EBOR,
- składanie do resortu gospodarki wniosków o udzielenie gwarancji Hermesa na eksport urządzeń i dóbr inwestycyjnych za granicę¹¹.

Należy zarazem pamiętać, iż rząd federalny w toku rozwiązywania złożonych problemów polityki energetycznej jest niejako skazany na ścisłą współpracę z grupami koncernów, zajmujących się zarówno produkcją, handlem, jak i dystrybucją energii. Największe koncerny energetyczne Niemiec, takie jak RWE, Ruhrgas E.ON, Vattenfall Europe, BASEF, EnBW¹² oraz związane z nimi spółki i filie dysponują nie tylko stosownym kapitałem, ale mają ogromny wpływ zarówno na kształtowanie się w Niemczech cen rynkowych energii, jak też wyrafinowane metody oddziaływania na politykę, administrację federalną i krajową oraz media. Ich działalność hobbystyczna jest intensywna i obejmuje między innymi:

- powoływanie znanych polityków (byłych ministrów, sekretarzy stanu rządu federalnego i rządów krajowych, deputowanych Bundestagu i Landtagów itp.) na dobrze płatne funkcje doradców lub członków w zarządach lub radach nadzorczych,
- pozyskiwanie na podobnie płatne stanowiska w swoich spółkach terenowych burmistrzów i radnych,
- dotowanie budżetów komunalnych,
- sponsorowanie czołowych partii politycznych,
- tworzenie sprzyjającego klimatu w mediach lokalnych i o zasięgu ogólnoniemieckim¹³.

Powyższe dane dowodzą, że koncerny energetyczne, działając w ścisłym powiązaniu i kooperacji z rządem federalnym, wywierają istotny wpływ tak na programowanie, jak i na realizację polityki energetycznej Niemiec.

Badania naukowe nad polityką energetyczną Niemiec mają charakter interdyscyplinarny, ponieważ uczestniczą w nich zarówno przedstawiciele nauk przyrodniczych, ekonomicznych, technicznych, jak też społecznych,

¹¹ Zob. *Macht der Konzerne*, www://anstageslicht.wordpress.com/2007/09/10/macht-und-energie-konzerne/.

¹² Koncerny energetyczne E.ON(+6,15), RWE(+1,60), VATTENFALL(1,35), EnBW(1,32) oraz związane z nimi spółki kontrolują całkowicie dystrybucję prądu w Niemczech, uzyskując w 2006 r. znaczne nadwyżki finansowe, zwiększając swoje wpływy (podane w mld euro w nawiasach) w stosunku do 2002 r. Dzięki dobrej kondycji finansowej angażują się mocno w inwestycje energetyczne za granicą. Ich szefowie uczestniczyli we wszystkich szczytach energetycznych w latach 2006–2007 – zob. *Die Gewinne der Energiekonzerne*, www.spiergel.de/wirtschaft/0,1518,492055,00.html.

¹³ Zob. *Energielieferanten*, Dok. Zentrum ans Tageslicht.de.htm.

w tym zwłaszcza politycznych o profilu międzynarodowym. Polityka energetyczna jest rozpatrywana tak w aspekcie teoretycznym, jak i praktycznym, zmierzając do rzetelnego określenia aktualnych i przyszłych potrzeb energetycznych dla zrównoważonego rozwoju społeczno-gospodarczego Niemiec w XXI w. Badania powyższe są realizowane przez wyspecjalizowane instytuty naukowe, fundacje i towarzystwa naukowe oraz zespoły interdyscyplinarne w głównych ośrodkach uniwersyteckich. Wiele opracowań o charakterze studyjnym i ekspertyz zlecają zarówno resorty rządu federalnego i rządów krajowych, jak też koncerny poszczególnych branż gospodarczych. Opierają się one na analizie bogatych materiałów źródłowych i podają szereg ciekawych ocen stanu aktualnego oraz wniosków w odniesieniu do przyszłości polityki energetycznej różnych zakresów i dziedzin społeczno-gospodarczych i ekologicznych Niemiec¹⁴.

Polityczno-strategicznymi badaniami na bezpieczeństwem energetycznym Niemiec w szerokich uwarunkowaniach i aspektach globalnych oraz europejskich zajmuje się szereg instytutów, jak też innych placówek naukowo-badawczych. Zaangażowani w nich są eksperci różnych specjalności z zakresu: nauk społecznych, politycznych, ekonomicznych, wschodnich, badań pokoju oraz polityki rozwojowej oraz innych¹⁵.

W szesnastu placówkach (wymienionych w przypisie 15) oraz w wielu innych ośrodkach akademickich, instytutach i zespołach naukowo-badawczych powstaje szereg ciekawych analiz i ekspertyz naukowych, które koncentrują się na globalnych, regionalnych, europejskich, w tym również niemieckich, aspektach bezpieczeństwa energetycznego. Jest ono rozpatrywane w szerokim kontekście podaży i popytu na energię z punktu widzenia dostępu do jej źródeł oraz trudności ich pozyskiwania. Bezpieczeństwo en-

¹⁴ Por. *Nachhaltige Energiepolitik für den Standort Deutschland. Anforderungen an die zukünftige*. Hrsg. Bundesverband der Deutschen Industrie, Berlin 2005.

¹⁵ Zob. adresy internetowe- Forschungsinstitute-Links Deutschland, www.hsf.de/index.php?id=38.

Do najbardziej znanych ośrodków i zespołów badawczych w tym zakresie należą między innymi: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (Niemiecki Instytut Badań Gospodarczych – DIW), Deutsche Gesellschaft für Auswertige Politik (Niemieckie Towarzystwo Polityki Zagranicznej – DGAP), Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit-Stiftung Wissenschaft und Politik (Niemiecki Instytut Polityki i Bezpieczeństwa Międzynarodowego-Fundacji Nauka i Polityka – SWP), Institut für Europäische Politik (Instytut Polityki Europejskiej – IEP) w Berlinie, Centrum für angewandte Politikforschung (Centrum Stosowanych Nauk Społecznych – CAP) oraz Osteuropa-Institut (Instytut Europy Wschodniej – OEI) w Monachium, Hessische Stiftung für Frieden und Konfliktforschung (Heska Fundacja Badań Pokoju i Konfliktów – HSKF) we Frakfurcie nad Menem, Institut für Frieden und Entwicklung (Instytut Pokój i Rozwój – FFR) w Duisburgu oraz fundacje zbliżone do CDU – Konrad Adenauer Stiftung (Fundacja im. Konrada Adenauera) w Sainkt Augustin i Berlinie oraz SPD – Friedrich Ebert Stiftung (Fundacja im Friedricha Eberta – FES) z siedzibami w Bonn i Berlinie.

ergetyczne poszczególnych regionów i państw, również Niemiec, jest rozpatrywane w kontekście następujących przesłanek i kryteriów:

- dywersyfikacji nośników energii (łącznie z rozbudową energii jądrowej),
- dywersyfikacji importu energetycznego z różnych krajów i regionów dostaw,
- możliwości maksymalnego wykorzystania rodzimych zasobów surowcowych,
- możliwości maksymalnego oszczędzania energetycznego w przemyśle i gospodarstwach domowych,
- dążenie do tworzenia strategicznych rezerw energetycznych minimalnie na 90 dni),
- zachowanie bezpieczeństwa energetycznego w wyniku kształtowania średnio- i długofalowych strategii, zmierzających do stabilizacji i rozbudowy dobrych stosunków i sprzyjających klimatowi inwestycyjnemu między krajami produkującymi i tranzytowymi surowców energetycznych, w tym zwłaszcza z Rosją,
- dążenie do kształtowanie stabilizacji i pokoju na Bliskim i środkowym wschodzie, gdzie główną rolę polityczno-strategiczną odgrywają USA¹⁶.

Niemieckie badania polityczno-strategiczne spełniają zarówno ważną funkcję poznawczą, jak też aplikacyjną. Poprzez rozpoznanie złożonych uwarunkowań i wyzwań zewnętrznych formułują szereg praktycznych wniosków w odniesieniu do pojmowania i realizacji bezpieczeństwa energetycznego Niemiec. Warto dodać, iż decydujący wpływ na wypracowanie długofalowych scenariuszy rozwoju energetycznego Niemiec do 2020/30 miał raport końcowy przygotowany przez zespół specjalistów Uniwersytetu w Kolonii¹⁷. Będzie o tym mowa obszerniej poniżej (zob. 2.3).

2.2. Podstawowe elementy bilansu energetycznego Niemiec

Niemcy jako czołowa gospodarka świata zużywają ogromną ilość energii, którą pozyskuje się w postaci tzw. **energii pierwotnej**. Określa się ją powszechnie mianem **nośników energii**, które z reguły występują w naturze (np. ropa naftowa, gaz ziemny, ruda uranu, woda, słońce i inne). Z nośników powyższych tylko gaz ziemny nadaje się do bezpośredniego zużycia. Pozostałe nośni-

¹⁶ Zob. szeroko: F. Umbach, *Globale Energiesicherheit. Strategische Herausforderungen für europäische und deutsche Aussenpolitik*, München 2003, s. 48.

¹⁷ *Energieszenarien für den Energiegipfel 2007 Für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie*. Endbericht, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Basel/Köln(Prognos) 2007.

ki podlegają przekształceniu w toku bądź to przeróbki chemicznej (np. spalaniu lub skoksowaniu) bądź też procesów fizykalnych (np. destylacja lub rozszczepienie jądra). W trakcie powyższych procesów energia pierwotna przekształca się w **energię końcową** (np. w prąd elektryczny i benzynę), co wiąże się z dalszymi stratami energetycznymi. Przyjmuje się, iż energia końcowa stanowi tylko ok. 2/3 energii pierwotnej, która dopiero w wyniku dalszych przekształceń dociera do bezpośrednich użytkowników (np. przemysłu i gospodarstw domowych). Wiąże się to jednak z kolejnymi przekształceniami na takie formy **energii użytkowej** jak przykładowo ciepło, światło, ruch i moc (np. silnika).

Generalnie jednak w bilansie globalnego zużycia energii Niemiec ostatnich kilkunastu latach doszło do nieznacznych wahań. O ile w momencie zjednoczenia Niemiec w 1990 r. wynosiło ono – 14 905, to pod koniec dekady lat 90. – 14 206, a siedem lat później w 2006 r. – 14 454 Petajouli (PJ). Wyraźna tendencja do zmniejszenia zużycia energii, mimo wzrostu gospodarczego, ujawniła się dopiero w 2007 r. i wynosiła ogółem 13 842 PJ, co stanowiło spadek o 5% w stosunku do 2006 r., ale aż 7,1 % w stosunku do 1990 r.¹⁸ Szczegółowe dane na temat zużycia energii pierwotnej w Niemczech w 1999 r. przedstawia tabela 2.1. W odniesieniu do danych z tabeli 2.1. warto zaznaczyć, iż w 1999 r. łączna wartość zużytej energii w przeliczeniu na jednego mieszkańca wyniosła ok. **480 000 kWh** w ciągu jednego roku.

Tabela 2.1. Pierwotne zużycie energii w Niemczech w 1999 r. według poszczególnych nośników w (%)

Nośniki kopalniane	82,9
<ul style="list-style-type: none"> • oleje mineralne • gaz ziemny • węgiel kamienny • węgiel brunatny 	<p>39,50</p> <p>21,30</p> <p>13,30</p> <p>10,30</p>
Energie jądrowa	13,10
Energia odnawialna	2,50
<ul style="list-style-type: none"> • energia wodna • energia wietrzna • pozostała energia odnawialna (drzewo, termosłoneczna, biomasa, oczyszczone błota i gazy, odpady) 	<p>0,33</p> <p>1,90</p>

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Deutscher Fachverband Solarenergie, Berlin 2000.

¹⁸ Według danych statystycznych ogólne zużycie = pierwotne zużycie energii. W 1999 r. wyniosło ono w Niemczech łącznie: 14.206 PJ = 3,94 x 10¹² kWh, czyli 1 PJ (petajul = miliard) = 10¹⁵ J, zob. źródło do tabeli 2.1.

Można to obrazowo przedstawić jako dzienne wykorzystanie zużytej energii powstałej wyniku świecenia przez 1 mieszkańca Niemiec w ciągu doby (24 godz.) 55 żarówek o mocy 100 watów każda¹⁹.

Ogólny bilans wytwarzania oraz zużycia energii Niemiec można na potrzeby przedstawianej analizy pokazać wykorzystując szacunkowe dane dostępne za 2005 r. Przedstawia to zestawienie Nr 2.1 w mln ton jednostek węgla kamiennego (JWK) przy przeliczniku 1 Kg JWK = 8,1 KWh.

Zestawienie 2.1. Bilans wytwarzania, importu oraz zużycia energii w Niemczech w 2005 r. w JWK

I. Wytwarzanie, import, magazynowanie i eksport energii:

• produkcja krajowa energii	129,8
• import energii	423,8
• łączna ilość posiadanej energii	560,3
w tym magazynowanie i eksport	74,4

II. Zużycie energii pierwotnej: 432,8

• zużycie nieenergetyczne	37,4
• energia przetworzona	157,7
• straty energii w procesie przetwarzania	19,8
• różnice statystyczne	0,5

III. Zużycie energii końcowej²⁰: 312,5 zużycie w poszczególnych sektorach gospodarki:

• przemysł	83,7
• transport	89,6
• gospodarstwa domowe	90,0
• handel, rzemiosło i usługi	49,2

Źródło: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (Stand 09/2006) za: www.spiegel.de/wirtschaft/0.1518,458935,00.html.

¹⁹ Zob.: B. Nickel, M. Wittke, *Energieverbrauch in Deutschland-Daten und Fakten*, Kommentare, BWK, München 2005, s. 11. Na marginesie dodajmy, iż według danych za 2004 w mln kilowatgodzin (kWh) w Niemczech produkowano – 566 900 000, zużywano – 524 600, importowano – 48 000 oraz eksportowano – 58 000.

²⁰ W przeliczeniu na KWh łączna wartość zużycia energii końcowej kształtowała się w Niemczech w 2005 r. na poziomie 2,6 bilionów KWh; na poszczególne sektory gospodarki przypadało KWh (w nawiasie dane za 2004 r.): przemysł – 683(683), transport – 730(732), gospodarstwa domowe – 733(752), handel, usługi i rzemiosło – 401(411).

Od początku XXI w. w Niemczech doszło do nieznacznych zmian w zakresie wykorzystania nośników energetycznych, w tym także wartości zużytej energii. Według danych za 2005 r. udział poszczególnych nośników w kształtowaniu pierwotnej energii przedstawiał się według wysokości udziału procentowego następująco: oleje mineralne – 36%, gaz ziemny – 22,7%, węgiel kamienny – 12,9%, energia jądrowa – 12,5%, węgiel brunatny – 11,2%, energia słoneczna i wietrzna – 1,2 %, pozostałe – 3,5%. W stosunku do 1999 r., a nieznacznie wzrosło zużycie gazu ziemnego – o 1,4%. Powyższa „mieszanka energetyczna” (Energimix)²¹ pozostania nadal przez dłuższy okres czasu podstawą zaopatrzenia energetycznego Niemiec, ulegając powolnym zmianom w najbliższym dziesięcioleciu²². Zwiększające się zużycia energii końcowej w gospodarstwach domowych jest z jednej strony związane z ich coraz większym nasyceniem sprzętem elektrycznym i elektronicznym, a z drugiej – ze zwiększającą się produkcją energii pierwotnej oraz końcowej. Widać to jednoznacznie po wzroście cen za prąd i gaz. W stosunku do 2000 r. w 2006 r. ceny dostaw do prywatnych gospodarstw domowych zwiększyły się w przypadku gazu o 77%, a prądu elektrycznego o 46%²³.

Z punktu widzenia wymogów rozwoju gospodarczego Niemiec, najistotniejsze znaczenie w zaopatrzeniu energetycznym Niemiec będą miały kopalniane nośniki energetyczne, a zwłaszcza oleje mineralne, w tym głównie ropa naftowa, oraz gaz ziemny. Trzeba się natomiast liczyć z dalszym spadkiem zużycia energii jądrowej (zmniejszenie zużycia 1999–2005 o 0,6%) ze względu na polityczną decyzję rządu SPD/Sojusz 90/Zieloni kanclerza Gerharda Schroedera, który w 1999 r. przeforsował w Bundestagu decyzję o stopniowym wycofaniu się z jej produkcji w okresie 30 lat. Sprawa powyższa jest kontrowersyjna ze względu na coraz większe trudności w zaopatrzeniu energetycznym Niemiec na początku XXI w. oraz silnej pozycji lobby atomowego. Chociaż rząd Wielkiej Koalicji CDU/CSU/SPD z kanclerz Angelą Merkel utrzymał w porozumieniu koalicyjnym z 18 listopada 2005 r. w mocy decyzję swego poprzednika, to lobby atomowe cieszy się dużym poparciem frakcji CDU/CSU w Bundestagu oraz ze strony większości krajów związkowych rządzonych przez CDU i CSU i CDU-

²¹ Zob. *Deutschlands Energimixanteile der Energieträger am Energieverbrauch 2005* %, [w:] AG Energiebilanzen.dpa – Grafik 2229. Globus Infografik 2001–2005.

²² Według najnowszych danych mieszanka energetyczna Niemiec za 2006 r. przedstawiała się następująco: oleje mineralne – 35,7%, gaz ziemny – 22,8%, węgiel kamienny – 13%, energia jądrowa – 12,6%, węgiel brunatny – 10,9%, energie odnawialne oraz pozostałe łącznie – 5,0% – zob. www.spiegel.de/0,1518,492063,00.html.

²³ Por. *Entwicklung der Strom und Gaspreise 2006–2005*, www.spiegel.de/wirtschaft/0.1518,49256,00.html.

-FDP (Hesja)²⁴. SPD jako partner koalicyjny CDU/CSU blokuje jednak skutecznie zmianę decyzji z 1999 r.

Ze względu na ambitne plany redukcji dwutlenku węgla [CO₂] do 2020 r. Niemcy przywiązują dużą wagę do zwiększenia udziału w zużyciu nośników energetycznych – nośników odnawialnych, zwłaszcza biomasy, spalania odpadów oraz innych, łącznie z recyklingiem. Wiele prognoz niemieckich wskazuje, iż liczące efekty technologiczno-ekonomiczne będzie można uzyskać w tym zakresie dopiero w długofalowej perspektywie czasowej²⁵.

Z przedstawionej wyżej analizy wynika jednoznacznie, iż po zjednoczeniu ilość wytwarzanej energii pierwotnej w Niemczech systematycznie malała. O ile w 1990 r. wynosiła jeszcze 41%, to w 2005 r. tylko 26,7%. Oznacza to, iż w samych Niemczech można w połowie pierwszej dekady XXI w. wyprodukować zaledwie ok. 25% energii niezbędnej do funkcjonowania gospodarki i zaopatrzenia ludności²⁶.

Decydujące znaczenie dla przyszłości zaopatrzenia energetycznego Niemiec będą miały nadal oleje mineralne i gaz ziemny. Należą one do strategicznych surowców energetycznych, które w minimalnym stopniu są pozyskiwane w Niemczech, stanowiąc ważną pozycję ich importu. Szczegółowo przedstawia to tabela 2.2.

Tabela 2.2. Zależność Niemiec od importu energetycznego według zapotrzebowania w megatonach jednostek przeliczeniowych węgla kamiennego (JWK) – stan 2004 r.

Oleje mineralne	Gaz ziemny	Węgiel kamienny	Węgiel brunatny	Energia jądrowa (uran)	Energie: wodna, wietrzna, słoneczna	Inne	
179	110	66	66	62	6	13	JWK w mln ton
97	82	60	0	100	0	0	Wielkość importu w %
3	18	40	100	0	100	100	Wielkość własnego wydobycia w %

Źródło: dpa Grafik 2231, [w:] Globus Infografik 2001–2005.

²⁴ Według reprezentatywnych badań demoskopijnych z października 2007 r. za likwidacją elektrowni atomowych w Niemczech do 2021 r. było 47%, przeciwko 46%, a niezdecydowanych 7% ankietowanych. Zob. Emnid Umfrage: Erneut Mehrheit für weitere Nutzung der Kernenergie, www.kernenergie.de/r2/de/Pressearchiv/DatF/aretikel/.

²⁵ Por. *Zukunft ige Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland*, [w:] www.file://energie.-Versorgung.htm.

²⁶ Zob. *Deutschland erzeugt nur ein Viertel der Energie selbst*, [w:] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (Stand 09/2006)- www.spiegel.de/wirtschaft/0.1518,458934.

Z tabeli 2.2. wynika jednoznacznie, iż znaczenie strategiczne dla niemieckiego importu surowców energetycznych posiadają zarówno oleje mineralne, jak też gaz ziemny. Ich wydobycie w Niemczech jest znikome, ponieważ kształtuje się na poziomie rocznym ok. 3% i 18%. Natomiast import węgla kamiennego, zwłaszcza z Polski, ma charakter koniunkturalny i wynosi on na początku XXI w. 40%. Przyczyniają się do tego stanu wymogi ochrony środowiska naturalnego, które wymusiły systematyczne zamykanie wielu kopalń niemieckich, zwłaszcza w Zagłębiu Ruhry. Innymi słowy ceny węgla importowanego są o wiele niższe od kosztów jego wydobycia w samych Niemczech.

2.3. Ogólne założenia strategii rozwoju energetycznego Niemiec do 2020

Wyżej (zob. 2.1) zasygnalizowano już podjęcie w latach 2006–2007 przez rząd CDU/CSU/SPD pod egidą Urzędu Kanclerskiego i osobiście kanclerz Merkel na tzw. szczytach energetycznych prac nad przygotowaniem długofalowej strategii rozwoju energetycznego Niemiec do 2020 r. Została ona opublikowana pod koniec 2007 r.²⁷ i opiera się zarówno na szczegółowych analizach naukowych przygotowanych na zlecenie Federalnego Ministerstwa Gospodarki i Technologii, jak też wcześniejszych uchwałach Rady Europejskiej z marca 2007 oraz G-8 w Heiligendamm z czerwca 2007²⁸. Warto wspomnieć, iż Rada Europejska opowiedziała się do 2020 r. za redukcją emisji gazów cieplarnianych UE o 20% (z możliwością ewentualnego zwiększenia tej granicy do 30% w trakcie dalszych negocjacji) w stosunku do 1990 r., zakładając równoczesny wzrost zużycia udziału energii odnawialnej do 20% w całokształcie bilansu energii pierwotnej. Natomiast w ramach G-8 uzgodniono wstępnie redukcję CO₂ nawet do 50% do 2050 r. Jest to jednak bardzo ogólna i długofalowa perspektywa, która natrafi w skali globalnej i regionalnej, w tym również w UE na wiele oporów, zwłaszcza kontekście powodu ogromnych kosz-

²⁷ *Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm*, www.eckpunkt-ein-integriertes-energie-und-klima-programm.prosperity.beim-bmwie.sprache/de/wb.pdf – zob. ostateczna wersja: *Energiepolitisches Gesamtkonzept für Deutschland vom 18 Juni 2008*, www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/TemenAZ/Energiepolitik/energiepo.

²⁸ oraz *Energieszenarien für den Energiegipfel 2007 Für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologiesendbericht*, *Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Basel/Köln(Prognos) 2007*.

tów modernizacji ekologicznych potencjałów produkcyjnych w poszczególnych krajach, również w Polsce.

W ujęciu syntetycznym główne elementy powyższej strategii sprowadzono do **trzech zasadniczych wariantów scenariuszy przeszłościowego rozwoju energetycznego Niemiec**:

1) scenariusz oparty na postanowieniach **Umowy Koalicyjnej** CDU/CSU/SPD z 18 listopada 2005 r. (dalej skrót **UK**), która zakładała podwojenie produktywności energetycznej łącznie z podniesieniem w niej udziału odnawialnych źródeł energii oraz utrzymaniem zasady handlu emitowanymi zanieczyszczeniami,

2) scenariusz **Energie Odnawialne** (dalej skrót **EO**), przewidujący w porównaniu ze scenariuszem UK znaczne zwiększenie udziału energii odnawialnej w bilansie energetycznym,

3) scenariusz **Energia Atomowa** (dalej skrót **EA**), zakładający w uzupełnieniu scenariusza UK wydłużenie o 20 lat eksploatacji reaktorów atomowych.

Realizacja powyższych scenariuszy pozwoli – zdaniem rządu federalnego oraz większości ekspertów niemieckich – na osiągnięcie pewnych oszczędności i zmian, z których najważniejsze to:

- osiągnięcie spadku zużycia energii pierwotnej (skrótów w nawiasie oznaczają scenariusze) o 13% (EA) oraz 16–17% (EO i UK). Równocześnie według scenariusza UK winno dojść do znacznego ograniczenia zużycia gazu ziemnego. W produkcji prądu elektrycznego we wszystkich scenariuszach coraz większy będzie miał gaz ziemny, najmniej w scenariuszu EA. Równocześnie zwiększa się będzie udział węgla kamiennego, zwłaszcza w scenariuszach EA,
- wyraźny spadek emisji gazów cieplarnianych, zakładany o ok. 45%, zwłaszcza w scenariuszu EA. W wypadku preferowania scenariuszy UK i EO może on osiągnąć jeszcze niższy poziom o ok. 39–41%.
- po względem oszczędności **kosztów** zaopatrzenia energetycznego Niemiec między poszczególnymi scenariuszami występują duże różnice. Najdroższy jest pod tym względem był scenariusz EO, jego wdrożenie doprowadziłoby do zwiększenia wydatków o 4,2 mld euro w stosunku do ewentualnego zastosowania scenariusza UK. Najtańszy – scenariusz EA, gdyż w porównaniu z scenariuszem UK jego koszt byłby niższy o 1,2 mld euro,
- w porównaniu do scenariusza UK ceny prądu używanego w gospodarstwach domowych byłyby w prywatnych gospodarstwach domowych

wyższe o ok. 5% od zakładanych w scenariuszu EO. Natomiast w scenariuszu EA byłyby jeszcze niższe i wynosiły ponad 6%.

W podsumowaniu szczytu energetycznego 2007 kanclerz Merkel stwierdziła w odniesieniu do powyższej strategii między innymi:

„... Scenariusze rozwoju energetyczno-gospodarczego do 2020 r. wskazują na to, iż ambitne plany ochrony klimatu połączone z bezpiecznym i ekonomicznym zaopatrzeniem energetycznym można będzie osiągnąć tylko w tym wypadku, jeśli konsekwentnie wykorzystamy wszystkie opcje działania. Potrzebujemy wyraźnego podniesienia efektywności energetycznej. Potrzebujemy wyważonej pod względem energetycznym i klimatycznym mieszanki energetycznej. Musimy osiągnąć dużą efektywność wykorzystania niemieckiej gospodarki energetycznej i przemysłu przy budowie elektrowni na bazie węgla i gazu oraz przy opracowywaniu najwyższej jakości technologii. Fakty znajdują się na stole. Teraz należy z nich wyciągnąć właściwe wnioski”²⁹.

Nawiązując do zasygnalizowanych wyżej scenariuszy rozwoju energetycznego Niemiec do 2020 r. należy stwierdzić, iż nie mają one spójnego i jednolitego charakteru, odzwierciedlając równocześnie różnice w podejściu CDU/CSU i popierającego chadecję tradycyjnego lobby energetycznego na czele ze zwolennikami zachowania energii jądrowej, a SPD, wspierającej lobby zainteresowane rozbudową energii odnawialnej. Dlatego też do końca istnienia Wielkiej Koalicji CDU/CSU/SPD i wyborów do Bundestagu w 2009 r. nie należy się liczyć przykładowo z decyzją o przedłużeniu okresu działania o 20 lat elektrowni atomowych. O ile w scenariuszach powyższych widoczna jest preferencja do zaopatrzenia Niemiec w dostawy gazu ziemnego, to dużą wagę przywiązuje się dodatkowo do wykorzystania własnych zasobów węgla oraz rozbudowy energii odnawialnej.

2.4. Znaczenie ropy naftowej i gazu ziemnego dla bezpieczeństwa energetycznego Niemiec

Już w opublikowanej przez rząd CDU/CSU/SPD w 2006 r., czyli po 12 latach, nowej strategii bezpieczeństwa pt: „W sprawie bezpieczeństwa Niemiec i przyszłości Bundeswehry” sporo miejsca poświęcono również sprawom bezpieczeństwa energetycznego, podkreślając między innymi, że:

²⁹ Angela Merkel zu den Ergebnissen des Energiegipfels, (2007-07-03 ergebnispapier,property=publication file.pdf).

„... Strategiczne znaczenie dla przyszłości Niemiec i Europy posiada, jasne, zrównoważone i odpowiadające wymogom konkurencji zaopatrzenie energetyczne. Wynika to z wyzwań globalnych. Przykładami na to są wzrastające w skali całego świata potrzeby na energię oraz nasilający się międzynarodowy i międzyregionalny handel energią, ryzyko proliferacji, narastające żądania ochrony klimatu oraz konieczność stworzenia możliwości dostępu krajów rozwijających do zasobów energetycznych, aby tym samym poprawi możliwości ich rozwoju gospodarczego. Problemy energetyczne będą w przyszłości miały szansę na odgrywanie coraz ważniejszej roli w kształtowaniu bezpieczeństwa globalnego.

Wzrastające uzależnienie Niemiec i Europy od kopalnianych nośników energii wymaga intensyfikacji dialogu i kooperacji między krajami producentów, tranzytowymi oraz odbiorców i gospodarką. Dla bezpieczeństwa energetycznego istotne znaczenie posiadają dywersyfikacja źródeł energii, rozbudowa krajowych źródeł energii odnawialnych, mieszanka energetyczna, jak również redukcja potrzeb energetycznych przez oszczędne i prawidłowe wykorzystanie energii. Ponadto musi być zachowane bezpieczeństwo infrastruktury energetycznej³⁰.

Tabela 2.3. Udział poszczególnych nośników w ogólnym zaspokojeniu potrzeb energetycznych Niemiec (2005), UE-27 (2004) oraz w skali świata (2005) w %

Nośniki energii	Udział w zużyciu energii w Niemczech	Udział w zużyciu energii w UE-27	Udział w zużyciu w skali świata
Olej naturalny	36	36,8	36
Gazy naturalne (ziemny oraz kopalniane)	23	24,0	24
Węgiel kamienny	13	18,2 (łącznie wszystkie rodzaje węgla)	25
Energia atomowa	12	14,4	6
Węgiel brunatny	11	-	6
Energie odnawialne	5	6,4	6

Źródło: H. Kref, *Die geopolitische Dimension der Energiesicherheit*, [w:] *Energieversorgung als sicherheitspolitische Herausforderung*, R.C.Meier-Walser (Hrsg.), *Berichte und Studien 88*, Hanns Seidel Stif ung, München 2007, cyt. za www.hss.de, s. 34.

³⁰ Zob.: *Zur Sicherheitspolitik Deutschlands und zur Zukunft der Bundeswehr*, [w] Weissbuch_2006_mB_sig.text-Online Ausgabe. Pierwszą wersję Białej Księgi pod tym samym tytułem opublikował rząd CDU/CSU/FDP w 1994 r.

Kluczowe znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego Niemiec mają zatem **ropa naftowa i gaz ziemny**. Wynika to zarówno z ich znacznego udziału w ogólnym zużyciu energii, jak też konieczności importu. Ogólny udział procentowy ropy naftowej i gazu w zaspokojeniu potrzeb energetycznych Niemiec na tle innych nośników energii w skali globalnej oraz 27 państw członkowskich Unii Europejskiej (dalej UE-27) przedstawia tabela 2.3.

Z danych powyższych wynika, iż ropa naftowa oraz gaz ziemny w dużym stopniu uczestniczą w zaspokojeniu potrzeb energetycznych Niemiec, co nie odbiega zasadniczo od średniego poziomu zużycia w skali świata oraz UE-27. Niemcy są jednak z wielu względów w gorszej sytuacji w porównaniu do takich krajów UE jak Francja, Wielka Brytania, Włochy czy nawet Holandia w odniesieniu do wzrastającego zapotrzebowania na nośniki energii, zwłaszcza ropy naftowej i gazu ziemnego.

Ropa naftowa

Najbardziej skomplikowanym problemem jest dla Niemiec strategiczne znaczenie ropy naftowej jako surowca energetycznego. Wynika to przede wszystkim z faktu, iż Niemcy same posiadają ubogie złoża ropy naftowej i są prawie całkowicie skazane na jej import³¹. Jego zakres przedstawia tabela 2.4.

Tabela 2.4. Najważniejsi eksporterzy ropy naftowej do Niemiec w 2004 r.

Państwo/region	w mln ton	w %
Rosja	37	34
Norwegia	22	20
Afryka Płn. (głównie Algieria i Libia)	17	15
Wielka Brytania	13	12
Inne kraje	12	11
Bliski Wschód	9	8
Łącznie	109	99

Źródło: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin Energiedaten Tab. 13, Rohöleinfuhr nach Herkunft sgebieten,(w) www.bmwi.de/Navigation/Technologie-und-Energie/Energiepolitik/energiedaten.html.

Generalnie można stwierdzić, iż import ropy naftowej do Niemiec podlega w znacznym stopniu dywersyfikacji w odniesieniu do głównych kie-

³¹ Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland, op.cit., s. 40 i nast. Niemcy wydobywały w 2006 tylko 3,1 mln ton własnej i niskowydajnej ropy naftowej. Mimo intensywnych wierceń w 18 miejscach na terenie kraju stan rezerw obliczano w 2006 r. łącznie na ok. 3,1 mln ton ropy.

runków importu, zwłaszcza w odniesieniu do zaprzyjaźnionej Norwegii (ok.20–22%) i innych krajów zachodnich (zwłaszcza Wielka Brytania i Dania). Rosja jest największym dostawcą ropy naftowej do Niemiec na rocznym poziomie ok. 34–36%. Cały obszar Wspólnoty Niepodległych Państw (WNP) partycypuje w ok. 40% rocznego importu ropy naftowej do Niemiec³². Przynosi to im z jednej strony szereg korzyści ekonomicznych, stwarzając jednak z drugiej oznacza poważne trudności polityczne, o czym szerzej w dalszej części rozdziału. Syntetycznie główne trudności i wyzwania bezpieczeństwa energetycznego związane z dostawami ropy naftowej do Niemiec można sprowadzić do następujących kwestii:

Po pierwsze: wiele kluczowych działów gospodarki niemieckiej, zwłaszcza związanych z transportem, na czele z produkcją różnego rodzaju wysokiej jakości samochodów osobowych, dostawczych, ciężarowych i autobusów itp. jest ściśle uzależnionych od znacznego zużycia ropy naftowej. Poważna redukcja jej zużycia stanowi zatem poważne wyzwanie, gdyż może w perspektywie średnio- i długofalowej skomplikować ich rozwój gospodarczy.

Po drugie: Niemcy posiadają rozbudowaną infrastrukturę połączeń i sieć naftociągów o łącznej długości ok. 2400 km. Są one dodatkowo podłączone do sieci belgijskich, holenderskich i francuskich, a poprzez Austrię i Alpy także do włoskich. Warto podkreślić, iż z Rosji do Niemiec Wschodnich biegną dwie odnogi naftociągu „Przyjaźń” jeszcze z okresu ZSRR – 1) od Płocka do Schwedt/Spergau, oraz 2) z Pragi do Ingoldstadt. Łącznie naftociągi zabezpieczają przepływ 80% ropy naftowej i wyrobów pochodnych, a 20% ropy naftowej dostarczają tankowce do trzech portów: w Wilhelmshaven, Hamburgu i Rostocku, które są podłączone do sieci naftociągów. Naftociągi niemieckie stanowią w okresie pokoju element składowy zaopatrzenia wyłącznie w benzynę i inne paliwa systemu baz NATO w Europie środkowej (Central Europe Pipeline-CEPS) długości ok. 2800 km. Jego centrala znajduje się w Bonn – Bad Godesberg.

Po trzecie: W Niemczech istnieje tradycja znacznego wykorzystania ropy naftowej i produktów pochodnych do ogrzewania budynków i mieszkań oraz w innych formach działalności gospodarczej. Utrudnia to w poważnym stopniu możliwość szybkiego i zdecydowanego dokonania wymiany sprzętu i urządzeń.

³² Dostawy ropy naftowej podlegają określonym wahaniam w skali roku. Przykładowo ich procentowy udział w 2005 r. w poszczególnych kierunkach przedstawiał się następująco: Rosja – 34%, Afryka Półn. – 19%, Norwegia – 15%, Wielka Brytania – 13%, Bliski Wschód – 7%, Wenezuela – 1%, inne – 11%. Za: H. Kref, *op. cit.*, s. 36.

Po czwarte: Niemcy w odróżnieniu od największych krajów UE nie posiadają dużych koncernów naftowych, które byłyby partnerami względnie kooperantami wielkich korporacji międzynarodowych. Produkcją ropy zajmują się wprawdzie dodatkowo takie niemieckie koncerny energetyczne jak: RWE, Dea i Wintershall, ale ich wielkość jest nieznaczną, gdyż waha się między 0,07 a 0,18 mln baryłek dziennie. Nie liczą się one na międzynarodowych rynkach naftowych i nie są zdolne do samodzielnego działania na większą skalę.

Po piąte: Ze względu na szybki wzrost cen ropy naftowej na rynkach światowych w ostatnich latach i miesiącach, Niemcy są narażone na systematyczny wzrost kosztów jej importu, obejmuje to w dużym stopniu również import z regionów i krajów, o wysokim stopniu ryzyka (bezpiecznego zaopatrzenia).

Po szóste: Ze względu na perspektywę ujawnienia się narastających trudności Niemiec w dostępie do ropy naftowej w latach 2030–2040 zarówno w kręgach politycznych i naukowych, jak również w części kół gospodarczych, zwłaszcza preferujących rozbudowę energii odnawialnej, poszukuje się intensywnie substytutu ropy naftowej. Nie stała się nim pierwsza generacja tzw. biomasy, która miała być wykorzystana jedynie jako domieszka do paliw. Była ona jednak zbyt kosztowna, zawierała dużą i trudną do oddzielenia ilość CO₂ i wymagała uprawy roślin na wielką skalę, zwłaszcza rzepaku olejowego. Natomiast większą wagę przywiązuje się obecnie w Niemczech do drugiej generacji biomasy, czyli tzw. skroplonej biomasy (BTL – Biomass-to-Liquid-Technologie). Powstaje ona z fermentowania odpadów, roślin, drewna, drzew itp. pozwalając w końcowej fazie na wyprodukowanie jako produktów końcowych zarówno Diesla, jak też benzyny po niskich cenach (ok. 0,6–0,8 euro za litr). W Niemczech powstał już w 2007 r. duży zakład produkujący na skalę przemysłową BTL. Jego produkcja wzrosła w 2009 r. ze względu na utworzenie ogromnej plantacji z pomieszczeniami do przygotowania przeróbki BTL. Według niektórych szacunków niemieckich BTL może w perspektywie 5–10 lat pokryć ok. 15% zapotrzebowania na paliwa w Niemczech³³. 13 marca 2008 r. rząd federalny wydał specjalne rozporządzenie odnośnie wprowadzania produkowanego w Niemczech biogazu do sieci magazynów gazu ziemnego. Przewiduje ono ostrożnie, iż do 2030 r. biogaz aż w 10% zmniejszy dotychczasowe zużycie gazu ziemnego³⁴.

³³ Por, Deutsche Energie Agentur GmbH(dena), Biomass toLiquid-Btl. Realisierungsstudie, Berlin Dezember 2006.

³⁴ Zob. Bundeskabinett verabschiedet am 13.3.2008 Verordnung zur Foerderung der Biogasspe-

Po siódme: Z powodu powyższych przesłanek Niemcy są zainteresowane ciągłym prowadzeniem dialogu energetycznego między producentami i odbiorcami ropy naftowej, aby przyczyni się do ciągłości i rytmiczności jej dostaw³⁵.

Gaz ziemny

Gaz ziemny stanowi ważny element polityki energetycznej Niemiec, zajmując na początku XXI w. z 23% drugie miejsce po olejach mineralnych (36%) w zaspokojeniu ich ogólnych potrzeb energetycznych (zob. tabela 2.3.). Ponad 80% gazu ziemnego pochodzi z importu, a największymi tradycyjnymi eksporterami tego nośnika energii są kraje wyszczególnione w tabeli 2.5.

Tabela 2.5. Najważniejsi eksporterzy gazu ziemnego do Niemiec w 2004 r.

Państwo	w miliardach m ³	w %
Rosja	38	42
Norwegia	26	28
Holandia	23	25
Dania/ Wielka Brytania	4	4
Łącznie	91	100

Źródło: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, *op. cit.*, tabela 2.4.

Charakterystyczną cechą w imporcie gazu ziemnego do Niemiec stanowi koncentracja na regionalnych źródłach zaopatrzenia w Europie Zachodniej oraz azjatyckiej części Rosji. Import gazu z Afryki Północnej ma marginalne znaczenie i dokonuje się głównie za pośrednictwem dostawców zachodnioeuropejskich. Uwarunkowania powyższe oraz globalna rola gazu ziemnego jako surowca energetycznego rzutują w dużym stopniu na strategię bezpieczeństwa Niemiec w tym zakresie. Główne przesłanki i założenia długofalowej strategii bezpieczeństwa oraz zaopatrzenia Niemiec koncentrują się przede wszystkim na działaniu na rzecz **dywersyfikacji dostaw, bezpiecznym tranzycie, magazynowaniu oraz oszczędnym wykorzystaniu gazu ziemnego dzięki:**

- 1) dążeniu do utrzymania zróżnicowanych źródeł i regionów zaopatrzenia,

isung, <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Presse/pressemitteilungen.de>.

³⁵ Por. obszernie: E. Harks, *Der globale Ölmarkt. Herausforderungen und Handlungsoptionen für Deutschland*, SWP-Studien, Nr 11, Berlin 2007, s. 24–31.

2) rozbudowie i utrzymywaniu wysokiej sprawności dróg tranzytowych (gazociągów) do Niemiec w celu zachowania rytmiczności dostaw,

3) dbałości o modernizację i rozbudowę wewnętrznej infrastruktury (magazynowanie, przechowywanie i przeróbka),

4) poszukiwaniu nowych technologii oraz źródeł energii odnawialnej (biomasy),

5) utrzymywaniu dobrych stosunków politycznych zarówno z krajami dysponującymi zasobami, jak też leżącymi na szlakach tranzytowych gazociągów³⁶.

W ujęciu syntetycznym oceny efektów długofalowych działań niemieckich na rzecz bezpieczeństwa zaopatrzenia w gaz ziemny według stanu na koniec 2007 r. można przedstawić następująco:

- Ekspert niemiecki zgodnie zakłada, iż eksploatacja światowych zasobów gazu ziemnego może trwać ok. 65 lat. Szacunki powyższe nie są jednak precyzyjne i dopuszczają możliwość wydłużenia się okresu wydobycia gazu ziemnego. Jego rezerwy w skali świata obliczono w 2005 r. na ok. 172 800 000 bilionów m³, z czego największe złoża znajdują się procentowo w Rosji 26,4% (wraz z zasobami całej WNP udział tego regionu wzrasta do ok. blisko 33%). Dalsze 30% zasobów gazu przypada na Iran (15,4%) oraz Katar (14,4%), a reszta rozkłada się głównie na kraje Bliskiego i środkowego Wschodu oraz Afryki Północnej. Stanowią one ze względów politycznych i strategicznych znaczny stopień ryzyka. Przy uwzględnieniu zarówno czynników politycznych, jak też gospodarczych, Niemcy traktują Rosję jako obszar stosunkowo najbardziej stabilny z punktu widzenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w gaz ziemny na przyszłość.
- W latach 2004–2005 jego rezerwy w Niemczech były szacowane na 279 mln m³. Natomiast roczna produkcja krajowa wyniosła 19 900, import 90 110, a reeksport 8 100 mln m³³⁷.
- Ogólny stan zużycia rocznego gazu wynosił w 2006 r. dla Niemiec 88 mld m³, co daje im z 18% drugie miejsce w Europie po Wielkiej Brytanii (20%) pod względem wielkości zużycia gazu. Niemcy będą w nadchodzących latach, ze względu na wzrost zapotrzebowania na nośniki energii, w dalszym ciągu uzależnieni od znacznego importu gazu ziemnego. Wzrost jego zużycia zwiększy się z 95 mld w 2010 r. do ok. 100 mld m³

³⁶ Zob. wszystkie dane na podstawie: Monitoring- Bericht des BMWi nach # 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas, www.bmwi.de/Redaktion/PDF/M-O/monitoring-Versorgungssicherheit-erdgas.property=pdf (dalej cytowane jako – Monitoring-Bericht BMWi 2007).

³⁷ Zob. dane za: www.welt-auf-einen-blick.de/ergas-reserven-produktion-versorgung-import-eksport.php.

w 2020 r. Natomiast jego wydobycie oraz produkcja z tzw. biomasy na terenie Niemiec będą się kształtowały na poziomie ok. 16 mld m³, co pokryje zapotrzebowanie krajowe na gaz ziemny do 2020 r. tylko na poziomie ok. 14–15%. Po USA Niemcy zachowają zatem długofalowo drugie miejsce w globalnym imporcie tego surowca energetycznego.

- Import gazu ziemnego do Niemiec następuje w oparciu o 20-letnie umowy handlowe. (Wielkość zakontraktowanego importu gazowego Niemiec przedstawia tabela 2.5.). Poza głównymi dostawcami gazu do Niemiec – Rosją i Norwegią, eksportują go dodatkowo: Holandia (20%), oraz w mniejszych ilościach – Wielka Brytania i Dania. Według wszelkich prognoz znaczenie importu z Rosji dla Niemiec będzie w nadchodzących latach systematycznie wzrastać. Dotyczy to w pewnym stopniu także importu gazu z Norwegii, mającej duże zasoby gazu na Północy, ale ze względów klimatycznych i wysokich kosztów eksploatacji może on jednak po 2010 r. ulec znacznemu zmniejszeniu. Wielkości zakontraktowanego układu gazu ziemnego Niemiec do 2020 r. przedstawia szczegółowo tabela 2.6. Wynika z niej jednoznacznie, iż na pierwszym miejscu wśród importerów znajduje się nadal Rosja, a zdecydowanie mniejszy się dostawa gazu norweskiego. Sytuacja powyższa rzutowa będzie nie tylko na ekonomiczny, lecz także strategiczny wymiar polityki bezpieczeństwa energetycznego Niemiec.

Tabela 2.6. Wielkości zakontraktowanego układu importu gazu ziemnego do Niemiec w mld m³ w latach 2005–2020

Dane/ Rok	2005	2010	2020
Wielkości importowe	99,7	108,0	99,9
z czego z :			
- Rosji	39,8	47,4	55,1
- Norwegii	34,0	35,0	29,0
- innych krajów	25,9	25,6	14,8

Źródło: Monitoring–Bericht BMWi 2007, *op. cit.*, s. 20.

- Ważnym elementem bezpieczeństwa energetycznego Niemiec jest także infrastruktura dostaw gazu ziemnego. Niemcy dysponują rozbudowaną infrastrukturą gazociągów o łącznej długości blisko 400 000 km, które są połączone z gazociągami poza ich granicami. Przedstawia to schemat nr 1 w aneksie. Na łączną długość 400 000 km składa się 55 000 km gazociągów poza granicami Niemiec oraz na ich terytorium ok. 320 000 km. Nie przewiduje się natomiast w najbliższych latach wybudowania gazociągów, pozwalających na bezpośrednie dostawy gazu ziemnego z Afryki Północ-

nej do Niemiec. Rozbudowana sie gazociągów służy do zawierania umów na dostawy gazu ziemnego. Większość umów na dostawy gazu ziemnego do Niemiec jest zawierania na 20 lat, z reguły mają termin ważności do 2020 r. Natomiast od początku XXI w. niektóre umowy na dostawy gazu ziemnego opiewają do 2030 r. (rosyjski koncern Gazprom przedłużył ich ważność nawet do 2035). W powyższych umowach koncerny niemieckie zabiegają o to, aby sprecyzować dokładnie wszelkie kwestie handlowe i strategiczne związane ze zmianą cen w kontekście popytu i podaży, reagowaniem na przerwy w dostawach oraz dokonywanie co trzy lata oceny całokształtu realizacji umów gazowych.

- Pewnym uzupełnieniem importu gazu do Niemiec mogą być w przyszłości dostawy gazu płynnego (LNG). Odpowiedni port z terminalem w Wilhelmshaven pozwalający na przyjmowanie tankowców z gazem skroplonym planuje się oddać do użytku w 2010 r. Będzie on miał pojemność umożliwiającą przyjmowanie rocznie ok. 10 mld m³ LNG. Jego głównym inwestorem jest Niemieckie Towarzystwo Skroplonego Gazu (Deutsche Terminal Gesellschaft -DFTG) przy współudziale największych koncernów energetycznych – E.ON, Ruhrgas, VNG i BEB. O ostatecznym powodzeniu powyższego przedsięwzięcia przesądzi jednak dopiero zdolność koncernów E.ON i Ruhrgas do podpisania długoterminowych oraz pewnych umów na dostawy LNG do terminalu w Wilhelmshaven, co w świetle dużej konkurencji ze strony Japonii, Chin i innych krajów azjatyckich na międzynarodowych rynkach gazu-LNG nie jest ani łatwe, ani do końca pewne. Dlatego też koncern RWE jest dodatkowo zaangażowany finansowo w modernizację terminalu LNG w Rotterdamie, a RWE Transgas, E.ON i Ruhrgas podjęły kooperację z koncernami z Belgii, Francji, Hiszpanii, Włoch i Wielkiej Brytanii w budowie i modernizacji 11 terminali, które pozwoliłyby w najbardziej optymistycznym wariantcie na pozyskanie przez Niemcy dodatkowo udziału w podziale ok. 58,2 mld m³ LNG. Według niektórych autorów polskich wzmożone działania koncernów niemieckich w latach 2006–2007 w kierunku zawierania kontraktów odnośnie zabezpieczenia w dostawy gazu skroplonego wynikają przede wszystkim z przesłanek strategicznych. Chodzi bowiem o dywersyfikację dostaw gazu ziemnego, zwłaszcza o długofalowe zmniejszenie uzależnienia od się od importu gazu rosyjskiego³⁸. Szczegółowo aktywność powyższą ilustruje zestawienie 2.2.

³⁸ Zob. szerzej: Ł. Antas, *Rosnąca aktywność Niemców na rynku skroplonego gazu*, [w:] BESTOSW nr 34-<http://www.osw.waw.pl.pub.BiuletynOSW/2007/12/o71219.best01.htm>.

Zestawienie 2.2. Aktywność niemieckich koncernów w sektorze LNG w latach 2006 i 2007

Firma	2006	2007
E.ON	<p>W listopadzie 2006 roku podpisała list intencyjny z algierskim koncernem Sonatrach w kwestii zakupu LNG.</p>	<p>Jesienią 2007 roku miała ruszyć budowa terminalu LNG w Wilhelmshaven (Niemcy, planowana przepustowość 10 mld m³, planowany termin ukończenia – 2010/2011); opóźnienie nie zostało skomentowane przez E.ON. Przejęcie 24,5% akcji w konsorcjum planującym budowę terminala w Le Havre (Francja, planowana przepustowość 9 mld m³, planowany termin ukończenia – 2011), co gwarantuje możliwość odbioru 3 mld m³ gazu z terminalu. Kupno 31,15% akcji konsorcjum budującego terminal Krk (Chorwacja, planowana przepustowość 10 mld m³, planowany termin ukończenia – 2012); E.ON stał się jego największym udziałowcem. Podpisanie kontraktu z brytyjską firmą National Grid (ważny do 2029) na wykorzystanie terminalu Isle of Grain dla zaopatrzenia brytyjskich elektrowni E.ON-u (odbior rocznie 1,7 mld m³ gazu).</p>
RWE	<p>Przejęcie 10% udziałów w konsorcjum budującym Gate Terminal (Holandia, planowana przepustowość 8–12 mld m³, planowany termin ukończenia – 2012), co zapewni prawo do odbioru 3 mld m³ gazu. Podpisanie umowy z firmą Exceletrate (właścicielem terminalu LNG w Teesside – Wielka Brytania) na dystrybucję LNG poprzez brytyjską spółkę RWE. Wejście w skład konsorcjum planującego budowę terminalu Krk (Chorwacja).</p>	<p>Rozpoczęto negocjacje w kwestii przejścia 50% akcji Exceletrate – producenta „pływających” terminali LNG (w ramach tej technologii LNG jest regazyfikowane na pokładzie statku, dzięki czemu sam terminal jest szybszy i tańszy w budowie niż konwencjonalna instalacja). Ogłoszenie planu budowy do 2010 roku „pływającego” terminalu LNG (według technologii Exceletrate) w Wilhelmshaven – przepustowość prawdopodobnie 5–7 mld m³. Zwiększenie o 1% udziałów w terminalu w Krk (do poziomu 16,69%).</p>
VNG	<p>W grudniu 2005 roku koncern podpisał list intencyjny z konsorcjum Gate Terminal na odbiór gazu, jednak na razie nie podpisano finalnej umowy.</p>	
EnBW		<p>Przejęcie 15% akcji w terminalu Liongas (Holandia, planowana przepustowość 9 mld m³, planowany termin ukończenia – 2012), co ma zagwarantować możliwość odbioru 3 mld m³ gazu.</p>

Źródło: Ł. Antas, *op. cit.*, s. 1–2.

- W Niemczech rozbudowana jest również sieć nowoczesnych zbiorników do magazynowania gazu, w tym 43 podziemnych o pojemności ok. 20 mld m³. Można w nich magazynować rezerwy gazu na 80 dni. Po względem pojemności magazynowania stawia to Niemcy na czwartym miejscu w świecie po USA, Rosji i Ukrainie. Od początku lat 90. Niemcy zainwestowały w budowę i modernizację infrastruktury gazowej łącznie ok. 40 mld euro³⁹.

Reasumując, zapewne długofalowo zarówno **ropa naftowa**, jak też **gaz ziemny**, zachowają pierwszoplanową rolę jako strategiczne nośniki w zaspokojeniu potrzeb energetycznych Niemiec. Wynika to jednoznacznie z założeń przyjętych oficjalnie w wariantowych **scenariuszach przygotowanych przez ekspertów dla rządu federalnego** na „szczyście energetycznym” w 2007 r. w Urzędzie Kanclerskim (zob. wyżej 2.3.). Najważniejsze elementy prognozy odnośnie zaspokojenia potrzeb energetycznych Niemiec do 2020 r. przedstawiają się następująco:

- w poszczególnych scenariuszach zakłada się nieznaczne zmniejszanie wytwarzania się energii **pierwotnej** oraz **końcowej** Niemiec: 1) mniejsze w scenariuszu **UK** z 14,476 PJ w 2005 r. do 12,016 w 2020 r., oraz znacznie w pozostałych 2) **OE** z 14,476 do 8,242 PJ oraz 3) **EA** z 12,543 do 8,239 PJ,
- we wszystkich scenariuszach zarówno w odniesieniu do energii pierwotnej, jak też końcowej prognozuje się utrzymanie dotychczasowego zużycia **ropy naftowej** na poziomie ok. 35–36% do 2020 r.
- natomiast zakładane zużycie gazu ziemnego winno być w tym samym okresie zróżnicowane w zależności od scenariusza i wahać się od 22–26% zużycia⁴⁰.

Szczegółowe oraz usystematyzowane informacje odnośnie scenariuszy prognostycznego zużycia poszczególnych kategorii energii zawiera zestawienie 2.3.

³⁹ *Ibidem*, s. 19.

⁴⁰ Zob. szczegółowe wyliczenia Instytutu Ekonomicznego Uniwersytetu w Kolonii (prognozy/EWI-Energieszenarien...), *op.cit.*

Zestawienie 2.3. Scenariusze prognozy zużycia energii w Niemczech w latach 2005–2030

		SCENARIUSZE			
		UK	EA	EO	Stan na 2005 r.
1	Struktura nośników energii tworzących bilans energetyczny (%)				
1.1	Ropa	35,8	35,2	34,3	35,9
1.2	Gaz ziemny	26,8	25,3	24,2	22,7
1.3	Węgiel kamienny	9,8	9,2	7,1	12,8
1.4	Węgiel brunatny	8,9	8,6	6,9	11,1
1.5	Energia atomowa	4,2	4,1	14,3	12,3
1.6	Energie odnawialne	13,4	16,8	12,8	4,9
2	Łączny spadek zużycia energii w latach 2005–2020 w %	17	16,4	13,4	13,4
3	Udział importu surowców energetycznych w zużyciu energii (według klasyfikacji IEA)	65,1	62,4	57,9	57,9
4	Różnica w kosztach realizacji w odniesieniu do scenariusza UK (w mln euro)	0	4073	-1209	-1209
5	Spadek emisji gazów cieplarnianych do 2020 roku (%)	39,1	41,3	45,3	45,3

Źródło: Niemiecka polityka energetyczna z 16 lipca 2007 r., [w:] BestOSW – modyfikacja tabeli nr 2, dostępne: <http://www.osw.waw.pl/osw/2007/07/070711/best02.htm>.

Niemcy do 2020 r. łączą nadal swoją strategię utrzymania bezpieczeństwa zaopatrzenia energetycznego z wysokim udziałem procentowym ropy naftowej i gazu ziemnego w ogólnym bilansie energetycznym. Wymaga to zarówno szeregu posunięć oszczędnościowych, jak też działań politycznych w kierunku utrzymania dobrych stosunków politycznych z producentami i krajami leżącymi na szlakach tranzytowych importu tych surowców energetycznych, zwłaszcza zaś z Rosją.

2.5. Znaczenie partnerstwa energetycznego Niemiec z Rosją

Od początku XXI w. zacieśniała się współpraca między Niemcami a Rosją, doprowadzając do ukształtowania się tzw. partnerstwa strategicznego, którego ważnym elementem była współpraca gospodarcza, a w jej ramach działanie na rzecz ustanowienia „partnerstwa energetycznego” w szerszym

kontekście polityki Niemiec i USA wobec Rosji⁴¹, jak również interesów Rosji⁴² oraz całokształtu stosunków niemiecko-rosyjskich⁴³. W świetle zasygnalizowanych wyżej i narastających zagrożeń globalnych, Rosja stała się jako ważny eksporter gazu ziemnego pierwszoplanowym i strategicznym partnerem Niemiec. W imporcie surowców energetycznych Niemcy importowały w 2005 r. z Rosji i 39,8 m³ gazu ziemnego. W sumie jednak dostawy gazu ziemnego z całego obszaru byłego ZSRR do Niemiec i Europy Zachodniej stanowiły w 2005 r. 51%. Zakłada się, iż w ciągu 10–15 lat zapotrzebowanie Niemiec na surowce energetyczne wzrośnie kilkakrotnie. Stawia to z jednej strony problem dalszego poszerzenia dostaw rosyjskich do Niemiec, a z drugiej kwestię bezpieczeństwa energetycznego, którego Niemcy poszukują na równi z 26 krajami UE.

W tym kontekście należy także rozpatrywać rozpoczęcie w 2005 r. budowy kontrowersyjnego ze względów finansowych i politycznych gazociągu z okolic Petersburga dnem Bałtyku do Greifswaldu w Niemczech. Pierwszą nitkę powyższego gazociągu o przepustowości 27,5 mld m³ oraz zakładanym koszcie 5–8 mld euro przewiduje się zakończyć do 2012 r. Natomiast jego docelową przepustowość ocenia się na ok. 55 mld m³ gazu. Gazociąg buduje spółka Nord Stream, w której Gazprom ma udział 51%. Ze strony niemieckiej uczestniczą w niej koncerny E.ON, Ruhrgas BASEF i Winterhall. Odbiorcami gazu będą nie tylko Niemcy, lecz także rynki krajów Beneluxu i Wielkiej Brytanii⁴⁴. Inwestycja powyższa wywołała szereg kontrowersji wewnętrznych w Niemczech, ale przede wszystkim w Polsce, krajach bałtyckich i skandynawskich, zwłaszcza zaś w Szwecji⁴⁵. Doczekała się ona dodatkowo krytycznej oceny w rezolucji Parlamentu Europejskiego, a Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju (EBOR) odmówił udzielenia konsorcjum budowy Gazociągu Północnego kredytu finansowego⁴⁶.

⁴¹ Por. szerzej na powyższy temat: N. Krieger, *Die westliche Russlandpolitik unter dem Aspekt der Energieversorgungssicherheit*, [w:] Kölner Arbeitspapiere zur internationalen Politik, Nr 46, Köln 2005.

⁴² Por. R. Goetz, *Russlands Energiestrategie und die Energieversorgung Europas*, [w:] SWP Studie N6, Berlin 2004 oraz *idem*, *Russische Energiepolitik. Diskussionspapier SWP FG 5 2006/01*, Berlin 2006.

⁴³ Por. S.C. Singhofen, *Deutschland und Russland zwischen strategischer Partnerschaft und neuer Konkurrenz. Ein Vorschlag für die Praxis*. Arbeitspapier hrsg. von der Konrad Adenauer Stiftung Nr 169, Sankt Augustin 2007 oraz z opracowań polskich – B. Molo, *Znaczenie Rosji dla bezpieczeństwa energetycznego Niemiec*, [w:] *Nowa rola międzynarodowa Niemiec* pod red. E. Cziomera, Krakowskie Studia Międzynarodowe 2006, nr 4, s. 237–254, jak również w szerszym kontekście – E. Cziomer, *Rosja jako partner strategiczny Niemiec*, *op. cit.*

⁴⁴ Zob. R. Goetz, *Die Ostseepipeline. Instrument der Versorgungssicherheit oder politisches Druckmittel?*, SWP-Aktuell Nr 41, Berlin 2005; A. Łaskot-Starocha, *Rosyjski gaz dla Europy*, Raport Ośrodka Studiów Wschodnich, Warszawa 2006, s. 7 i nast.

⁴⁵ A. Kublik, *Szwecja opó nia Gazoci g Nord Stream przez Bałtyk*, „Gazeta Wyborcza” z 31 października – 1 listopada 2007.

⁴⁶ *Moskau fürchtet um Ostseepipeline*, „Finanzial Times Deutschland” z 17 października 2007 r.

Aktualnie dyskusja między Niemcami a Rosją z jednej, a Rosją i UE, z drugiej strony, toczy się nie tylko wokół problemu dywersyfikacji dostaw i bezpieczeństwa energetycznego, lecz także dostępu niemieckich koncernów do zasobów surowców energetycznych w Rosji, a największego dostawcy rosyjskiego gazu ziemnego-koncernu Gazprom do bezpośredniego udziału w sprzedaży gazu dla odbiorców niemieckich. Jest to zagadnienie bardzo złożone i kontrowersyjne i wymaga będzie sporo czasu i kompromisu z obu stron. Każda ze stron domaga się od drugiej przestrzegania zasady wzajemności; praktyce osiągnięcie kompromisu jest trudne ze względów polityczno-psychologicznych⁴⁷. W końcowej fazie sprawowania władzy przez ekipę Schroedera/ Fischera wyrazem tego był między innymi znaczny wzrost udziału w imporcie niemieckim z Rosji surowców energetycznych, zwłaszcza gazu ziemnego i ropy naftowej, których łączny wolumen wyniósł aż 73%⁴⁸. Zarówno Gazprom, jak też koncerny niemieckie dążyły jednak do dalszego podniesienia wysokości dostaw gazu ziemnego, uzyskując w lipcu 2005 r. poparcie polityczne kanclerza Schroedera i prezydenta Putina dla budowy gazociągu z okolic Petersburga dnem Bałtyku do Greifswaldu w latach 2005/6 do 2011/12. Schroeder po ustąpieniu jesienią 2005 r. z urzędu kanclerza na prośbę i wniosek prezydenta Putina został przewodniczącym Rady Nadzorczej wspomnianej już wyżej spółki Nord Stream, budującej powyższy gazociąg⁴⁹. W swoich opublikowanych pod koniec 2006 r. wspomnieniach uzasadnia powyższy projekt następująco:

„Moje poparcie dla gazociągu bałtyckiego wynikało wyłącznie z interesów naszego kraju i Europy. Dlatego popierałem go już wtedy, kiedy jeszcze byłem kanclerzem. Głód energetyczny w Europie nie może zostać zaspokojony bez wykorzystania bogactw naturalnych Rosji... Dążenia Moskwy w kierunku uzyskania jasnej perspektywy europejskiej stanowi także korzyść dla Europy, a my winniśmy temu wyjść naprzeciw, aby przekształcić to więzy ekonomiczne i kulturalne. Gdy zaś dalekowzroczny prezydent rosyjski czyni wszystko w tym kierunku, aby te więzy przekształcić we wzajemne trwałe interesy, winniśmy przyjąć tę ofertę”⁵⁰.

Schroeder prowadził po 2005 r. zarówno w siedzibie konsorcjum Gazociągu Północnego na terenie Szwajcarii (miasto Zug), jak również w Niemczech i innych krajach Europy Zachodniej intensywną kampanię

⁴⁷ Zob. szerzej: R. Goetz, *Deutschland und Russland-„strategische Partnerschaft“?*, www.dgap-org.de/next.weltpolitik.de(2006).

⁴⁸ Por. *Der Handel mit Russland legt zu*, [w:] Picture gif 27.04.2006.

⁴⁹ Por. R.Goetz, *Russlands Wirtschaft sentwicklung*, „Internationale Politik” 2006, nr 7, s. 24–31.

⁵⁰ Zob. G. Schroeder, *Entscheidungen, op. cit.*, s. 463.

promocyjną. W Niemczech pozyskał dla niej wielu znanych polityków (np. Volkera Ruehe z CDU) oraz ekspertów. Jak już wyżej wspomniano w realizacji powyższego projektu zaangażowały się – poza rosyjskim potentatem gazowym Gazpromem(51%), również dwa duże niemieckie koncerny energetyczne E.ON Ruhrgas i BASEF Wintershall przy udziale po 24,5% w akcjach powyższej spółki.

Mimo krytyki pod adresem Gazociągu Północnego w Szwecji (zob. szerzej analizę R. M. Czarnego w rozdziale III), jak również w Polsce, Finlandii i krajach bałtyckich, działalność promocyjną na rzecz kontynuacji jego budowy w latach 2005–2007 prowadziły poza otoczeniem bezpośrednim otoczeniem Schroedera również koncerny niemieckie i zachodnie. Poparcia polityczne udzielały mu niezmiennie rząd Niemiec, jak też rządy francuski, holenderski i brytyjski. Ze względu na zwiększające się koszty jego budowy (obliczane na początku 2008 r. na ok. 7,4 mld euro – prawie dwa razy wyżej niż w 2005 r.). Zarząd Gazociągu Północnego zamierzał ubiegać się o kredyt w EBOR, ale musiał z tego się wycofać ze względu na opór wymienionych wyżej krajów, zwłaszcza Polski. Niemcom udało się jednak wprowadzić go do tzw. priorytetowych sieci energetycznych UE⁵¹, co nie wyklucza dalszych starań o kredyty w EBI (Europejskim Banku Inwestycyjnym) UE. Będzie to możliwe po wejściu w życie Traktatu Reformującego UE, który wprowadzi w tych sprawach głosowanie większościowe w Radzie UE w miejsce dotychczasowego wymogu głosowania jednomyślnego. Niemcy będą do tego czasu dysponowały poparciem większości głosów⁵².

Wiele wskazuje na to, iż projekt powyższy, mimo wielu zastrzeżeń i oporów, w tym również w Polsce, doczeka się realizacji. Już jesienią 2007 r. udało się pozyskać do jego budowy koncern holenderski Gasumi przy pełnym poparciu rządu Holandii. Gasumi uzyskał akcje w wysokości 4,5%, które odstąpiły mu wymienione wyżej dwa koncerny niemieckie. W wyniku powstałej z inicjatywy Gazpromu transakcji Gasumi odstąpiło z kolei temu rosyjskiemu potentatowi gazowemu 9% udziału w liczącym 235 km gazociągu, za pomocą którego gaz bałtycki popłynie do Wielkiej Brytanii. Do konsorcjum Nord Stream przystąpiły równocześnie koncerny – francuski Gaz de France oraz brytyjskie Centrica i BP, poszerzając dla niego poparcie polityczne niektórych rządów czołowych państw UE⁵³.

⁵¹ Zob. O. Geden, *Die Implementierung der Energieaktionsplans*, SWP-Aktuell Nr 25, Berlin 2008, s. 5.

⁵² Zob. A. Kublik, *Zapłacimy za niemiecko-rosyjską rurę, choć ominiemy nas Bałtykiem?* „Gazeta Wyborcza” z 4 kwietnia 2008.

⁵³ Por. *Gazprom spaltet EU in Ost und West*, „Finanzial Times Deutschland” z 7 listopada 2007 oraz A. Kublik, *Gazprom werbuje sojuszników ws. bałtyckiej rury*, „Gazeta Wyborcza” z 7 listopada 2007.

Powstanie koalicji CDU/CSU/SPD w wyniku przedterminowych wyborów do Bundestagu z 18 września 2005 r. nie doprowadziło do istotniejszych zmian w polityce „partnerstwa strategicznego” Niemiec wobec Rosji. Wprawdzie relacje między nową kanclerz Angelą Merkel z prezydentem Władimierem Putinem nie były tak bliskie i bezpośrednie, jak w okresie kanclerstwa Schroedera, ale zarówno podczas wizyty inauguracyjnej na początku stycznia 2006 w Moskwie, jak również podczas konsultacji niemiecko-rosyjskich w połowie kwietnia 2006 r. w Tomku, wizyty Putina w Dreźnie na początku października 2006 oraz w Wiesbaden w październiku 2007 r., mimo określonej krytyki tendencji autorytarnych Rosji w polityce wewnętrznej, nie podważono istoty „partnerstwa strategicznego” między Rosją a Niemcami⁵⁴. Niemcy nie tylko kontynuowały współpracę bilateralną z Rosją, ale dążyły do umocnienia jej powiązań z UE⁵⁵. W 2007 r., mimo krytyki autorytarne go stylu polityki prezydenta Putina w Rosji, kanclerz Merkel opowiadała się za kontynuacją „partnerstwa strategicznego”, akcentując szczególnie konieczność przestrzegania przez Gazprom bezpiecznych dostaw gazu ziemnego do Niemiec⁵⁶.

Krytyka strategii dostaw rosyjskiego gazu ziemnego dla Niemiec wynikała początkowo głównie z ich przerwania przez Gazprom dla Ukrainy na początku 2006 r., jak również Białorusi na początku 2007 r., aby wymusić w ten sposób na nich znaczną podwyżkę cen gazu ziemnego. Przerwy powyższe wpłynęły pośrednio także na przejściowe ograniczenie dostaw gazu rosyjskiego gazociągiem jamalskim przez Polskę do Niemiec, wzbudzając tam sporo dyskusji w kołach politycznych i wśród ekspertów na temat wiarygodności Rosji jako eksportera tego surowca energetycznego.

Poza krytyką nieprzewidywalności zachowań decydentów rosyjskich oraz wykorzystywania przez nich gazu ziemnego jako instrumentu politycznego nacisku wobec państw europejskich, w tym również w RFN, eksperci niemieccy zwracali w ostatnim czasie uwagę na trudności ekonomiczno-technologiczne w samej Rosji. Według eksperta ds. spraw gospodarki Claudii Kemfert z Niemieckiego Instytutu Gospodarki (DIW) w Berlinie systematyczny wzrost rosyjskich dostaw ropy naftowej i gazu ziemnego do Europy Zachodniej przy równoczesnym braku większych in-

⁵⁴ Zob. *Konsultationen in Tomsk*, Russland-analysen, Nr 97/06, Bremen 2006 oraz B. Wieleński, *Putin i Merkel chwal Gazoci g Północny*, „Gazeta Wyborcza” z 15 października 2007.

⁵⁵ Zob. dokument: „Strategische Elemente einer zukunf sfähigen Energiepolitik. Versorgungssicherheit-Wettbewerb-Forschung. Positionspapier der CDU/CSU-Fraktion im Bundestag“, Beschluss der CDU/CSU – Bundestagsfraktion am 4 April 2006.

⁵⁶ Por. A. Merkel, *Wir brauchen verlässliche Energielieferungen aus Russland – wywiad*, „Financial Times Deutschland” z 4 stycznia 2007.

westyacji technologicznych doprowadzi do poważnych kłopotów z importem rosyjskiej ropy naftowej i gazu ziemnego w ciągu 20–30 lat. Prognoza powyższa dowodzi, iż Rosja, tak samo jak inne gazonośne kraje WNP, ze względu na brak modernizacji swojego potencjału wytwórczego, zużywają ponad 8 razy więcej energii, w tym gazu ziemnego, niż w Europie Zachodniej i RFN⁵⁷.

2.6. Stanowisko Niemiec w procesie kształtowania bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej i jego implikacje dla Polski

Ze względu na swój potencjał gospodarczy oraz wzrastające zapotrzebowania na energię Niemcy odgrywają kluczową rolę w kształtowaniu polityki i bezpieczeństwa energetycznego UE. Znalazło to dobitny wyraz w programie i działalności prezydencji Niemiec w Radzie Europejskiej w pierwszym półroczu 2007 r.⁵⁸ Na posiedzeniu Rady Europejskiej 8–9 marca 2007 r. Niemcy przeforsowały częściowo niektóre elementy swojej koncepcji polityki energetycznej UE, której cel winien się koncentrować na trzech zasadach:

- 1) bezpieczeństwa zaopatrzenia energetycznego,
- 2) zdolności do zachowania konkurencyjności na rynku energetycznym,
- 3) przestrzegania wymogów ochrony środowiska naturalnego.

Kraje członkowskie UE zachowały nadal swoją suwerenność w zakresie polityki energetycznej, zobowiązując się generalnie do podniesienia wydajności energetycznej o 20% przy równoczesnym dążeniu do dalszej redukcji gazów cieplarnianych do 2020 r. od 20% do 40% oraz zwiększenia odnawialnych źródeł energii w ogólnym bilansie energetycznym o 20%⁵⁹.

Pierwsze oceny możliwości realizacji założonych celów są raczej bardzo wstrzemięźliwe. Wprawdzie naukowcy niemieccy widzą potrzebę większej i lepszej koordynacji polityki energetycznej UE wobec Rosji, ale równocześnie bardzo sceptycznie oceniają możliwość wzmocnienia kon-

⁵⁷ Zob. *Europa droht Versorgungs-luecke*, „Finacial Times Deutschland” z 5 grudnia 2007.

⁵⁸ Por. K. Notz, *EU-Energiepolitik als Herausforderung fuer die deutsche Ratspraesidentschaft*, Centrum für Angewandte Politikforschung, Nr 3 München 2007-3 pdf oraz O. Geden, *Energiesolidarität im EU- Reformvertrag. Ein zentraler Baustein der europäischen Energiepolitik*, SWP-Aktuell nr 34, Berlin 2007.

⁵⁹ Por. *Schwerpunkte der deutschen EU-Ratspraesidentschaft im Bereich Energie*, www.bmwi.de/BMWI/Navigation/eu-ratspraesidentschaft,did=...

kurencyjności na rynkach energetycznych UE. W czołowych państwach unijnych Francji, Wielkiej Brytanii, Włoszech i Hiszpanii oraz Holandii dochodzi raczej do renacjonalizacji oraz protekcji rządów w stosunku do głównych koncernów energetycznych. Nie będzie to bez znaczenia dla dalszej postawy Niemiec, które z jednej strony zainteresowane są możliwością importu gazu ziemnego i ropy naftowej bezpośrednio z Azji rodowej, ale z drugiej – sprzyjają rozbudowie infrastruktury połączeń tranzytowych z Rosji do Niemiec i innych krajów Europy Zachodniej⁶⁰. Niemcy opowiadały się zdecydowanie za wprowadzeniem od 1 lipca 2007 r. częściowej liberalizacji rynku energetycznego w krajach UE. Obejmuje ona jednak wyłącznie swobodny dostęp konsumentów do rynku gazowego i elektrycznego, co może średniofalewo ułatwić zespolenie się europejskich rynków energetycznych w tym zakresie⁶¹. W celu podniesienia bezpieczeństwa zaopatrzenia energetycznego w UE rząd RFN postuluje podjęcie takich działań jak:

- poważne zwiększenie nakładów inwestycyjnych na infrastrukturę energetyczną w skali europejskiej i globalnej. Mogą one do 2030 r. osiągnąć wartość do 4,3 bilionów \$,
- budowa i modernizacja winna się koncentrować głównie na rozbudowie infrastruktury przygotowanej do importu gazu płynnego (LNG), której koszty w skali całego świata mogą wynieść do 2030 r. 3,9 bilionów \$,
- dążenie do utrzymywania dobrych kontaktów politycznych przez kraje UE zarówno z producentami, jak też krajami kontrolującymi szlaki przesyłowe gazu i ropy naftowej⁶².

Na marginesie należy podkreślić, iż Niemcy sceptycznie odniosły się do propozycji rządu RP odnośnie ustanowienia w ramach UE na bazie solidarności między państwami członkowskimi „energetycznego NATO” z początku 2006 r. Główne argumenty niemieckie przeciwko przyjęciu propozycji polskiej można syntetycznie ująć następująco:

- istnieje konieczność wyjścia poza ramy NATO i struktur transatlantyckich przy rozwiązywaniu złożonych kwestii bezpieczeństwa energetycznego w Europie,

⁶⁰ Por. F. Umbach, A. Skiba, *Licht und Schatten auf dem EU-Freujahrgipfel 2007. Gemeinsame Energie- und Energiepolitik oder nationale Sonderbeziehungen mit Russland*, DGAP-Standpunkt. Nr April, Berlin 2007, s. 1–4.

⁶¹ Por. obszernie: M.Ch. Proefrock, *Energieversorgungssicherheit im Recht der Europäischer Union/ Europäische Gemeinschaften*, Dissertation, Tübingen 2007.

⁶² Por. *Außenwirtschaftliche Aspekte der Energiepolitik*. Hrsg. Bundesministerium für Wirtschaft, [w:] Monatsbericht, Berlin 2007, s. 24–31.

- dążenie do osiągnięcia bezpieczeństwa energetycznego wymaga wynegocjowania „Karty Energetycznej” UE-Rosja przy utrzymaniu dialogu energetycznego z Moskwą, mimo założenia przez Polskę weta przeciwko negocjowaniu nowego traktatu o współpracy UE–Rosja pod koniec 2006 r. (Polska zapowiedziała odejście od weta dopiero w marcu 2008 r. po częściowym zniesieniu przez Rosję embarga na produkty polskie),
- przy kształtowaniu „solidarności energetycznej”, w ramach UE istnieje konieczność wypracowania stosownych mechanizmów, które mogą także uwzględnić działanie w sytuacjach kryzysowych, w tym np. udzielenia pomocy na wypadek wystąpienia niedoborów zaopatrzenia energetycznego w UE, w tym także w odniesieniu do Polski,
- wymaga to współdziałania państw, ale koncernów energetycznych oraz krajów produkujących i posiadających na korytarze transportowe surowców energetycznych⁶³.

Dodatkowo warto podkreślić, iż, nie odrzucając dywersyfikacji dostaw gazu do krajów UE, specjaliści niemieccy od dłuższego czasu krytycznie oceniali także hipotetyczne koncepcje dodatkowego transportu ropy naftowej z Kazachstanu i Azerbejdżanu do Odessy ze względu na brak gwarancji zdobycia wystarczającej ilości zasobów importowanej ropy naftowej. Natomiast pospieszną decyzję Ukrainy o budowie naftociągu Odessa–Brody określano niekiedy jako „strategiczną pustkę”, rozumiejąc również stanowisko Polski w ociążaniu się z budową ropociągu Brody–Płock od początku XXI w.⁶⁴ Generalnie gazociąg powyższy byłby pożądanym i celowym nie tylko dla Polski, ale całej UE, lecz pod warunkiem, iż możnaby w sposób wiarygodny zagwarantować systematyczne i ciągłe dostawy z rejonu Morza Kaspijskiego lub nawet Azerbejdżanu. Takiej gwarancji jednak planowany gazociąg nie daje⁶⁵.

Większą wagę natomiast przywiązują eksperci niemieccy, podobnie jak rząd federalny⁶⁶, do budowy przez konsorcjum rosyjsko-włoskie sieci

⁶³ Por. O. Gorden/A. Goldhau/ T. Noetzel, „Energie-NATO“ und „Energie-KSZE“ – Instrumente der Versorgungssicherheit. Debatte um die Energieversorgung und kollektive Sicherheitssysteme, [w:] Diskussionspapier der FG 2007/04 Mai SWP, Berlin 2007 oraz oceny polskie [w:] *Polska wystąpi do Unii o energetyczne NATO*, „Gazeta Wyborcza” z 24 stycznia 2006.

⁶⁴ Por. M. Troschke, *Die Pipeline Odessa – Brody: Entscheidung in die strategische Lehre*, Kurzanalyse und Informationen, Osteuropa-Institut, Nr 12, München 2004.

⁶⁵ Szerzej na powyższy temat z punktu widzenia polskiego zob. analizę Fundacji Batorego oraz Ośrodka Studiów Wschodnich: G. Gromadzki i W. Konończuk, *Energetyczna gra. Ukraina, Mołdowa i Białoruś między Unią a Rosją*, Fundacja Batorego, Warszawa 2007.

⁶⁶ Zob. Kooperative Energiesicherheit im Rahmen einer europäeischen Energiepolitik. Rede des Bundesaußenminister Frank-Walter Steinmeier, www.auswaertiges-amt.de/diplo.de/Infoservice/Presse/Reden... oraz politycy bawarscy J. Goepfel, Ziehen wieder Gefahren aus dem Osten herauf? Eine Betrachtung zum Verhältnis zwischen Deutschland und Russland, www.goepfel.de/bundestag/index.php?artikelid=1695 Holger Schmidt, Erfolgreicher Partner, www.magazine-deutschland.de/print/DR-energie_2-06.php.

gazociągu zaopatrującego w rosyjski gaz ziemny Bułgarię, Węgry, Austrię i Grecję⁶⁷. Realizacja tych projektów może się bowiem przyczyni do zwiększenia bezpieczeństwa energetyczne krajów bałkańskich. Natomiast w razie potrzeby jego nadwyżki można poprzez Austrię dostarczyć do Niemiec, które umocniłyby w ten sposób pozycję pewnego rodzaju centralnej tablicy rozdzielczej (Drehscheibe) i dealera zaopatrzenia importowanego gazu ziemnego ze Wschodu w Europie Zachodniej⁶⁸. Przedstawia to wyraźnie schemat 2.1. w aneksie.

Wprawdzie oficjalnie rząd federalny na czele z kanclerz Angelą Merkel solidarnie występuje przeciwko polityce monopolistycznej Gazpromu w odniesieniu do UE, ale równocześnie – realistycznie zakłada, iż nie należy rezygnować z prób poszukiwania kompromisu energetycznego oraz trwałego zabezpieczenia dostaw surowców energetycznych, w tym także gazu ziemnego, poprzez podpisanie z nią długo negocjonowanej Karty Energetycznej UE–Rosja⁶⁹.

Niektórzy eksperci niemieccy widzą ogromny dylemat zarówno w odniesieniu do bezpiecznych dostaw gazu ziemnego z Rosji, jak i krajów postadzieckiej Azji – rodkowej, do Europy Zachodniej i Niemiec w dłuższej perspektywie czasowej. Wynika to zarówno z braku stabilności wewnętrznej tych krajów, jak też coraz większego zainteresowania Rosji i niektórych krajów Azji – rodkowej dostawami gazu ziemnego i ropy naftowej do Chin⁷⁰.

Natomiast całkowicie odmienną koncepcję podniesienia bezpieczeństwa zaopatrzenia Europy w gaz ziemny wysuwają niektórzy ekonomiści niemieccy, postulując głównie rozbudowę w UE długofalowo terminali przygotowanych do przyjmowania dostaw gazu płynnego. Może to być realna i konieczna alternatywa na wypadek ograniczenia lub nawet załamania się płynności dostaw rosyjskiego gazu ziemnego do Europy z Rosji i krajów WNP⁷¹.

Niemcy, wrażliwe na zainteresowanie „solidarnością energetyczną” UE, rozpatrują ją w szerszym kontekście europejskim, a nie tylko w łonie UE.

⁶⁷ Por. R. Goetz, *Europa und das Erdgas des Kaspischen Raums*, SWP-Diskussionspapier FG 5, Berlin 2007.

⁶⁸ oraz F.L. Altmann, *Südosteuropa und die Sicherung der Energieversorgung der EU*, SWP-Studie Nr 1, Berlin 2007. Por. A.U.Tabanyi, *Die Initiative „Schwarzmerenergie”*, SWP-Aktuell Nr 29, Berlin 2007.

⁶⁹ Por. A. Kublik, *Europa kontra Kreml, ale bez energii*, „Gazeta Wyborcza” z 25 października 2007.

⁷⁰ Por. F. Umbach, *Ziekonflikte der europäischen Energiesicherheit. Dilemma zwischen Russland und Zentralasien*, DGAP-Analysen, November, Berlin 2007.

⁷¹ Zob. Ch. von Hirschhausen, *Langfristige Erdgasversorgung Europas- LNG vs. russisches Pipelinasgas?* DIW, Berlin 2006.

W odróżnieniu od Polski, Niemcy nie tylko nie odżegnują się od ograniczenia dostaw rosyjskiego gazu ziemnego do UE, lecz przeciwnie – upatrują w zwiększeniu jego dostaw do Niemiec i innych krajów europejskich, podniesienia poziomu bezpieczeństwa energetycznego całej UE. Mimo wielorakich obaw i zastrzeżeń wobec strategii Gazpromu i władz rosyjskich, zarówno rząd federalny, jak też eksperci niemieccy, nie widzą żadnej realistycznej alternatywy do kooperacji UE z Rosją na polu kształtowania bezpieczeństwa i zaopatrzenia w energię gazową w Europie⁷².

Niemieckie koła gospodarcze i koncerny energetyczne, jak też zwiazani z nimi eksperci, widzą możliwość uwzględnienia i realizacji polskiego postulatu odnośnie zwiększenia dywersyfikacji dostaw rosyjskiego gazu do Polski poprzez podłączenie dodatkowego gazociągu z Polski do linii przesyłowych gazu blisko granicy polsko-niemieckiej koło Frankfurtu nad Odrą, gdzie na terenie Niemiec łączą się nitki gazociągów z Rosji oraz Norwegii. Stosowną propozycję przedłożył w Warszawie koncern WINGAS TRANSPORT w lipcu 2007 r.⁷³ Propozycja powyższa, jak też inne sugestie rozmów na powyższy temat ze strony rządu federalnego, zostały odrzucone przez rząd PIS ze względów polityczno-strategicznych.

Po utworzeniu w wyniku wyborów parlamentarnych 21 października 2007 r. nowego rządu PO/PSL doszło nowego otwarcia i rozpoczęcia dialogu polsko-niemieckiego. Wyrazem tego było nie tylko podkreślenie priorytetowego znaczenia stosunków z Niemcami dla Polski w ekspozycji premiera Donalda Tuska na forum Sejmu w połowie listopada 2007 r., ale dobra atmosfera podczas inauguracyjnej wizyty nowego ministra spraw zagranicznych RP.

Radosława Sikorskiego w Berlinie 6 grudnia 2007 r. nie przyniosła żadnych rozstrzygnięć. Wprawdzie media niemieckie przypomniały, iż już podczas konferencji w 2006 r. w Brukseli Sikorski jako minister obrony w rządzie PIS porównał porozumienie Niemiec z Rosją w sprawie Gazociągu Północnego z 2005 r. do „paktu Ribentrop–Mołotow” z 23 sierpnia 1939 r., podkreślając jednak pod koniec 2007 r. widoczne dążenie rządu PO/PSL do poprawy stosunków z Polską⁷⁴.

W oficjalnym komunikacie wydanym przez niemieckie MSZ po rozmowach Steinmeier–Sikorski odniesiono się między innymi do zaopatrzenia energetycznego. Stwierdzono w nim między innymi: „... W odniesieniu do planowanego niemiecko-rosyjskiego gazociągu dnem Bałtyku Sikorski pod-

⁷² Por. szerzej: K. O.Lang, *Polens Energiepolitik. Interessen und Konfliktpotentiale in der EU und im Verhältnis zu Deutschland*, SWP-Studie s.13, Berlin 2007 (pdf), s. 30–34.

⁷³ Por. WINGAS TRANSPORT koennte Anknuepfung schafen, www.wingas.de/gw-3-2007-eme.html

⁷⁴ Ende der *Eiszeit*, „Sueddeutsche Zeitung” z 6 grudnia 2006.

kreślił sceptyczne stanowisko – „polskie stanowisko nie uległo w tym zakresie żadnej zmianie”. Jednocześnie zapowiedział, iż na powyższy temat winien by prowadzony dialog... Steinmeier wykazał zrozumienie do tego, iż Polska potrzebuje jeszcze czasu na wyrobienie sobie poglądu na powyższy temat. Równocześnie zaproponował, iż w trakcie dialogu propozycje [niemieckie- podkr.E.C.] odnośnie polskiego zaopatrzenia energetycznego w sytuacjach kryzysowych winny zostać jeszcze raz wspólnie zbadane. Wiąże się z tym między innymi powrotne zasilanie z niemieckich szlaków tranzytowych sieci polskich oraz umożliwienie dostępu Polsce do niemieckich zbiorników surowców energetycznych⁷⁵. W prasie niemieckiej odnotowano także wypowiedź wicepremiera i ministra gospodarki Waldemara Pawlaka, który zaproponował ponowne rozważenie budowy odgałęzienia gazociągu rosyjskiego przez kraje bałtyckie do Polski (tzw. projekt Amber). Zaznaczono jednak, iż Polska nie posiada bezpośredniego dostępu do Gazociągu Północnego, gdyż nie przebiega on przez polską strefę ekonomiczną Bałtyku⁷⁶. Inauguracyjna wizyta premiera Tu-

⁷⁵ Zob. *Neues Kapitel in deutsch-polnischen Beziehungen aufschlagen*, www.auswaertiges-amt.de/diplo/de/Europa/DeutschlandInEur. Na pytania „Gazety Wyborczej” Steinmeier obszerniej odniósł się szerzej i bardziej precyzyjnie odnośnie stanowisko Niemiec wobec kwestii bezpieczeństwa energetycznego w stosunkach z Polską następująco:

Pytanie: Radek Sikorski porównał Gazociąg Północny do paktu Ribbentrop–Mołotow.

– Cieszę się, że minister Sikorski wyjaśnił w Berlinie dziennikarzom, że nie miał zamiaru porównywać gazociągu do paktu, tylko chciał zwrócić uwagę na to, że porozumienia rosyjsko-niemieckie nie powinny być zawierane ponad polskimi głowami. Zaproponowałem mu rozmowy na temat wszystkich polskich obaw. Gazociąg nie jest wymierzony przeciwko komukolwiek. Jest i pozostanie europejskim projektem infrastrukturalnym.

Ale od sprawy gazociągu tak łatwo się nie ucieknie. Donald Tusk twardo zapowiada, że będzie tu bronił polskiego interesu narodowego.

– Ja i Radek Sikorski jesteśmy zgodni, że będziemy otwarci i na spokojnie rozmawiać o wszystkich problemach związanych z budową gazociągu. Gazociąg budują prywatne przedsiębiorstwa, nie tylko niemieckie i rosyjskie. Udziały otrzymały holenderskie firmy, a wkrótce dołączą do tego firmy brytyjskie. Bardzo chętnie włączymy do projektu także Polskę. Zaproponowałem, by ministrowie gospodarki usiedli i przedyskutowali to, co Niemcy zaproponowały w zeszłym roku Polsce. Rozumiemy polskie obawy o bezpieczeństwo energetyczne. Dlatego od początku proponowaliśmy odgałęzienie gazociągu prowadzące do Polski. Nasze firmy energetyczne proponują też, by tak przebudować przepompownię na biegnących przez Polskę do Niemiec gazociągach lądowych, by w razie kryzysu można było pompować gaz z Niemiec do Polski. Chcemy też, by Polska była podłączona do niemieckich magazynów gazu. Te sprawy powinny zostać przeanalizowane na świeżo, bez uprzedzeń.

Nie tylko Polska sprzeciwia się budowie gazociągu. Państwa bałtyckie obawiają się, że inwestycja skończy się skażeniem środowiska.

– Podczas budowy gazociągu muszą być przestrzegane wszystkie europejskie standardy, przepisy i procedury, ze szczególnym uwzględnieniem ekologii. Wszelkie wątpliwości trzeba wyjaśnić. Powiem jeszcze raz: gazociąg nie jest projektem rządowym, tylko finansowanym przez europejskie firmy. Z tego wynika obowiązek przestrzegania unijnego prawa, ale też to, że prowadzona zgodnie z przepisami inwestycja nie może być bezpodstawnie blokowana.

Zródło: *Polsko-niemieckie lody przełamane*, „Gazeta Wyborcza” z 10 grudnia 2007.

⁷⁶ Por. *Deutsch – polnische Charmeof ensive*, „Financier Times Deutschland” z 7 grudnia 2007.

ska w Berlinie i jego rozmowy z kanclerz Merkel 11 grudnia 2007 r. nie doprowadziły również do żadnego przełomu w kwestii kontrowersji między obu krajami wokół Gazociągu Północnego. Polska zgodziła się jedynie na rychłe przeprowadzenie rozmów na szczeblu ministrów gospodarki lub ich przedstawicieli w Warszawie⁷⁷.

Można założyć hipotetycznie, iż rząd polski w 2008 r. i w latach następnych będzie nadal odrzucał bezpośrednie zaangażowanie Polski w budowę gazociągu bałtyckiego, sondując szereg kwestii szczegółowych z uzyskaniem gwarancji zaopatrzenia w surowce energetyczne Polski z zasobów i magazynów UE, w tym również niemieckich, na wypadek pojawienia się sytuacji kryzysowych w dostawach rosyjskich. Nie można całkowicie wykluczyć budowy przez Gazprom i koncerny niemieckie postulowanej drugiej nitki gazociągu Jamal II przez kraje bałtyckie oraz Polskę, ale może to dość do skutku w dalszej perspektywie czasowej. Warunkiem politycznym byłaby nie tylko dalsza poprawa stosunków tych krajów z Rosją, ale dodatkowe określenie warunków partycypacji w kosztach budowy, ustalenia wysokości dostaw, cen oraz odbiorców gazu i szereg innych kwestii szczegółowych. Jest to perspektywa wybitnie hipotetyczna oraz bardzo odległa. Od początku 2008 r. rząd PO/PSL nadal oddziałuje pośrednio poprzez Szwecję na rzecz opóźniania lub nawet zaniechania budowy Gazociągu Północnego na dnie Bałtyku⁷⁸.

Działania powyższe zbiegają się z jednej strony z kontynuacją prac przygotowawczych i zlecaniem produkcji rur szeroko przekrojowych firmom współpracującym z Gazociągami Północnym⁷⁹, a z drugiej – narastaniem ocen krytycznych w mediach niemieckich, informujących o zagrożeniach powyższej inwestycji dla środowiska naturalnego w Szwecji, Finlandii i krajach bałtyckich, jak też potrzebie jego ewentualnego zastąpienia drogą lądową⁸⁰.

Można stwierdzić, iż mimo utrzymania krytycznej oceny w odniesieniu do Gazociągu Północnego między Polską i Niemcami doszło na przełomie

⁷⁷ Por. Pressestatements von Bundeskanzlerin Angela Merkel und dem polnischen Ministerpräsidenten Donald Tusk, [www.bundeskanzlerin.de.Contenent/DE/Mitschrf /Pressekonfer...] oraz Merkel: 3x Nie, „Dziennik” z 12 grudnia 2007.

⁷⁸ Por. wywiad pełnomocnika premiera RP ds. niemieckich W. Bartoszewskiego: „... teraz robimy inną akcję: wykorzystujemy różne drogi polityczne, aby Szwecja, państwa bałtyckie utrudniały Niemcom zajęcie stanowiska w sprawie rury na dnie Bałtyku. Bezpieczeństwo energetyczne jest dla naszych obywateli ważniejsze od tego, czy w jakimś niemieckim muzeum będzie wystawa, którą znamy, która nie jest idealna, ale zachowuje zasadę przyczyny i skutku: wojna zaczęła się w Gdańsku, od napaści na Polskę, a jej konsekwencją były cierpienia ludności” – zob. „Dziennik” z dnia 21 marca 2008. Szerzej o zastrzeżeniach Szwecji zob. artykuł R.M. Czarnego.

⁷⁹ Por. Ostpipeline- Auf raege: russische Firmem schauen in die Röhre za „Wedomosti” z 19 lutego 2008 [w:] <http://de.rian.ru/business/20082119/99606511-print.html>.

⁸⁰ Por. *Osteepipeline wackelt. Landweg für russisches Gas gesuchrt*, TAZ z dnia 20 lutego 2008.

2007/2008 do bardziej rzeczowej wymiany poglądów na temat bezpieczeństwa i zaopatrzenia energetycznego. Jednak droga do osiągnięcia zadowolających rozstrzygnięć dla wszystkich stron będzie długa i bardzo skomplikowana.

Wnioski

Z przeprowadzonej analizy stanowiska Niemiec wobec głównych wyzwań międzynarodowego bezpieczeństwa energetycznego ze szczególnym uwzględnieniem dostaw ropy naftowej i gazu ziemnego w XXI w. wynikają następujące wnioski ogólne:

1. Ze względu na ogromny potencjał gospodarczy i wzrastające zapotrzebowanie na surowce energetyczne Niemcy są długofalowo zainteresowane tworzeniem wspólnego i bezpiecznego rynku energetycznego w ramach UE. Ich strategia bezpieczeństwa zaopatrzenia energetycznego oparta jest na równoległych działaniach ekonomicznych i politycznych w kierunku oszczędzania energii, zmniejszenia zużycia surowców energetycznych, zwiększenia jej produkcji ze źródeł odnawialnych oraz utrzymania poprawnych stosunków politycznych zarówno z krajami produkującymi, jak również kontrolującymi szlaki tranzytowe, importowanych nośników energii.
2. Niemcy chcą perspektywicznie zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne poprzez oszczędności zużycia energii pierwotnej z 14 476 w 2005 r. do ok. 12.018 w 2020 r. oraz 12. 229 PJ w 2030 r. Równocześnie zużycie odnawialnych nośników energii winno wzrosnąć z 5% w 2005 r. do 16,8% w 2020 r. (wg optymalnego scenariusza OE) lub 11–15 % według innych szacunków w 2030 r. Tendencji powyższej winno równocześnie towarzyszyć dalsze ograniczenie emisji CO₂ do 2030 r. 20–30% .
3. Długofalowe bezpieczeństwo energetyczne Niemiec zależy w dużej mierze zarówno od przesłanek wewnętrznych, jak też zewnętrznych o charakterze ekonomicznym oraz politycznym. Pod względem wewnętrznym decydujące znaczenie będzie miało szereg czynników politycznych, w tym zwłaszcza wynik wyborów do Bundestagu w 2009 r. Należy założyć, iż konsekwencja powyższych wyborów parlamentarnych będzie z jednej strony rozpad Wielkiej Koalicji CDU/CSU/SPD, która już obecnie jest targana różnymi kontrowersjami wokół bezpieczeństwa energetycznego, zwłaszcza w odniesieniu odejścia od konsekwentnie forsowanej przez SPD o zachowaniu decyzji ówczesnego rządu SPD/S90/Z z 1999 r. likwi-

dacji energii jądrowej do 2020. Jeśli w wyborach tych zwycięży CDU/CSU i uda się jej wraz z liberałami–FDP utworzyć nowy rząd oraz większość niezbędną do przeprowadzania zmian ustawodawczych w Bundestagu, to sprzyjałoby to wyraźnej preferencji utrzymania produkcji energii atomowej. Z drugiej strony nie można przeoczyć faktu, iż na niemieckiej scenie politycznej umocniła się w ostatnich latach i miesiącach pozycja populistycznej Partii Lewicowej (Die Linke) na czele z Oskarem Lafontainem oraz Gregorem Gysie, która występuje przeciwko dalszej produkcji energii jądrowej i w konkretnej konstelacji politycznej, mimo ostrych polemik i animozji, może przechylić szanse zwycięstwa wyborczego SPD na rzecz utworzenia hipotetycznie możliwej koalicji rządzącej z S90/Z oraz Partią Lewicową. W tym drugim wariantcie bardziej intensywnie realizowany byłby scenariusz rozbudowy energii odnawialnej w Niemczech. Całkowita rezygnacja z produkcji energii jądrowej po 2020 r. wpłynęłaby bardzo niekorzystnie na bilans energetyczny Niemiec, ponieważ trudno w chwili obecnej racjonalnie przewidzieć możliwość utrzymania ich dostępu do zasobów ropy naftowej, zwłaszcza gdyby sprawdziły się najczarniejsze scenariusze jej wyczerpania się ok. lat 2040–2050. Nie można też obecnie jednoznacznie stwierdzić – czy zwiększenie produkcji energii odnawialnej, łącznie z udoskonaleniem wdrażanego już od 2007 r. projektu BTL, stanowić mogłoby ekwiwalent zarówno do braku dostępu Niemiec do importu ropy naftowej, jak też utrzymania przez nie zakazu produkcji energii jądrowej?

4. Niemcy są w uzależnione od znacznego importu surowców energetycznych, zwłaszcza ropy naftowej i gazu ziemnego, głównie zaś Rosji (ok. 34 i 42% w 2005 r.). Największe zagrożenia dla bezpieczeństwa energetycznego zarówno własnego, jak też UE, upatrują one w zwiększającym się gwałtownie zapotrzebowaniu na powyższe surowce energetyczne w perspektywie średnio- i długofalowej ze strony krajów progowych Azji Południowo-Wschodniej, a zwłaszcza zaś dynamicznie rozwijających się gospodarek CHRL i Indii.
5. Dalsze zagrożenia to niepewna sytuacja polityczna i społeczno-gospodarcza zarówno producentów ropy naftowej i gazu ziemnego na Bliskim i środkowym Wschodzie i w Afryce, jak też nad Morzem Kaspijskim i postradzieckich krajach Azji środkowej, jak też wielu krajach i obszarach tranzytowych. Niepewna może też okazać się hipotetycznie stabilność polityczna Rosji po wyborach prezydenckich 2008 r. oraz zmiana jej długofalowej strategii odnośnie eksportu gazu ziemnego, polegającej na zmniejszeniu ich dostaw do Europy, a zwiększenia do Azji. Jest to jednak

- prognoza mało prawdopodobna, gdyż największym odbiorcą gazu rosyjskiego pozostanie w bliższej i dalszej UE perspektywie.
6. Gaz ziemny pozostanie nadal pierwszoplanowym źródłem zaopatrzenia energetycznego Niemiec w XXI w. W tym kontekście ważną rolę odgrywa będzie długofalowo zarówno większy stopień koordynacji polityki energetycznej w UE oraz utrzymanie ścisłego współdziałania z Rosją, które ulegną dalszej intensyfikacji.
 7. Między Polską a Niemcami występują określone różnice w podejściu do kwestii bezpieczeństwa energetycznego, co jednak wyklucza potrzeby uzgodnienia kompromisu w ramach UE wypracowania odnośnie osiągnięcia kompromisu wykazania „solidarności energetycznej” w sytuacjach kryzysowych. Wiele wskazuje na to, iż po powstaniu w wyniku przedterminowych wyborów parlamentarnych nowej koalicji rządzącej PO/PSL Polska i Niemcy dokonają bardziej rzeczowej dyskusji nie tylko na temat budowy Gazociągu Północnego, ale miejsca bezpieczeństwa energetycznego w całokształcie stosunków polsko-niemieckich oraz dalszego współdziałania w tym zakresie w ramach UE.
 8. Mimo utrzymywania się tendencji autorytarnych w polityce wewnętrznej 2008 r. Niemcy nadal traktują Rosję jako długofalowego partnera strategicznego i zainteresowane są – zarówno w aspekcie dwu- jak i wielostronnym (w ramach UE) – prowadzi z nią intensywną współpracę energetyczną. Nie może to pozostać bez wpływu na politykę energetyczną Polski.

Rozdział 3

Beata Molo

**Polityka bezpieczeństwa energetycznego
Federacji Rosyjskiej**

Wstęp

Polityka energetyczna Rosji uznawana jest za integralną część szeroko pojętej polityki zagranicznej i bezpieczeństwa, bowiem rozwój gospodarczy tego państwa uzależniony jest od sytuacji na światowych rynkach surowcowych. Ważnym składnikiem potencjału gospodarczego Rosji jest bezpieczeństwo energetyczne. Uwarunkowane jest ono wieloma czynnikami, m.in. dostępnością surowców energetycznych, stanem technicznym infrastruktury przesyłowej, wzrostem efektywności wytwarzania energii oraz zdolnością do jej racjonalnego zużycia.

Celem poniższego opracowania jest syntetyczne przedstawienie polityki bezpieczeństwa energetycznego Federacji Rosyjskiej, ze szczególnym uwzględnieniem gazu ziemnego i ropy naftowej. Jest to zagadnienie niezwykle skomplikowane i wieloaspektowe. Ze względu na ograniczone ramy analiza koncentruje się na następujących kwestiach: ogólne uwarunkowania i założenia polityki energetycznej FR, wyzwania i trudności realizacji polityki energetycznej Rosji, znaczenie surowców energetycznych w polityce FR wobec krajów WNP, ekspansja energetyczna Rosji w Europie środkowej i Południowo-Wschodniej oraz w Azji Południowo-Wschodniej, a także znaczenie Unii Europejskiej w strategii i praktyce polityki energetycznej Rosji. Analiza opiera się na licznych źródłach i opracowaniach¹ oraz badaniach własnych autorki².

¹ Materiały źródłowe i analizy zamieszczone na stronach internetowych: www.eia.doe.gov; www.gks.ru; www.gazprom.com; www.minprom.ru; www.osw.waw.pl („Komentarze OSW”, „Punkt Widzenia”, „Tydzień na Wschodzie”, „BEST”); www.swp-berlin.org („SWP-Aktuell”, „SWP-Studie”); www.energypolicy.ru (•••); www.pism.pl („Biuletyn PISM”); www.forschungstelle.uni-bremen.de („Russlandanalysen”) oraz opracowania w wybranych czasopismach: „Osteuropa”, „Polski Przegląd Dyplomatyczny”, „Sprawy Międzynarodowe”.

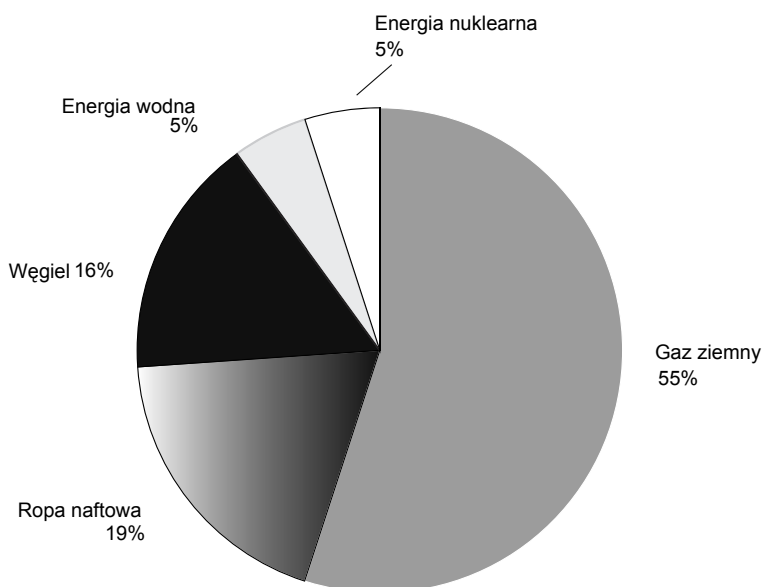
² *Zaangaowanie korporacji transnarodowych w projekty naftowo-gazowe w Kazachstanie, Azerbejdanie i Rosji*, [w:] *Polityka Federacji Rosyjskiej wobec państw członkowskich WNP*, red. E. Cziomer, M. Czajkowski, Kraków 2006, s. 185–198; *Geopolityczne znaczenie gazu ziemnego i ropy naftowej na wybranych przykładach*, [w:] *Współczesne determinanty stosunków międzynarodowych*, red. B. Bednarczyk, M. Lasoń, Kraków 2006, s. 193–206; *Znaczenie Rosji dla bezpieczeństwa energetycznego Niemiec/ Die Bedeutung Russlands für die Energiesicherheit Deutschlands*, „Kraakowskie Studia Międzynarodowe”

3.1. Ogólne uwarunkowania i założenia polityki energetycznej Federacji Rosyjskiej

3.1.1. Podstawowe elementy bilansu energetycznego Rosji

Według danych *Energy Information Administration* (EIA) z 2005 roku, głównym źródłem rosyjskiej energii był gaz ziemny – 55%; udział ropy naftowej wynosił 19%; węgla – 16%; natomiast energii wodnej i nuklearnej stanowił łącznie 10%.

Schemat 3.1. Zużycie energii pierwotnej w Rosji w 2005 r.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych EIA, <http://www.eia.doe.gov/cabs/Russia/Full.html>.

W niektórych regionach Rosji udział gazu w bilansie energetycznym sięga nawet 80%. Poziom gazyfikacji wynosi 52%; technicznie podziemne magazyny są przystosowane do zmagazynowania rocznie 60–65 mld

2006, nr 4, s. 235–252; *Rola surowców energetycznych w polityce zagranicznej Federacji Rosyjskiej*, [w:] *Spoleczne, gospodarcze i polityczne relacje we współczesnych stosunkach międzynarodowych*, red. B. Bednarczyk, M. Lasoń, Kraków 2007, s. 23–34.

m sześc. gazu ziemnego³. Zapewnienie dostaw gazu na rynek wewnętrzny ma strategiczne znaczenie dla rosyjskiej gospodarki. Jednym z największych odbiorców gazu ziemnego na rynku wewnętrznym jest sektor energetyczny – około 60% rosyjskich elektrowni zasilanych jest błękitnym paliwem.

Ocenia się, że w 2010 roku gaz ziemny pozostanie głównym źródłem energii, ale jego udział zmniejszy się do 52,2%. Natomiast udział pozostałych pierwotnych nośników energii wzrośnie, mianowicie: ropy naftowej do 19,5%, węgla – 16,3%, energii atomowej – 10%, a energii odnawialnej – 2%.

Obecnie gaz ziemny zaspokaja około 60% zapotrzebowania na energię, natomiast energia atomowa – 16%. Wzrastające zapotrzebowanie rosyjskiej gospodarki na energię ma zaspokoi przyspieszony rozwój energetyki atomowej: w 2010 roku jej udział powinien wzrosnąć do 18,5%, w 2020 roku – do 20–30%.

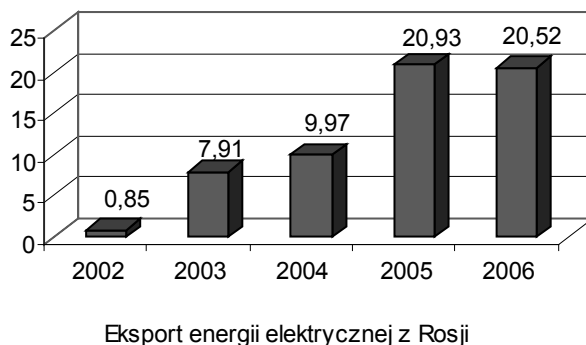
Udział odnawialnych źródeł energii w ogólnym zużyciu energii wynosi 1%. Według danych IEA, w 2004 roku produkcja energii *per capita* z odnawialnych źródeł energii (z wyjątkiem dużych elektrowni wodnych) wyniosła 32 kg umownego paliwa. Szacuje się, że potencjał techniczny odnawialnych źródeł energii wynosi około 4,6 mld ton umownego paliwa rocznie, co przewyższa obecny poziom ich zużycia o około 1,2 mld ton. Ekonomiczny potencjał odnawialnych źródeł ocenia się na 270 mln ton umownego paliwa rocznie – stanowi to około 25% rocznego zużycia pierwotnych nośników energii w Rosji. W perspektywie średnio- i długookresowej zakłada się zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w zużyciu energii: 2015 – 4,9%, 2020 – 6,6%, 2030 – 7,3%.

Sektor energetyczny w Rosji obejmuje 440 elektrowni konwencjonalnych, zasilanych węglem, ropą naftową lub gazem ziemnym oraz hydroelektrowni i 10 elektrowni atomowych, składających się łącznie z 31 reaktorów jądrowych. Potencjał produkcyjny tego sektora sięga 205,6 gigawatów: około 68% potencjału wytwórczego to elektrownie konwencjonalne, 21,5% przypada na elektrownie wodne, a 10% na elektrownie jądrowe. Obecny potencjał energetyczny Rosji zaspokaja potrzeby krajowe, a nawet pozwala na eksport nadwyżek energii⁴ (zob. schemat 3.2.). Szacuje się, że potencjał produkcyjny sektora do 2020 roku osiągnie moc 349–401 gigawatów.

³ A. Wasilewski, *Gaz ziemny w polityce Rosji*, Kraków 2005, s. 17.

⁴ *Rosja – przewodnik dla przedsiębiorców*, s. 64, 66; <http://www.unido.pl/FederacjaRosyjska2005s.pdf>.

Schemat 3.2. Eksport energii elektrycznej z Rosji w latach 2002–2006 (mld kWh)



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych • • • - € , <http://www.interrao.ru>.

Tabela 3.1. Rozwój i prognoza produkcji energii elektrycznej w Rosji (w mld kWh)

Rok	2000	2005	2006	2007	2010	2020
Wielkość	878	952	991	1000	1083	1413

Źródło: Deutsche Energie-Agentur, <http://www.dena.de>.

Na terytorium Rosji znajdują się złoża wszystkich ważnych surowców energetycznych: gazu ziemnego, ropy naftowej i węgla. Federacja Rosyjska należy również do najważniejszych światowych producentów i eksporterów tych surowców.

Rosja posiada siódme co do wielkości złoża ropy naftowej, oceniane na 10,2 mld ton (około 6% światowych rezerw). Ropa wydobywana jest na terenie Syberii Zachodniej – około 70% produkcji, w Zagłębiu Wołżańsko-Urańskim (Tatarstan, Baszkortostan, Obwody Samarski i Permski) – ponad 20%, w Zagłębiu Timańsko-Peczorskim – ok. 3%, na Północnym Kaukazie – około 1% oraz na wyspie Sachalin – około 1%⁵. Obecnie ropa naftowa jest wydobywana na 92% obszaru zbadanych złóż.

Po upadku ZSRR rosyjski przemysł naftowy przeżywał kryzys spowodowany m.in. mniejszymi zamówieniami krajowymi oraz spadkiem poziomu inwestycji. W latach 1992–1998 poziom wydobycia ropy naftowej spadł z po-

⁵ A. Wasilewski, *Ropa naftowa w polityce Rosji*, Kraków 2005, s. 12.

nad 390 mln ton do ponad 300 mln ton rocznie. Od 1999 roku obserwuje się jednak systematyczny wzrost wydobycia tego surowca⁶ (zob. tabela 3.2.).

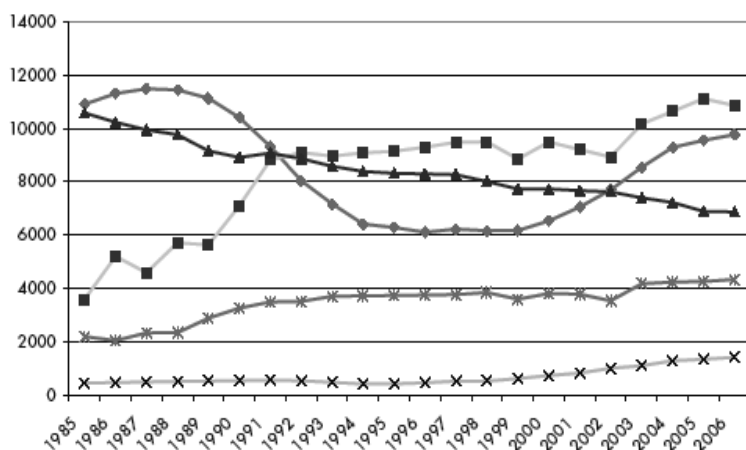
Tabela 3.2. Wydobycie ropy naftowej w Rosji w latach 1999–2007 (w mln ton)

Rok	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Wielkość wydobycia	305	323	348	380	421	459	470	480	490,7

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych www.gks.ru

W 2006 roku Rosja produkowała 9,8 mln baryłek ropy dziennie, przy czym na rynek wewnętrzny dostarczano 2,8 mln baryłek dziennie, a 7 mln przeznaczono na eksport. Ponad 70% produkowanej w Rosji surowej ropy naftowej jest eksportowane, a prawie 30% kierowane na rynek wewnętrzny.

Schemat 3.3. Produkcja ropy naftowej w Rosji na tle porównawczym w latach 1985–2006 (w tys. baryłek dziennie)



Źródło: „Russlandanalysen” 2007, nr 139, s. 10.

-  Rosja
-  Arabia Saudyjska
-  USA
-  Kazachstan
-  Iran

⁶ Rosja..., s. 42.

W 2006 roku Rosja eksportowała dziennie około 4 mln baryłek surowej ropy i ponad 2 mln baryłek (102 mln ton) produktów ropopochodnych. Około 1,3 mln baryłek ropy eksportowano rurociągiem Družba na Białoruś, Ukrainę, do Niemiec i Polski oraz innych krajów środkowej i Wschodniej Europy (w tym na Węgry, do Słowacji i Czech).

Tabela 3.3. Szlaki eksportu ropy naftowej z Rosji w 2006 r. (w tys. baryłek dziennie)

Szlaki eksportu ropy naftowej	Wielkość eksportu
Noworosyjsk	768
Inne terminale czarnomorskie	217
Primorsk	1,255
Rurociąg Družba	1,261
Niemcy	437
Polska	466
Węgry	136
Czechy	104
Słowacja	118
Litwa	158
Eksport	3,660
Transport morski (niezależny od Transnieft)	170
Chiny (koleją)	178
Murmańsk (koleją)	47
Transport kolejną (niezależny od Transnieft)	47
CPC – Caspian Pipeline Consortium (ropociąg Tengiz–Noworosyjsk)	53
Eksport surowej ropy naftowej ogółem	4,155

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych EIA, <http://www.eia.doe.gov/cabs/Russia/Full.html>.

Według danych rosyjskiego Ministerstwa Przemysłu i Energetyki, w 2007 roku wyprodukowano 490,83 mln ton ropy naftowej – 258,96 mln ton tego surowca przeznaczono na eksport, przy czym do krajów WNP dostarczono 36,4 mln ton ropy.

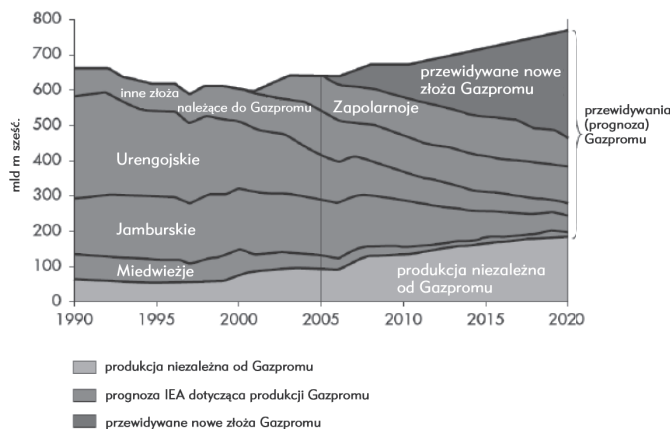
W ocenie Igora Iwanowa, sekretarza Rady Bezpieczeństwa Narodowego Rosji, rosyjskie zasoby ropy naftowej mogą się wyczerpać w 70% do 2020 roku, a w 90% do 2030 roku – jeśli nie rozpoczną się badania nad nowymi złożami. Rezerwy obecnych złóż surowców energetycznych o wysokiej

wydajności są już w Rosji wyczerpane w 50%, eksploatacja wielu złóż jest kosztowna i wymaga zastosowania nowoczesnych technologii⁷.

Rosja posiada największe na świecie udokumentowane rezerwy **gazu ziemnego**, szacowane na 47,8 bilionów m sześć. (około 1/3 światowych rezerw). Głównym obszarem eksploatacji gazu ziemnego jest Jamało-Nieniecki Okręg Autonomiczny, w północno-zachodniej części Syberii, tam też znajdują się największe złoża: Jamburskie, Urengojskie, Zapolarnoje, Miedwieżje. Gaz ziemny wydobywany jest również w Chanty-Mantyjskim Okręgu Autonomicznym (Syberia Zachodnia), na Uralu i w regionie Powołża, na Północnym Kaukazie i Morzu Barentsa.

Struktura zbadanych zasobów gazu ziemnego w Rosji przedstawia się następująco: 72% – Zachodnia Syberia, 8,3% – szelf Morza Arktycznego, 7,9% – Wschodnia Syberia i Daleki Wschód. Obecnie gaz ziemny jest wydobywany na 83% obszaru zbadanych złóż.

Schemat 3.4. Wydobywanie gazu ziemnego w Rosji według źródeł pozyskiwania (1990–2020)



Źródło: <http://www.res.ethz.ch/analysis/rad/details.fm?lng=en&id=29825>.

Wydobywanie gazu ziemnego w Rosji stanowi jedną czwartą światowego wydobycia tego surowca, kształtując się na poziomie ponad 600 mld m sześć. (zob. tabela 3.4.). W 2007 roku wydobycie gazu wyniosło

⁷ Za 25 lat Rosja zostanie bez ropy, 10 czerwca 2007, <http://www.money.pl>.

650,76 mld m sześć. (spadek o blisko 6 mld w porównaniu z rokiem 2006), w tym 549,6 m sześć. przez Gazprom (por. tabela 3.5.).

Tabela 3.4. Wydobycie gazu ziemnego w Rosji w latach 2003–2007 (w mld m sześć.)

Rok	2003	2004	2005	2006	2007
Wielkość	620	632	636	656	650,7

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych <http://www.gks.ru>.

Przemysł wydobycia błękitnego paliwa jest zdominowany przez Gazprom. Jego udział w rosyjskim wydobyciu gazu ziemnego wynosi 93%, tj. 16% światowych zasobów tego surowca. Gazprom dostarcza 25% wpływów podatkowych do budżetu – przeciętnie ponad 4 mld dolarów, oraz wytwarza 8% rosyjskiego PKB. Pozycja koncernu na światowym rynku surowców energetycznych umocniła się po przejściu we wrześniu 2005 roku spółki Sibnef. Od 2006 roku Gazprom jest wyłącznym eksporterem gazu ziemnego z Rosji.⁸

Tabela 3.5. Wielkość wydobycia gazu przez Gazprom w latach 2001–2007 (w mld m sześć.)

Rok	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Wielkość	512	521	540	545	548	556	549

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych <http://www.gks.ru>.

W 2005 roku eksport gazu ziemnego osiągnął poziom 206,8 mld m sześć., z czego 47,3 mld trafiło do krajów WNP, a 159,5 mld m sześć. do krajów tzw. dalszej zagranicy. Natomiast w 2006 roku Rosja wyeksportowała 202 mld m sześć. gazu – około dwóch trzecich gazu dostarczono do Unii Europejskiej, a jedną trzecią do krajów b. ZSRR.

Największym szlakiem eksportu rosyjskiego gazu są magistrale biegnące przez Ukrainę, przez które przepływa ponad 80% rosyjskiego surowca

⁸ A. Bryc, *Rosja XXI wieku. Gracz światowy czy koniec gry?*, Warszawa 2008, s. 31.

wysyłanego poza obszar WNP. Gazociągami Jamał–Europa Rosja transportuje do krajów Unii Europejskiej około 15%, a Błękitnym Potokiem, bezpośrednio łączącym Rosję z Turcją, 3,2% eksportowanego surowca⁹.

Szacuje się, że w przypadku rosyjskiego gazu ziemnego, stosunek rezerw do produkcji wynosi około 75 lat, natomiast ropy naftowej 21 lat. W 1987 roku w ZSRR miało miejsce zjawisko podwójnego szczytu produkcji ropy. Kolejny peak spodziewany jest w najbliższym czasie – część ekspertów wskazuje na rok 2008.

Natomiast według innych szacunków, podwójny szczyt produkcji ropy naftowej będzie miał miejsce w latach 2009–2010, zaś szczyt produkcji gazu ziemnego w Rosji, uwzględniając optymalne warunki finansowe oraz polityczne dla nowych inwestycji, przewiduje się w roku 2020 na poziomie 980 mld m sześć. Niektóre prognozy mówią o wydobyciu na poziomie około 800 mld m sześć. Podkreśla się, że wszystkie największe złoża gazu, jak np. Urengoj, przekroczyły swój szczyt wydobycia i ich udział w całkowitej produkcji systematycznie maleje (por. schemat 3.4.)¹⁰.

Szczególne znaczenie przykładu Rosja do zasobów surowców energetycznych na obszarach arktycznych (północne regiony Rosji i Norwegii), gdzie znajduje się około 25% światowych zasobów ropy naftowej. Dane szacunkowe dotyczące wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej z szelfu Morza Barentsa wynoszą około 100 mld ton umownego paliwa, tj. 15,5 mld ton ropy i 84,5 mld ton gazu. W ciągu najbliższych kilkunastu lat obszar ten może stać się najważniejszym regionem wydobycia tych surowców.

Złoża na szelfie Morza Barentsa są punktem stycznym interesów Rosji i Norwegii. W celu stworzenia stabilnych warunków współpracy przy wydobyciu gazu i ropy konieczne jest jednak podpisanie porozumienia rosyjsko-norweskiego o rozgraniczeniu wód terytorialnych na Morzu Barentsa¹¹.

Rosja posiada drugie pod względem wielkości potwierdzone rezerwy węgla szacowane na ponad 157 mld ton (ponad 17% światowych rezerw) – w tym 49 mld ton węgla kamiennego i 108 mld ton węgla brunatnego. Natomiast posiadane przez Rosję zasoby węgla stanowią, według szacunków, około 30% światowych zasobów¹².

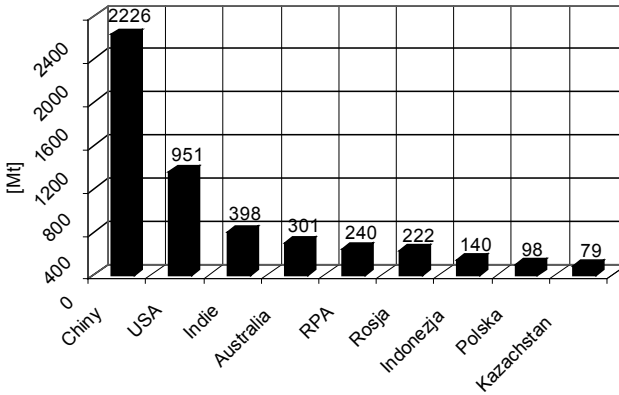
⁹ A. Łoskot-Strachota, *Rosyjski gaz dla Europy*, OSW, październik 2006, s. 3–4, <http://www.osw.waw.pl>.

¹⁰ *Bezpieczeństwo energetyczne Rosji*, s. 1–2, <http://www.wnp.pl>.

¹¹ A. Wasilewski, *op. cit.*, s. 83–84.

¹² *Rosja...*, s. 42–46.

Schemat 3.5. Główni światowi producenci węgla kamiennego (2005)



Źródło: J. Soliński, *Energetyka wiatra i Polski. Ewolucja, stan obecny, perspektywy do 2030 r.*, World Energy Council, Polski Komitet wiatowej Rady Energetycznej, Warszawa, maj 2007, s. 17.

Należy podkreślić, że w Rosji rozmieszczenie górnictwa węglowego jest niekorzystne. Zdecydowana większość zasobów koncentruje się we wschodniej Syberii i na rosyjskim Dalekim Wschodzie, co istotnie wpływa na koszty transportu węgla do europejskiej części kraju. Największy udział w wydobyciu węgla ma Zagłębie Kuźnieckie – 30%, położone w centralnej Azji. Natomiast w europejskiej części Federacji Rosyjskiej węgiel wydobywa się w Zagłębiu Peczerskim, położonym na północny zachód od Uralu oraz we wschodniej części Zagłębia Donieckiego¹³.

77% wewnętrznej produkcji węgla pochodzi od niezależnych producentów. W 2005 roku całkowita produkcja węgla wyniosła blisko 270 mln ton, natomiast w 2006 roku osiągnęła poziom 315 mln ton. Zapotrzebowanie na węgiel w Rosji wynosi około 140 mln ton rocznie, natomiast eksport wzrastał od 36,7 mln ton w 2000 roku do 45 mln ton w 2002 roku¹⁴. Rosyjskie Ministerstwo Przemysłu i Energetyki szacuje wzrost produkcji węgla kamiennego i brunatnego w 2020 roku do 400 mln ton. Przewidywane zapotrzebowanie krajowe ma wówczas wynieść 360 mln ton, zaś na eksport przeznaczony się tylko 40 mln ton¹⁵.

¹³ *Geograf a gospodarca wiatra*, red. I. Fierla, Warszawa 2005, s. 353; U. Lorenz, *Rosyjski węgiel energetyczny na rynkach międzynarodowych*, „Polityka Energetyczna” 2004, t. 7, s. 2–3.

¹⁴ U. Lorenz, *op. cit.*, s. 4.

¹⁵ *Rosja...*, s. 47.

Rosja dysponuje olbrzymimi zasobami **odnawialnych źródeł energii**: energią geotermalną, wodną, wiatrową, słoneczną oraz pozyskiwaną z biomasy.

Tabela 3.6. Potencjał odnawialnych źródeł energii w Rosji (w mln ton umownego paliwa rocznie)

Rodzaj odnawialnych źródeł	Ogólny potencjał	Potencjał techniczny	Potencjał ekonomiczny
Małe elektrownie wodne	360,4	124,6	65,2
Energia geotermalna	-	-	115,0
Energia z biomasy	10000,0	53,0	35,0
Energia wiatrowa	26000,0	2000,0	10,0
Energia słoneczna	2300000,0	2300,0	12,5
Potencjał niskich temperatur (niedrigwärmepotenzial)	525,0	115,0	36,0
Łącznie	2340000,0	4593,0	273,5

Źródło: E. Duareva, *Erneuerbare Energien in Russland*, „Russlandanalysen” 2004, nr 43, s. 7.

Na terenie Syberii, Dalekim Wschodzie, a także Północnym Kaukazie na dużą skalę wykorzystywane są elektrownie wodne. Przewiduje się, że w 2010 roku będą one wytwarzały do 177 mld kWh, zaś w 2020 roku – 200 mld kWh.

Olbrzymi potencjał energii odnawialnej jest wykorzystywany obecnie tylko w niewielkim stopniu: energia geotermalna – 3 350 PJ; biomasa – 1000 PJ; energia wiatrowa – 290 PJ; energia słoneczna – 380 PJ (2007 r.). Jest to skutek utrzymujących się niskich cen gazu ziemnego, z którym odnawialne źródła energii nie są w stanie skutecznie konkurować. Podkreśla się, że w wielu regionach Rosji, które pozbawione są regularnych dostaw energii, rozwój odnawialnych nośników stanowiłby rozwiązanie ich problemów energetycznych¹⁶.

¹⁶ E. Duareva, *Erneuerbare Energien in Russland*, „Russlandanalysen” 2004, nr 43, s. 7; *Erneuerbare Energien in der Russischen Föderation. Geschichte und Perspektiven der Entwicklung, Hauptakteure und die Staatspolitik*, http://www.intec-online.net/uploads/media/RU_erneuerbare_Energien_07.pdf.

3.1.2. Struktura własnościowa sektora energetycznego Rosji

Zgodnie z deklaracjami Kremla, państwowa kontrola nad sektorem energetycznym ma zapewnić efektywne wykorzystanie rosyjskich bogactw naturalnych, zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne kraju oraz zdyktować rozwój rosyjskiej gospodarki.

Jako przykład wzrostu aktywności państwa w zakresie regulowania działalności sektora energetycznego podaje się sprawę prezesa Jukosu, Michaiła Chodorkowskiego, którego oskarżono m.in. o nadużycia finansowe i zaległości w płaceniu podatków¹⁷. Wskutek przejęcia firm wydobywczych Jukosu zwiększył się państwowy udział w produkcji ropy naftowej z 13% w 2003 do 32% w 2005 roku, a tym samym jego wpływ na sektor naftowy. Ponadto sprawa Jukosu miała być przestrożą dla innych oligarchów, przed podejmowaniem działań, które nie uwzględniałyby ścisłej współpracy z administracją państwową przy realizacji interesów Rosji.

3 grudnia 2007 roku opublikowane zostało zarządzenie premiera Wiktora Zubkowa dotyczące uznania 32 państwowych złóż gazu ziemnego za zasoby o znaczeniu strategicznym. Oznacza to, że licencja na ich eksploatację może być przekazana podmiotom gospodarczym bez przetargu. Oficjalnym celem zarządzenia jest wzmocnienie kontroli państwa nad procesem przekazywania praw do eksploatacji złóż, które znajdują się obecnie w posiadaniu państwa oraz wzrost bezpieczeństwa energetycznego kraju. Decyzję o wydaniu licencji na zagospodarowanie 32 strategicznych złóż o łącznych potwierdzonych zasobach 5,2 bln m sześć. będzie podejmował rząd, który może postanowi o ich przekazaniu bez procedury konkursowej¹⁸. W praktyce oznacza to będzie przekazywanie praw do eksploatacji tych złóż Gazpromowi.

Sektor naftowy w Rosji jest prawie w całości sprywatyzowany. Własnością państwa pozostaje Rosnief (100% akcji) oraz udziały w kilku innych spółkach. W sektorze tym działa ponad 100 różnej wielkości firm, w tym kilka przedsiębiorstw wydobywczych Gazpromu, jednak o jego stanie decydują wielkie koncerny: Łukoil, TNK-BP, Rosnief. Są one strukturami pionowo zintegrowanymi, posiadającymi własne przedsiębiorstwa wy-

¹⁷ E. Wyciszkiwicz, *Perspektywy współpracy energetycznej w regionie Azji Północno-Wschodniej*, „Materiały Studialne PISM”, sierpień 2006, s. 9; zob. H. Pleins, H. H. Schröder, *Die Jukos-Affäre. Russlands Energiewirtschaft und die Politik*, „Arbeitspapiere und Materialien der Forschungsstelle Osteuropa” 2005, nr 64; W. Konończuk, *Sprawa Jukosu: przyczyny i konsekwencje*, „Prace OSW”, sierpień 2006, <http://www.osw.waw.pl>.

¹⁸ „Tydzień na Wschodzie”, OSW, 12 grudnia 2007, s. 6.

dobywcze i przetwórcze oraz sieć stacji benzynowych. Z reguły dysponują także zapleczem finansowym (np. banki), naukowym (placówki badawcze) oraz własnymi środkami transportu. W skład struktury sektora naftowego wchodzi również państwowa firma Transneft, będąca wyłącznym właścicielem i dysponentem całej sieci ropociągów oraz prawie wszystkich terminali naftowych na terytorium Rosji.

Pomimo wysokiego stopnia sprywatyzowania sektora ropy naftowej, rosyjskie państwo posiada szereg instrumentów, które pozwalają mu wpływać bądź kontrolować niezależne firmy, np. przekazywać prawa do eksploatacji złóż albo nakładać obowiązek posiadania zezwolenia przez przedsiębiorstwa z zagranicznym udziałem. Efektywnym instrumentem wpływającym na niezależnych producentów ropy naftowej jest także polityka regulacyjna państwa w zakresie infrastruktury transportowej.

Rosyjski sektor gazowy jest zdominowany przez Gazprom, największego producenta gazu ziemnego w świecie (20% udziałów w światowej produkcji)¹⁹. Gazprom posiada wyłączne prawo eksportu błękitnego paliwa z Rosji, jest wyłącznym właścicielem i dysponentem sieci rosyjskich gazociągów wraz z infrastrukturą – m.in. podziemnymi rezerwuarami, stacjami kompresowymi – oraz magistrali eksportowych²⁰. Formalną kontrolę nad Gazpromem państwo uzyskało 24 czerwca 2005 roku, przejmując pakiet kontrolny firmy.

Pozycję lidera światowej energetyki mają zapewnić rosyjskiemu monopolistom także zaakceptowane przez rząd transakcje zmierzające do rozszerzenia jego udziału w krajowym sektorze elektroenergetycznym i w przemyśle węglowym. „Program rozwoju Syberii Wschodniej” z 16 czerwca 2007 roku przewiduje m.in. możliwość przejęcia bez przetargu przez Gazprom koncesji na najważniejsze złoża tego regionu. Ponadto decyzje rosyjskiego rządu zmierzają do zagwarantowania Gazpromowi maksymalnych zysków na rynku krajowym. Osiągnięciu tego celu służy m.in. rozporządzenie rządu z 6 czerwca 2007 roku o dwukrotnym podniesieniu cen gazu dla wszystkich nowych odbiorców²¹.

Gazprom dąży do dywersyfikacji swojej działalności przez przejmowanie spółek naftowych, inwestycje w branży elektroenergetycznej i jądrowej. Najważniejsze kierunki działalności Gazpromu to: wzmocnienie pozycji w kra-

¹⁹ Zob. A. A. [imię], [nazwisko], [miejsce], [rok].

²⁰ I. Wiśniewska, *Niewidzialna ręka... Kremla. Kapitalizm państwowy po rosyjsku*, „Punkt Widzenia”, OSW, luty 2007, s. 25.

²¹ E. Paszyc, *Gazprom 2006: Państwo wspiera ekspansję monopolisty*, „Tydzień na Wschodzie”, OSW, 16 listopada 2007, s. 4–5.

jach rodkowej i Zachodniej Europy, dywersyfikacja tras przesyłu i środków transportu oraz odbiorców błękitnego paliwa, co oznacza ekspansję na rynki Wielkiej Brytanii, USA oraz krajów azjatyckich – Chin i Japonii, dywersyfikacja bazy surowcowej, m.in. dzięki zakupom surowca w państwach środkowoazjatyckich. Oprócz dywersyfikacji rynkowej Gazprom stara się dywersyfikować produkcję towarową. W instytutach branżowych opracowywane są projekty przeróbki gazu oraz prowadzone są prace nad możliwościami produkcji syntetycznego paliwa ciekłego w instytutach koncernu²².

Niezależnymi operatorami na rynku gazowym w Rosji są producenci wyspecjalizowani w wydobywaniu błękitnego paliwa, takie jak Novatek czy traderzy, a także regionalne spółki nie włączające swojego surowca do systemu krajowego²³. Bardzo poważną grupę niezależnych producentów stanowią prywatne spółki naftowe, które produkują błękitne paliwo jako produkt towarzyszący podczas wydobywania ropy naftowej. W 2003 roku ich udział w produkcji gazu ziemnego w Rosji wyniósł 7%. Niektóre przedsiębiorstwa naftowe, jak np. Łukoil, podpisały z Gazpromem umowy na dostawę surowca w zamian za dostęp do eksportowych gazociągów²⁴.

Pozycja Gazpromu na rynku surowców energetycznych umacnia się nie tylko z racji korzystnych dla niego orzeczeń instytucji państwowych, m.in. Ministerstwa Zasobów Naturalnych, przyznających lub unieważniających licencje na złoża, ale także wskutek zwalczania konkurencji poprzez przejmowanie niezależnych spółek wydobywczych bądź przetwórczych. Przykładowo, w 2005 roku rosyjski monopolista przejął kontrolę nad firmą Nortgaz, zaś w 2006 roku uzyskał 20% akcji spółki Novatek. Poza tym Gazprom uchodzi za narzędzie w rękach Kremla, gdyż niektóre z jego planów ekspansji mają służyć osiągnięciu konkretnych celów politycznych. To przede wszystkim na systemie Gazpromu opiera się strategia władz rosyjskich, która projektuje przekształcenie kraju w światowe mocarstwo energetyczne.

W sektorze naftowo-gazowym Rosji obecne są również zagraniczne koncerny. Zagraniczni inwestorzy uczestniczą przede wszystkim w najbardziej kapitałochłonnych projektach przy zagospodarowaniu nowych złóż. Podobnie jak niezależne firmy rosyjskie, muszą zabiegać o przydzielanie im kwot eksportowych, dostęp do rurociągów Transnief u oraz są zobowiązane płacić cła od eksportowanych surowców i produktów naftowych. Rosja podejmuje jednak działania mające na celu zredukowanie udziału za-

²² A. Ananienkow, *Gazprom stawia na technologię, wzrost wydobywania, rozwój... Klimat dla inwestorów?*, <http://www.gigawat.net.pl/articleview/329/1/37>.

²³ *Rosyjski smok gazowy zjada własny ogon*, 25 października 2006, <http://www.wnp.pl>.

²⁴ A. Wasilewski, *op. cit.*, s. 26.

granicznych inwestorów w rosyjskim sektorze naftowo-gazowym na rzecz koncernów państwowych.

Wywieranie „administracyjnego nacisku” na międzynarodowe koncerny sektora naftowego jest częścią długookresowego procesu wzmocnienia kontroli państwowej nad rosyjskim przemysłem naftowym²⁵. Pod koniec 2006 roku władze Rosji zarzuciły przedsiębiorstwu Shell naruszenie przepisów ekologicznych przy eksploatacji złóż gazu na Sachalinie. W związku z tym należało wstrzymać inwestycje, co z kolei groziło Shellowi karami za opóźnienia w dostawach zamówionego surowca do firm. Opóźnienia w eksploatacji Sachalinu mogłyby spowodować niedobory gazu w basenie Pacyfiku i wzrost cen tego surowca w Japonii i USA. Gdy Shell odstąpił Gazpromowi kontrolę nad złożami na Sachalinie, władze rosyjskie wycofały się z zarzutów o naruszenie przepisów ekologicznych. W grudniu 2006 roku Shell zgodził się odstąpić Gazpromowi kontrolę nad złożami. Stosowne porozumienie podpisano 19 kwietnia 2007 roku. Na podstawie tego porozumienia Gazprom przejął pakiet kontrolny akcji (50% plus jedną akcję) za 7,45 mld dolarów w firmie Sakhalin Energy zajmującej się eksploatacją złóż gazu na Sachalinie. Shell zostawił sobie 27,5% udziałów, natomiast Mitsui i Mitsubishi – odpowiednio 12,5% i 10% udziałów.

Kolejny przykład stanowi memorandum o podstawowych warunkach współpracy podpisane przez Gazprom i TNK-BP 22 czerwca 2007 roku. Na mocy porozumienia rosyjski monopolista przejmie od TNK-BP m.in. jej pakiet większościowy w konsorcjum prowadzącym prace na złożu gazowym Kowytka w Syberii Wschodniej. Memorandum przewiduje też utworzenie spółki Gazpromu z TNK-BP. Powyższe porozumienie jest korzystne dla Gazpromu, ponieważ zapewnia mu pakiet większościowy w projekcie nad największym złożem gazu ziemnego w Syberii Wschodniej²⁶.

3.1.3. Założenia i cele polityki energetycznej Rosji

Cele, zadania i kierunki polityki energetycznej określa „Strategia energetyczna Rosji do 2020 roku”²⁷, przyjęta w maju 2003 roku. Kontrolę nad jej realizacją powierzono Ministerstwom: Przemysłu i Energetyki, Rozwoju

²⁵ M. Bradshaw, *Sachalin-II in der Schusslinie: statliche Kontrolle, Umweltschäden und die Zukunft von Auslandsinvestitionen in der russischen Öl- und Gasindustrie*, „Russlandanalyse” 2006, nr 116, s. 9.

²⁶ E. Paszyc, *Gazprom przejmuje Kowytkę*, „Tydzień na Wschodzie”, OSW, 17 czerwca 2007, s. 5–6.

²⁷ МТЭ, *Стратегия энергетической политики России до 2020 года*, <http://www.mte.gov.ru/files/103/1354.strategy.pdf>.

Ekonomicznego i Handlu, Energii Atomowej i Zasobów Naturalnych, zobowiązując je również do regularnego przedstawiania rządowi raportów na temat osiągnięcia zawartych w niej celów.

W dokumencie stwierdza się, że surowce energetyczne stanowią podstawę rozwoju gospodarczego oraz ważny instrument polityki wewnętrznej i zagranicznej Rosji. Priorytetem polityki energetycznej jest osiągnięcie takiego poziomu wydobycia, zużycia i eksportu surowców energetycznych, który przyczyni się do bezpieczeństwa w sektorze energetycznym i zmniejszenia zanieczyszczenia środowiska naturalnego.

Optymistyczny scenariusz „Strategii”... opiera się na założeniu, że w rezultacie reform w gospodarce i energetyce, w latach 2000–2020 PKB Rosji wzrośnie ponadtrzykrotnie, natomiast inwestycje w sektorze energetycznym siedmiokrotnie, pod warunkiem wzrostu cen na surowce energetyczne – tj. 30 dolarów za baryłkę ropy oraz 138 dolarów za 1000 m sześć. gazu. Natomiast umiarkowany wariant zakłada wzrost światowej gospodarki o 2,5% rocznie, PKB Rosji uległby wówczas podwojeniu, a inwestycje wzrosły czterokrotnie – przy cenach 18 dolarów za baryłkę ropy i 118 dolarów za 1000 m sześć. gazu. Zaś scenariusz pesymistyczny opiera się na założeniu powolnego rozwoju rosyjskiej gospodarki uwarunkowanego niekorzystną sytuacją w gospodarce światowej.

Uwzględniając optymistyczny dokument zakłada wzrost wydobycia ropy naftowej do 520 mln ton w 2020 roku, w umiarkowanym wariantcie – 490 mln ton, natomiast scenariusz pesymistyczny przewiduje nawet spadek wydobycia. Poza tradycyjnymi obszarami wydobycia surowca takimi, jak Syberia Zachodnia, Powołże, północny Kaukaz, planuje się rozpoczęcie eksploatacji w regionie Timan-Peczora, w Syberii Wschodniej i na rosyjskim Dalekim Wschodzie.

Strategia zakłada wzrost zużycia krajowego ropy naftowej z 185 mln ton w 2000 roku, do 235 mln ton w 2020 roku, tj. 1,2% rocznie. Według wariantu optymistycznego, wzrost gospodarczy przeciętnie wyniesie 6,2%, co oznacza, że zużycie wewnętrzne powinno być o 4% mniejsze niż PKB, zaś eksport ropy naftowej powinien w 2020 roku osiągnąć poziom ponad 300 mln ton (w 2000 – 145 mln ton).

W optymistycznym wariantcie „Strategia”... zakłada wzrost wydobycia gazu ziemnego do 2020 roku na poziomie 680–730 mld m sześć. Natomiast według wariantu pesymistycznego, wydobycie błękitnego paliwa powinno osiągnąć poziom z 1990 roku, tj. około 550 mld m sześć.

Strategia dostarcza niewielu informacji na temat rozwoju współpracy energetycznej z krajami Europy Zachodniej. Niemniej Europa Zachodnia

i rodkowa w przyszłości pozostaną najważniejszymi rynkami zbytu dla rosyjskich surowców energetycznych. Eksport do Europy powinien wzrosnąć do 2020 roku o 20% w przypadku ropy naftowej i o 23% w przypadku gazu ziemnego. Wskutek wzrastającego popytu na energię, powinny zyskać na znaczeniu rynki amerykański oraz azjatycki: Chiny, Korea Południowa, Japonia i Indie – tak, aby do 2020 roku zajęły one drugie miejsce w rosyjskim eksporcie, wyprzedzając kraje WNP.

Tabela 3.7. Eksport gazu i ropy w latach 2000–2020 według strategii energetycznej z 2003 roku

	Ropa naftowa w mln ton		Gaz ziemny w mld m sześć.	
	2000	2020	2000	2020
Eksport ogółem	145	303	194	281
Eksport do WNP	17	50	60	50
Eksport do Europy	128	160	134	165
Eksport do Chin /Azji Południowo-Wschodniej /USA	1	93	0	66

Źródło: МММ - МММ 2020 МММ, <http://www.mte.gov.ru/files/103/1354.strategy.pdf>.

Do kolejnych celów polityki energetycznej zalicza się:

- wzrost wydobycia węgla w 2010 roku do poziomu 320 mln ton oraz 400 mln ton w 2020 roku,
- zmniejszenie udziału paliw kopalnych (węgla, ropy i gazu) w produkcji energii elektrycznej z 66% w 2000 roku do 62% w 2020 roku oraz wzrost udziału elektrowni jądrowych w jej produkcji z 15% do 22% w 2020 roku,
- oszczędzanie 39–47% zużywanej energii, przy czym jedna trzecia zakładanych oszczędności dotyczy sektora energetycznego. Aby osiągnąć ten cel należy zmniejszyć jego energochłonność do 2010 roku o 26–27% i do 2020 roku o 45–50% w stosunku do bazowego 2000 roku,
- zmniejszenie w latach 2000–2020 udziału gazu ziemnego w zużyciu wewnętrznym pierwotnych nośników energii z 50% do 46% oraz stosowny wzrost udział pozostałych nośników energii.

Strategia zakłada również stopniowy wzrost cen na gaz ziemny we wszystkich segmentach odbiorców finalnych. Zmiany w polityce cenowej pozwolą na bardziej efektywne wykorzystywanie gazu ziemnego.

Jednym z ważnych założeń rosyjskiej strategii w stosunkach międzynarodowych jest zaangażowanie państwa w gwarancje prywatnych inwestycji energetycznych, a także bezpośrednie inwestycje kapitałowe w budowę nowych linii przesyłowych. Ponadto w dokumencie podkreśla się znaczący udział Rosji, jako dużego dostawcy surowców energetycznych, w zapewnieniu międzynarodowego bezpieczeństwa energetycznego. Aby zrealizować ten cel, rosyjskie przedsiębiorstwa mają dążyć do udziału w międzynarodowych projektach transportu surowców energetycznych.

Nie wnikając w szereg kwestii szczegółowych należy stwierdzić, że wiele wskaźników omawianej „Strategii energetycznej...” okazało się nieaktualnych, m.in. tych, które dotyczyły wielkości wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej. Wobec tego zdecydowano się przygotować nowy dokument – „Strategię energetyczną Rosji do 2030 roku”.

Koncepcja „Strategii energetycznej Rosji do 2030 roku” została opracowana na zlecenie Ministerstwa Przemysłu i Energetyki. Okresem bazowym jest dla niej rok 2005. Do najważniejszych priorytetów polityki energetycznej zaliczono: reformę gospodarki, uzyskanie wpływu na międzynarodowe rynki surowców energetycznych oraz zapewnienie w perspektywie krótko- i długookresowej bezpieczeństwa energetycznego państwa.

Celem wspomnianej reformy jest obniżenie energochłonności rosyjskiej gospodarki i optymalizacja bilansu pierwotnych nośników energii. Za główne zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego w Rosji koncepcja uznaje brak reorganizacji w sektorze energetycznym.

W projekcie stwierdza się, że w celu zaspokojenia wewnętrznego popytu i potrzeb eksportu surowców energetycznych konieczne jest włączenie po 2020 roku do rosyjskiego bilansu energetycznego 7% „innowacyjnych nośników” i źródeł energii. W przypadku błękitnego paliwa chodzi m.in. o pełne wykorzystanie tego surowca ze złóż ropy oraz ze złóż gazowych o niskim ciśnieniu i metanu z pokładów węgla. Do głównych celów zaliczono także zmniejszenie udziału gazu ziemnego i ropy naftowej w sektorze energetycznym oraz wzrost udziału energetyki atomowej i odnawialnych źródeł energii.

W dokumencie niewiele uwagi poświęca się kwestii deficytu surowców energetycznych w Rosji. Zawiera on jedynie stwierdzenie, że niewłączenie do roku 2010–2011 do bilansu gazu ziemnego ze złóż Półwyspu Jamał, może być przyczyną jego niedoborów – przejawiających się w braku ilości wystarczającej, a więc takiej, która pozwoliłaby pokryć zapotrzebowanie na rynku wewnętrznym oraz wywiązać się Rosji z zobowiązań wobec odbiorców zagranicznych.

Zgodnie z projektem, wpływ Rosji na zagraniczne rynki energetyczne poza cenami ma obejmowa również możliwość kierowania międzynarodowymi szlakami transportowymi i tranzytowymi surowców energetycznych. W efekcie Rosja mogłaby zapewnić sobie korzystne warunki dla przekształcenia sektora energetycznego i opartej na energetyce gospodarki. Istotne dla osiągnięcia tego celu jest wykorzystanie własnej infrastruktury oraz zapobieganie usamodzielnieniu się państw WNP i powstaniu na ich terenie oraz/lub z ich udziałem nowych dróg transportu nośników energii omijających Rosję.

Koncepcja „Strategii energetycznej Rosji do 2030 roku” zakłada koordynację polityki energetycznej Rosji ze strategiami energetycznymi kluczowych państw i regionów, w tym Unią Europejską.

Reasumując dotychczasowe rozważania należy stwierdzić, że w perspektywie średnio- i długookresowej, głównymi celami polityki energetycznej Rosji będą: wzmocnienie jej pozycji na międzynarodowych rynkach energetycznych w rezultacie maksymalnego wykorzystania eksportowych możliwości kompleksu energetycznego; zapewnienie dostępu rosyjskich koncernów do zagranicznych rynków energetycznych; pozyskanie zagranicznych inwestycji dla sektora energetycznego z uwzględnieniem narodowych interesów Rosji oraz zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego państwa, czemu służyć będzie zmniejszanie energochłonności sektora energetycznego oraz rozwój energetyki atomowej i odnawialnych źródeł energii.

3.2. Wyzwania i trudności realizacji polityki energetycznej Rosji

Na szczególne znaczenie sektora energetycznego w Rosji wpływa wysoka energochłonność gospodarki, udział surowców energetycznych w strukturze rosyjskiego eksportu i dochody budżetowe z tego tytułu. Według danych MFW i Banku Światowego, w 2005 roku udział sektora paliwowo-energetycznego we wzroście PKB wynosił 20%, jego produkty stanowiły ponad 60% wartości eksportu, w sektorze ulokowano około 30% napływających inwestycji bezpośrednich²⁸.

²⁸ A. Łoskot, *Bezpieczeństwo dostaw rosyjskiego gazu do UE – kwestia polskie infrastrukturalnych*, „Punkt Widzenia” OSW, luty 2005, s. 1; A. Łomanowski, B. Musiałowicz, *Kierunki rosyjskiej polityki zagranicznej*, „Bezpieczeństwo Narodowe” 2006, nr 2, s. 19.

Eksport surowców energetycznych jest główną przyczyną wzrostu gospodarczego w Rosji w ostatnich latach, tym bardziej, że wzrasta wydobywanie oraz ceny ropy naftowej na rynkach światowych. Zatem dobra koniunktura gospodarcza Rosji jest uzależniona od eksportu nośników energii oraz poziomu cen na rynkach światowych. Niekorzystne zmiany sytuacji na rynkach światowych mogą oznaczać także poważne problemy finansowe dla państwa rosyjskiego²⁹.

Mimo, że Rosja należy do głównych eksporterów nośników energii, w wielu regionach ludność pozbawiona jest dostępu do energii. Ocenia się, że około 10 mln mieszkańców Rosji żyje w regionach, które nie są przyłączone do sieci przesyłowej energii elektrycznej, a zapotrzebowanie na energię pokrywają niezależne generatory z silnikami diesla lub benzynowymi.

Obecnie podstawowe problemy rosyjskiej energetyki wpływające na bezpieczeństwo energetyczne oraz możliwości eksportu surowców energetycznych to³⁰:

- przestarzała infrastruktura i zły system zarządzania, które przyczyniają się do nieekonomicznego wykorzystywania surowców energetycznych. Szacuje się, że ponad połowa rurociągów jest zniszczona, co w perspektywie najbliższych kilku lat może pod znakiem zapytania postawić regularne dostawy surowców dla rosyjskich i zagranicznych odbiorców. Ekspertki zwracają także uwagę na brak gospodarności przy wydobyciu gazu ziemnego. Według statystyk Banku Światowego, rocznie w Rosji podczas wydobycia ropy naftowej spalany jest gaz odpadowy, który stanowi ekwiwalent 40 mln ton ropy naftowej³¹;

- brak środków na modernizację elektrowni, stacji transformatorowych oraz sieci, których konserwację ogranicza się do bieżących napraw. Poziom zużycia wyposażenia elektrowni ocenia się na 60%, natomiast poziom wyeksploatowania linii przesyłowych i wyposażenia podstacji przekracza 40%. Z powodu starzenia się obiektów energetycznych często dochodzi do awarii. W wielu regionach rezerwa mocy systemu elektroenergetycznego jest zbyt niska i nie jest w stanie sprostać zapotrzebowaniu w godzinach szczytu³². Częste są kryzysy energetyczne, szczególnie w czasie mroźnych zim, charakteryzujące się wielodniowym lub wielotygodniowym brakiem energii elektrycznej i ciepłej;

²⁹ A. Bryc, *op. cit.*, s. 29; B. Musiałowicz, *Problemy Rosji z produkcją i eksportem ropy naftowej*, „Bezpieczeństwo Narodowe” 2006, nr 1, s. 73.

³⁰ Por. *Энергетическая политика России*, • *с* *э* *п* *е* *с* *о* *о* *о*, *Энергетическая политика России*, 2005, <http://www.energypolicy.ru>.

³¹ A. Wasilewski, *op. cit.*, s. 16, 94.

³² E. Paszyc, *Rosyjska energetyka w przededniu reformy*, s. 7, <http://www.osw.waw.pl/publ/prace/nr5/03.htm>.

- uzależnienie przemysłowo-technologicznego zaplecza rosyjskiej gospodarki od niskich cen energii. Energochłonność produkcji przemysłowej oraz stały jej wzrost przy braku inwestycji w celu ograniczenia zużycia energii prowadzi będzie do wzrostu zapotrzebowania na surowce energetyczne na rynku wewnętrznym, głównie na gaz ziemny, co automatycznie ograniczy zdolności eksportowe. Należy podkreślić, że zapotrzebowanie na błękitne paliwo w Rosji wzrasta nie tyle z racji rzeczywistego popytu, ile z faktu, iż jest niemal ono 1,5 raza tańsze od węgla i dwa razy od ropy. Ceny gazu na rynku wewnętrznym są subsydiowane, a większość odbiorców indywidualnych nie posiada liczników³³. Aby ograniczyć krajowy popyt oraz nieekonomiczne wykorzystanie błękitnego paliwa, rosyjski rząd zdecydował się pod koniec 2006 roku podwyższyć ceny gazu dla odbiorców na rynku wewnętrznym, z wyjątkiem gospodarstw domowych. Stopniowo do 2011 roku ceny błękitnego paliwa powinny osiągać poziom europejski. W 2007 roku ceny miały wzrosnąć o 15%, w 2008 roku o 25%, w 2009 – o 26%, natomiast w 2010 – 25%;

- rynek energetyczny jest ściśle regulowany, zarówno na poziomie federalnym, jak i lokalnym. Państwo i administracje regionów określają taryfy, rozmiary i sposoby dystrybucji energii oraz odbiorców darmowych. Decydujący o lokalnych cenach energii gubernatorzy regionów często traktują je jako narzędzie własnej polityki. Przez lata ceny energii elektrycznej zarówno dla ludności, jak dla instytucji finansowych przez państwo, nie pokrywały kosztów produkcji. Także obecnie wiele lokalnych ustaw budżetowych nie przewiduje środków na opłaty energii, zaś w niektórych domach, miejscowościach i placówkach użyteczności publicznej pierwsze liczniki elektryczne zaczęto instalować dopiero pod koniec 2000 roku³⁴;

- monopolistyczne praktyki w sektorze gazowym ograniczają możliwości efektywnego rozwoju niezależnych producentów błękitnego paliwa oraz dynamiczny wzrost wydobywania surowca³⁵. Możliwość wydobywania surowca przez niezależnych producentów błękitnego paliwa Gazprom ograniczył poprzez redukcję ich dostępu do infrastruktury gazowej w Rosji³⁶. Według różnych danych, niezależni producenci dopiero w 2020 roku wyproduku-

³³ *Bezpieczeństwo...*, s. 4.

³⁴ E. Paszyc, *op. cit.*, s. 4–5.

³⁵ Zob.: *... e a ucu ... e ... o ... e ... a a: c ... a e ... ec ... ec ... c - occ ... , a ... ec ... o ... a ... c ... y ... e ... e ... ec ... o ... o ... , Moc ... a 2005; ... y ... pea ... a ... o ... e ... a a poc ... a ... o ... e ... a c ... po ... e ... a a - occ ... , a ... ec ,*

³⁶ I. Wiśniewska, *op. cit.*, s. 19; A. A. ... , *op. cit.*

ją 140–180 mld m sześć. gazu³⁷. Ponadto eksperci podkreślają, że Gazprom nadmiernie się skupił na ekspansji poza granicami Rosji i w konsekwencji, mimo utrzymujących się wysokich cen surowca na rynkach światowych, postępuje spowolnienie tempa wzrostu wydobycia przez niego gazu lub wręcz jego spadek. Realny spadek wydobycia własnego Gazpromu eksperci oceniają na 3–4% rocznie. Nieznaczny przyrost produkcji koncern osiągał bowiem dzięki przejmowaniu niezależnych producentów gazu. W niektórych prognozach stwierdza się, że w krótkim okresie Gazprom będzie mógł rekompensować braki gazu dzięki zmniejszaniu eksportu w dopuszczalnym kontraktami przedziale i przez pozyskiwanie gazu środkowoeuropejskiego, ale w 2010 roku deficyt gazu sięgnie nawet 124 mld m sześć.³⁸;

- brak znacznych inwestycji w modernizację oraz poszukiwanie i eksploatację nowych złóż surowców energetycznych może doprowadzić do deficytu na rynku wewnętrznym³⁹. Eksperci podkreślają, że ze złóż Urengoj, Jamburskie i Miedwieżje wydobywa się coraz mniej gazu. Nie uruchamiając nowych złóż koncern może utrzymać wydobycie na stałym poziomie, ale nie może go istotnie zwiększyć. Eksploatacja pokładów gazu ziemnego w nowych prowincjach Półwyspu Jamał, Syberii Wschodniej i rosyjskiego Dalekiego Wschodu, które położone są w trudniejszych warunkach geologicznych i klimatycznych wymaga m.in. nowych rozwiązań technologicznych⁴⁰. Szczególną wagę przywiązuje się do zagospodarowania szelfu kontynentalnego mórz północnych, a zwłaszcza tak dużych złóż, jak Sztokmanowskie;

- czynnikiem, który hamuje rozwój i modernizację branży naftowej są znaczne obciążenia podatkowe rosyjskich koncernów naftowych. Należą do nich m.in. cła eksportowe oraz tzw. podatek od zasobów naturalnych. Ponadto spółki naftowe płacą podatek w wysokości 90% od dochodów osiągniętych wówczas, gdy cena eksportowanej baryłki ropy przekracza 25 dolarów. Monopol Transneftu, ograniczona przepustowość systemu ropociągowego oraz zbyt powolny rozwój infrastruktury przesyłowej uniemożliwiają wzrost eksportu surowca do pożądanego poziomu. Ponadto władze rosyjskie sprzeciwiają się projektom ropociągów, które miałyby być realizowane i finansowane przez inwestorów prywatnych. Przykładowo, w latach 2002–2004 konsorcjum złożone z niepaństwowych koncernów naftowych – Jukos, Sibnef, TNK i Surgutneftiegaz zamierzało wybudować prywatny

³⁷ Rosyjski...

³⁸ Por. R. Götz, *Russlandserdgas und Europas Energiesicherheit*, „SWP-Studie”, August 2007, <http://www.swp-berlin.org>.

³⁹ B. Musiałowicz, *op. cit.*, s. 66 i nast.

⁴⁰ A. Ananienkow, *op. cit.*, s. 3.

ropociąg, który mógłby transportować dziennie około 1 mln baryłek ropy naftowej z Syberii Zachodniej do portu w Murmańsku, skąd surowiec mógłby być eksportowany m.in. do USA⁴¹;

- zacofanie i niedoinwestowanie rosyjskiego sektora energetycznego może stać się przyczyną problemów Rosji w wypełnianiu zobowiązań wobec odbiorców gazu ziemnego i ropy naftowej. Dlatego też pierwszoplanowego znaczenia nabrało uzyskanie bądź utrzymanie dostępu do złóż surowców energetycznych położonych poza granicami Rosji i uniezależnienie się od tranzytu eksportowanych surowców przez kraje trzecie⁴². Niemniej Rosja jest zmuszona rywalizować o dostęp do tych złóż oraz kontrolę nad szlakami transportowymi z Chinami, USA i krajami Unii Europejskiej. Utrata lub przejście złóż w Azji środkowej przez koncerny zachodnie lub chińskie będzie oznaczało kłopoty dla energetyki rosyjskiej, m.in. dlatego, że środkowoazjatycka ropa naftowa i gaz ziemny konkurowałyby na azjatyckim i światowym rynku z surowcami rosyjskimi, co mogłoby spowodować spadek cen surowców.

3.3. Znaczenie surowców energetycznych w polityce Rosji wobec krajów WNP

W interesie Rosji leży zarówno utrzymanie dominującej roli na rynkach energetycznych krajów WNP, jak i uniezależnienie się od państw tranzytowych gazu przesyłanego do państw zachodnioeuropejskich poprzez budowę nowych rurociągów mających połączyć system rosyjski z infrastrukturą Unii Europejskiej oraz z nowymi rynkami zbytu w Azji południowo-wschodniej.

3.3.1. Rosyjska strategia wobec krajów regionu kaspijskiego⁴³

Rosja wzmacnia swoją pozycję w sektorze ropy naftowo-gazowym państw Centralnej Azji oraz Południowego Kaukazu. Celem rosyjskiej polityki jest: uzyskanie bądź utrwalenie pozycji największego wydobywcy i ekspor-

⁴¹ B. Musiałowicz, *op. cit.*, s. 64–65, 71.

⁴² A. Łomanowski, B. Musiałowicz, *op. cit.*, s. 20.

⁴³ Na region kaspijski składają się państwa otaczające Morze Kaspijskie: Rosja, Iran, Kazachstan, Turkmenistan i Azerbejdżan oraz położone nieco dalej Armenia, Gruzja, Uzbekistan, Tadżykistan i Kirgistan.

tera surowców energetycznych w regionie kaspijskim; zwiększenie udziału rosyjskich kompanii w wydobyciu i eksploatacji odkrytych złóż surowców energetycznych w państwach regionu oraz utrzymanie kontroli nad tranzytem kaspijskich surowców energetycznych⁴⁴.

Pomimo realizowanej strategii wobec krajów regionu kaspijskiego, mającej na celu przeciwdziałanie rozwijaniu projektów rurociągów konkurencyjnych wobec rosyjskich, FR utraciła monopol na transport azerskiej ropy wskutek oddania w kwietniu 1999 roku do użytku ropociągu Baku–Supsa. Należy podkreślić, że ropociąg ten jako pierwszy ominął terytorium Rosji i skrócił trasę przesyłu ropy naftowej do Morza Czarnego. Porażką rosyjskiej polityki w regionie jest także szlak Baku–Tbilisi–Ceyhan, dzięki któremu Azerbejdżan stał się ważnym eksporterem ropy naftowej w regionie⁴⁵. Natomiast wskutek zagospodarowania złoża gazowego Szah Deniz, zaliczanego do największych w świecie, ma szansę stać się ważnym eksporterem gazu ziemnego, a dzięki gazociągowi Baku–Tbilisi–Erzurum będzie dysponował niezależnymi od Rosji sieciami transportu i rynkami zbytu dla tego surowca.

Należy w tym miejscu podkreślić, że o ile w latach 90. ubiegłego wieku celem rosyjskiej polityki wobec Azerbejdżanu było utrzymanie kontroli nad wydobyciem i transportem surowców energetycznych, o tyle obecnie priorytetem jest utrzymanie przez Rosję stanu posiadania w azerskim sektorze naftowo-gazowym.

W regionie kaspijskim potentatem gazowym jest **Turkmenistan** (udokumentowane rezerwy gazu ziemnego – 2,9 bln m sześć.). W 2006 roku wydobyto 65 mld m sześć. gazu, z czego 17 mld m sześć. przeznaczono na rynek wewnętrzny, a 48 mld m sześć. wyeksportowano: 6 mld m sześć. gazu dostarczono do Iranu, a 42 mld m sześć. nabył Gazprom.

Celem rosyjskiej polityki jest utrzymanie dostępu do turkmeńskich złóż gazu oraz kontrola nad eksportową nadwyżką tego surowca. W kwietniu 2003 roku został zawarty 25-letni kontrakt na dostawy gazu z Turkmenistanu do Rosji. Zaś 27 listopada 2007 roku podpisano aneks do porozumienia rosyjsko-turkmeńskiego, który przewiduje podwyżkę ceny gazu dla Rosji do 130 dolarów za 1000 m sześć. i do 150 dolarów w drugim półroczu 2008 roku. Natomiast od 2009 roku ma obowiązywać formuła ceny oparta na za-

⁴⁴ A. Bryc, *op. cit.*, s. 69, 72–73; zob. E. Wyciszkievicz, *Rosyjska polityka energetyczna w basenie Morza Kaspijskiego*, [w:] *Geopolityka ruroci łów. Współzależność energetyczna a stosunki międzypaństwowe na obszarze postsowieckim*, red. E. Wyciszkievicz, Warszawa 2008, s. 137–185.

⁴⁵ Zob. A. Łoskot, *BTC a sprawa kazaska*, „Komentarze OSW”, 2 czerwca 2005, <http://www.osw.waw.pl>.

sadach rynkowych. Część ekspertów interpretuje podwyżkę cen błękitnego paliwa jako niepowodzenie rosyjskiej polityki w Azji Centralnej. Jej jednym z fundamentów jest zapewnienie dostaw taniego surowca do Rosji, reeksportowanego następnie przez Gazprom do Europy (głównie na Ukrainę) po wyższej cenie. Zawarcie powyższego porozumienia wymagało wypowiedzenia przyjętych w 2006 roku ustaleń odnośnie do ceny gazu ziemnego, które miały obowiązywać do 2009 roku⁴⁶.

Wzmocnieniu pozycji Rosji w sektorze ropy naftowej w regionie służyła m.in. podpisana 12 maja 2007 roku przez Władimira Putina, Nursułtana Nazarbajewa i Kurbangułę Berdymuhammedowa, porozumienie o budowie gazociągu nad brzegiem Morza Kaspijskiego, konkurencyjnego wobec promowanego przez USA transkaspjskiego⁴⁷. 20 grudnia 2007 roku Rosja, Kazachstan i Turkmenistan podpisały kolejną umowę o współpracy przy budowie gazociągu nadkaspjskiego. Podkreśla się, że dokument ten ma charakter deklaracyjny, nie rozstrzyga wielu istotnych kwestii związanych z realizacją tego projektu. Niejasne pozostają kwestie warunków dostaw i bazy surowcowej dla planowanego gazociągu. Ma on przebiegać wzdłuż wybrzeża Morza Kaspijskiego, w rejonie granicy kazachsko-rosyjskiej łączący z rurociągiem Azja Centralna–Centrum. W założeniu ma zwiększyć moce przesyłowe błękitnego paliwa z Turkmenistanu do Rosji o 20 mld m sześć. rocznie⁴⁸.

Kazachstan jest w zasadzie uzależniony od rosyjskiej infrastruktury przesyłowej – wykorzystuje szlak Atyaru–Samara, transportuje ropę naftową przez Machaczkałę, rosyjski port nad Morzem Czarnym, który łączy się z rurociągiem Baku–Noworosyjsk oraz przez ropociąg z Tengiz–Noworosyjsk, oddany do użytku w 2002 roku.

Latem 2002 roku podpisano 15-letnią umowę na tranzyt kazachskiej ropy przez terytorium Rosji. Aby eksportować kazachski gaz do Europy Zachodniej, w lipcu 2002 roku zostało utworzone przedsiębiorstwo KazRosGaz (założyciele: KazMunaigaz – 50%, Gazprom – 30% i Rosnieft). Podstawą działalności spółki jest zbyt kazachskiego gazu w Rosji i na rynkach państw trzecich (surowiec jest eksportowany na Ukrainę, Słowację, do Mołdowy i Wielkiej Brytanii), co w praktyce oznaczało przejście kontroli przez Rosję nad częścią kazachskiego sektora energetycznego⁴⁹.

⁴⁶ „Tydzień na Wschodzie”, OSW, 5 grudnia 2007, s. 14.

⁴⁷ A. Kublik, *Władimir Putin przejmuje energię z Azji*, „Gazeta Wyborcza” 14 maja 2007; por. R. Götz, *Zentralasiatische Energieexporte. Zwischen russischer Dominanz, Diversifizierungsplänen der EU und neuen Märkten in Asien*, „Russlandanalysen” 2007, nr 147, s. 2–8.

⁴⁸ „Tydzień na Wschodzie”, OSW, 9 stycznia 2008, s. 10.

⁴⁹ A. Wasilewski, *op. cit.*, s. 74.

Celem rosyjskiej polityki jest utrzymanie monopolu na transport surowców energetycznych z Kazachstanu. Rosja od dawna dążyła do przejęcia całkowitej kontroli nad wydobywaniem i eksportem kazachskiego gazu ziemnego. Dlatego też duże znaczenie miała umowa między Gazpromem a KazMunaiGazem z 11 listopada 2005 roku, na mocy której strona kazachska zobowiązała się w ciągu 5 lat sprzedawać rosyjskiemu monopolistom całość swych możliwości eksportowych i tranzytowych błękitnego paliwa. Dotyczy to gazu transportowanego kazachskimi gazociągami turkmeńskiego i uzbeckiego oraz wydobywanego w Kazachstanie. Uniezależnieniu się Kazachstanu od Rosji służy rozwijanie współpracy z Chinami. Jak dotąd Kazachstan jest jedynym państwem w Azji Centralnej, które eksportuje ropę naftową do Chin.

Dla krajów postradzieckich regionu kaspijskiego – Azerbejdżanu, Kazachstanu i Turkmenistan – surowce energetyczne stanowią szansę uniezależnienia się od Rosji. Inne kraje postradzieckie takie, jak Armenia, z powodu zależności od dostaw energii z Rosji są ograniczone w swoich działaniach⁵⁰. Armenia nie dysponuje jednak własnymi złożami i prawie 100% surowców energetycznych importuje z Rosji. W celu uniezależnienia się od Rosji rozpoczęła w grudniu 2004 roku budowę gazociągu do Iranu.

6 kwietnia 2006 roku Gazprom podpisał z rządem Armenii umowę, na podstawie której rosyjski koncern przejął od Armenii na 25 lat gazociąg z Iranu i prawo do budowanego kolejnego gazociągu z Iranu. W zamian cena rosyjskiego gazu dla Armenii nie zmieni się do końca 2008 roku. W wyniku tego porozumienia, Iran nie stanie się konkurencyjnym dla Rosji dostawcą gazu ziemnego do Armenii. Ponadto Rosja chce ograniczenia średnicy irańsko-ormiańskiego gazociągu do 700 mm, co uniemożliwiłoby z przyczyn technicznych dalszy tranzyt tego surowca na Ukrainę. Gazprom zamierza także przejąć kontrolę nad armeńską spółką gazowniczą ArmRosGazprom⁵¹.

Do głównych celów polityki Rosji wobec Armenii zaliczy także należy: przejście kontroli nad strategicznymi sektorami armeńskiej gospodarki, utrzymanie monopolu na dostawy gazu do tego kraju oraz sprawowanie kontroli nad infrastrukturą transportową, która mogłaby posłużyć jako szlak tranzytowy do Gruzji, a teoretycznie nawet na Ukrainę i do Unii Europejskiej⁵².

⁵⁰ F. Müller, *Machtspiele um die kaspische Energie?*, http://www.bpb.de/publikationen/D8TT6W,0,0,Machtspiele_um_die_kaspische_Energie.html.

⁵¹ *Gazprom zamyka gazowy szlak do Europy przez Armenię*, „Gazeta Wyborcza”, 7 kwietnia 2006.

⁵² E. Wyciszewicz, *op. cit.*, s. 178.

Gruzja jest niemal całkowicie uzależniona od rosyjskich dostaw nośników energii oraz energii elektrycznej. Z tego też względu dąży do dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego, a umożliwiają ją dostawy z azerskiego złoża Szah Deniz oraz z Iranu. Celem Rosji jest natomiast przejęcie gazociągu dostarczającego azerski gaz do Turcji i Europy. Działania Gruzji mające na celu zmniejszenie uniezależnienia energetycznego od Rosji są m.in. skutkiem kryzysu energetycznego w tym kraju, który rozpoczął się w dniach 22–31 stycznia 2006 roku. W nocy z 21 na 22 stycznia obydwie gazociągi dostarczające rosyjski gaz do Gruzji (a następnie Armenii) zostały wysadzone przez nieznanych sprawców. Uszkodzeniu uległa również linia wysokiego napięcia Kavkazioni. Niemal całe terytorium Gruzji zostało pozbawione elektryczności i gazu ziemnego, co spowodowało paraliż działalności gospodarczej. Władze gruzińskie oskarżyły Rosjan, którzy wielokrotnie w przeszłości stosowali szantaż energetyczny wobec Gruzji. Przypomniano, że Rosja dąży do przejęcia gruzińskiej infrastruktury energetycznej, w tym magistrali gazowej, którą dostarczany jest gaz z Rosji do Armenii. Władze gruzińskie podjęły działania, w efekcie których zapewniły sobie dostawy gazu irańskiego i azerskiego oraz tureckiej energii elektrycznej. Po dokonaniu stosownych napraw, 29 stycznia 2006 roku ponownie popłynął gaz z Rosji⁵³.

Celem rosyjskiej polityki wobec Gruzji jest nie tylko dążenie do osłabienia konkurencji na rynku dostawców gazu ziemnego, ale również komercjalizacja cen tego surowca dostarczanego na rynek gruziński. W grudniu 2006 roku doszło do podpisania porozumień na dostawy 1,1 mld m sześć. rosyjskiego gazu w 2007 roku za cenę 235 dolarów za 1000 m sześć. – do tychczas Gruzja płaciła 110 dolarów za 1000 m sześć.

Wobec Uzbekistanu Rosja planuje zwiększenie udziału swoich przedsiębiorstw w wydobyciu ze złóż oraz utrzymanie kontroli nad eksportem gazu z tego kraju. W grudniu 2002 roku Gazprom podpisał z Uzbekistanem umowę o strategicznym partnerstwie. Zawarte porozumienie przewiduje m.in. długofalowe zakupy gazu przez Rosję na zasadzie corocznych kontraktów⁵⁴. Z punktu widzenia rosyjskich interesów ważne było podpisanie 27 września 2005 roku porozumienia, na mocy którego Gazprom uzyskał kontrolę nad przechodzącym przez Uzbekistan odcinkiem gazociągu Azja Centralna–Centrum, którym transportowany jest gaz z Turkmenistanu (na lata 2006–2011). Dzięki temu Moskwa zdobyła poważne narzędzie nacisku na Uzbekistan i Turkmenistan.

⁵³ W. Bartuzi, *Koniec kryzysu energetycznego w Gruzji*, „Komentarze OSW”, 2 lutego 2006, <http://www.osw.waw.pl>.

⁵⁴ M. Falkowski, *Polityka Rosji na Kaukazie i w Azji Centralnej*, „Prace OSW”, czerwiec 2006, s. 28.

Należy podkreślić, że Gazprom realizuje strategię, która ma na celu zapewnienie dostaw gazu z Azji Centralnej (przede wszystkim z Turkmenistanu, Uzbekistanu i Kazachstanu) na rynek rosyjski. Import gazu z tych krajów ma zapewnić długofalowe zaopatrzenie Rosji w ten surowiec oraz reeksport na rynek europejski. Temu celowi służą wspomniane wcześniej podpisane umowy z Kazachstanem, Turkmenistanem i Uzbekistanem. Gaz dostarczany z tych państw ma pomóc rosyjskiemu koncernowi wywiązać się z zobowiązań eksportowych wobec odbiorców w krajach WNP i Europy Zachodniej. Ponadto celem jest uniemożliwienie takim krajom, jak Turkmenistan i Kazachstan wejścia na rynki zachodnie – jako konkurencyjnych dostawców błękitnego paliwa.

Należy zgodzić się z Rolandem Götzem, że niepewny jest wzrost importu gazu ziemnego z krajów środkowooazjatyckich do Rosji. Uwarunkowany jest on wielkością wewnętrznego zużycia surowca w tych państwach. Ponadto zainteresowanie importem środkowooazjatyckiego gazu wyrażają Chiny i kraje członkowskie Unii Europejskiej. Toteż prognozuje się spadek wielkości rosyjskiego importu błękitnego paliwa z Azji środkowej. Według szacunków, od 2010 roku eksport tego surowca do Rosji osiągnie poziom około 60 mld m sześć.⁵⁵

3.3.2. Polityka wobec krajów tranzytowych: Białorusi, Ukrainy i Mołdowy⁵⁶

Ukraina, Białoruś i Mołdowa są zarówno importerami energii, jak również ważnymi krajami tranzytowymi dla rosyjskich dostaw gazu i ropy do Europy środkowej, Południowej i Zachodniej.

Przez kilkanaście lat Rosja utrzymywała niską cenę gazu ziemnego dla Białorusi, Mołdowy i Ukrainy: była ona niewiele wyższa od wewnątrzrosyjskiej oraz znacznie niższa niż płacona przez kraje Europy środkowej i Zachodniej. Utrzymywanie konkurencyjnych cen uwarunkowane było następującymi czynnikami: większość dostaw gazu ziemnego do Europy przebiega przez Ukrainę i Białoruś, co w pewnym stopniu uzależnia Rosję od tych państw; przeważającą część krajów postradzieckich nie było sta-

⁵⁵ R. Götz, *Prognosen der Gasförderung sowie des Gasexportpotentials Russlands*, „Diskussionspapier” FG 5 2007/06, April 2007, s. 8–9, <http://www.swp-berlin.org>.

⁵⁶ Zob. R. Götz, *Energietransit von Russland durch die Ukraine und Belarus. Ein Risiko für die europäische Energiesicherheit?*, „SWP-Studie”, Dezember 2006, <http://www.swp-berlin.org>; zob. A. Wasilewski, *Gaz ziemny w polityce zagranicznej Rosji*, „Sprawy Międzynarodowe” 2004, nr 1, s. 95–120.

na odbiór nośników energii po cenach światowych; konkurencyjne ceny dla krajów tzw. bliskiej zagranicy pozwalały Rosji wywierać wpływ na ich politykę.

Jednakże Ukraina, Białoruś i Mołdowa nie były w stanie płacić nawet obniżonej ceny za gaz, co spowodowało zadłużenie liczone w setkach milionów dolarów. W tej sytuacji Rosja podejmowała próby przejścia kontroli nad białoruskimi i ukraińskimi gazociągami oraz ropociągami tranzytowymi. Zadłużenie w płatnościach doprowadziło również do zakręcenia przez Rosjan kurka.

Rosja ustalając „europejskie ceny na gaz” w stosunkach z krajami WNP zamierza prawdopodobnie pokazać innym państwom, że gaz nie jest narzędziem polityki zagranicznej. Niezależnie od tego, czy dany kraj jest sojusznikiem Moskwy czy nie, ceny będą ustalane zgodnie z zasadami rynku⁵⁷. Kolejnym argumentem na rzecz ustalania nowych cen gazu ziemnego dla krajów WNP jest zakończenie przez Rosję subsydiowania ich gospodarek.

Tabela 3.8. Ceny rosyjskiego gazu ziemnego w dolarach/1000 m sześć.

	2005	2006	2007
Europa Zachodnia (przeciętnie)	174	250	250
Mołdowa	80	160	170
Gruzja	68	110	235
Azerbejdżan	60	110	235
Armenia	56	110	110
Ukraina	50	95/230	130
Białoruś	47	47	100
Rosja (przeciętna cena na rynku wewnętrznym)	36	46	36

Źródło: K. Mildner, *Gas, Öl und Politik: Energiebeziehungen im postsowjetischen Raum*, „Volkswirtschaftliche Analysen”, KfW Entwicklungsbank, Januar 2007, s. 5; por. A. Heinrich, *Gazprom – ein verlässlicher Partner für europäische Energieversorgung?*, „Russlandanalysen” 2006, nr 97, s. 2–6.

Przez terytorium Ukrainy przesyłane jest z Rosji około 80% eksportowanych do krajów europejskich surowców energetycznych. Stąd też głównym celem Rosji w stosunkach z Ukrainą jest zapewnienie kontroli nad głównymi magistralami eksportu gazu na rynek europejski⁵⁸.

⁵⁷ K. Wańczyk, *Rosyjska polityka gazowa przed szczytem G8*, s. 5, <http://www.psz.pl>.

⁵⁸ Por. A. Szeptycki, *Stosunki pomiędzy Federacją Rosyjską i Ukrainą w sektorze gazowym*, [w:] *Geopolityka...*, s. 97–135.

Należy podkreślić, że Kreml wykorzystuje obecną koniunkturę na rynku surowców energetycznych dla rozszerzenia swoich wpływów politycznych. Działania Gazpromu na obszarze WNP dowodzą, że kontrolowany przez państwo monopolista gazowy może być skutecznym narzędziem presji w polityce zagranicznej Kremla⁵⁹. Jako przykład można podać motywowany politycznie konflikt z Ukrainą na początku 2006 roku, który doprowadził do wstrzymania dostaw rosyjskiego gazu do kilku państw europejskich⁶⁰.

Spór gazowy pomiędzy Rosją i Ukrainą, którego kulminacja przypadła na początek 2006 roku pokazał ograniczone możliwości obydwu państw. 1 stycznia 2006 roku Gazprom ograniczył dostawy rosyjskiego gazu na Ukrainę. Do 2 stycznia poszczególne kraje europejskie odnotowały spadek dostaw błękitnego paliwa z Rosji w stosunku do zakontraktowanych ilości – przykładowo dostawy gazu do Włoch spadły o jedną trzecią, natomiast do Francji o jedną czwartą.

Po trwającym kilka tygodni sporze gazowym, 4 stycznia 2006 roku Rosja i Ukraina osiągnęły kompromis. Na podstawie zawartego porozumienia, od 1 stycznia 2006 roku gaz Ukrainie dostarcza spółka RosUkrEnergo, która kupuje błękitne paliwo od Gazpromu po 230 dolarów i miesza go ze znacznie tańszym gazem środkowoazjatyckim (również kupowanym przez Gazprom), a następnie sprzedaje surowiec Ukrainie po cenie 95 dolarów za 1000 m sześć. W umowie nie określono szczegółowo warunków handlu tym surowcem w 2007 roku⁶¹. Na rynku wewnętrznym dysponentem tego gazu jest firma UkrHazEnerho – spółka RosUkrEnergo i NAK Naftohaz.

W sporze gazowym z Ukrainą istotną rolę odegrała próba przejścia kontroli nad sieciami przesyłu gazu do Europy Zachodniej. Ponadto strona rosyjska, oskarżając Ukrainę o kradzież przesyłanego gazu, starała się podkreślić konieczność budowy gazociągu transbałtyckiego. Dzięki temu gazociągowi, omijającemu kraje bałtyckie i wschodnioeuropejskie, rosyjski koncern uzyska bezpośredni dostęp do zachodnioeuropejskich odbiorców, a to z kolei pozwoli mu wywierać bezpośredni wpływ na ceny błękitnego paliwa na tym rynku.

Kluczową rolę w transporcie rosyjskiej ropy na rynki zachodnie odgrywa Białoruś. W 2006 roku ruropociągami Drużba przetransportowano 62,8

⁵⁹ E. Paszyc, *op. cit.*, s. 3.

⁶⁰ H. Pleines, *Die Energiefrage in den russisch-ukrainischen Beziehungen*, „Russlandanalyse” 2006, nr 116, s. 11–15; R. Götz, *Nach dem Gaskonflikt. Wirtschaftliche Konsequenzen für Russland, die Ukraine und die EU*, „SWP-Aktuell”, Januar 2006, <http://www.swp-berlin.org>.

⁶¹ K. Pelczyńska-Nałęcz, I. Wiśniewska, *Rosyjsko-ukraiński kompromis gazowy*, „Komentarze OSW”, 5 stycznia 2005.

mln ton rosyjskiej ropy. Tym szlakiem transportowana jest przez Transnief także ropa kaspijska. Ponadto Białoruś eksportuje znaczne ilości przerobionej w swoich rafineriach ropy rosyjskiej. W grudniu 2005 roku Białoruś kupowała ropę po 230 dolarów za tonę, podczas gdy na wewnętrznym rynku rosyjskim cena wynosiła 180–190 dolarów, a na rynkach światowych ok. 450 dolarów za tonę⁶². Dostawy ropy naftowej były zwolnione z rosyjskich ceł eksportowych na mocy porozumienia o unii celnej. Sprowadzana z Rosji ropa była przetwarzana w białoruskich rafineriach w Mozyrzu i Nowopołocku, a otrzymane produkty naftowe sprzedawano do państw UE.

Wiosną 2006 roku Rosja podjęła działania mające na celu przejęcie udziałów w białoruskich przedsiębiorstwach energetycznych – przede wszystkim w firmie Bieltransgaz. Dążyła też do ograniczenia kosztów ekonomicznego subsydiowania Białorusi, której sprzedawała surowce energetyczne po zaniżonych cenach i udzielała preferencji handlowych na obrót nimi⁶³.

31 grudnia 2006 roku rosyjskie władze podpisały z Mińskiem pakiet porozumień gwarantujących dostawy gazu na Białoruś w latach 2007–2011. W 2007 roku Białoruś miała płacić 100 dolarów za 1000 m sześć. gazu, natomiast od 2008 roku obowiązywać ma cena gazu ustalana według formuły takiej jak dla europejskich klientów, z odliczeniem kosztów transportu do granicy z Unią Europejską. Ponadto ustalono, że przez pięć lat Gazprom będzie płacił 1,45 dolarów za tranzyt 1000 m sześć. swojego surowca na odległość 100 km. Dotyczy to surowca transportowanego siecią rur białoruskiej firmy Bieltransgaz. Podpisano również protokół o zakupie przez Gazprom 50% akcji firmy Bieltransgaz⁶⁴.

18 maja 2007 roku w Mińsku przedstawiciele Gazpromu i Państwowego Komitetu Skarbu Państwa Białorusi podpisali umowę o sukcesywnej sprzedaży w latach 2007–2010 50% Bieltransgazu rosyjskiemu koncernowi. Przez cztery lata koncern ma kupować po 12,5% akcji białoruskiej firmy za sumę 625 mln dolarów za każdy pakiet, co w sumie do 2010 roku ma kosztować 2,5 mld dolarów. Strony podpisały także aneks do protokołu z 31

⁶² R. Sadowski, *Wstrzymanie tranzytu rosyjskiej ropy ropoci giem Dru ba*, „Komentarze OSW”, 10 stycznia 2007; A. Eberhardt, *Konsekwencje rosyjsko-białoruskiego sporu energetycznego*, „Biuletyn PISM”, 18 stycznia 2007; R. Darski, E. Paszyc, I. Wiśniewska, W. Konończuk, *Kolejna odłona konfliktu między Białorusią i Rosją*, „Tydzień na Wschodzie”, OSW, 18 kwietnia 2007, s. 2–4.

⁶³ Por. A. Eberhardt, *Problematyka energetyczna w stosunkach Federacji Rosyjskiej i Republiki Białorusi*, [w:] *Geopolityka...*, s. 88 i nast.

⁶⁴ A. Kublik, *Gazprom zdobył Białoruś*, „Gazeta Wyborcza” 2 stycznia 2007; por. R. Lindner, *Blokkaden der „Freundschaft”. Der Russland-Belarus-Konflikt als Zeitenwende im postsowjetischen Raum*, „SWP-Aktuell”, Januar 2007, <http://www.swp-berlin.org>.

grudnia 2006 roku o utworzeniu na bazie Bieltransgazu wspólnego przedsiębiorstwa oraz o dostawach i tranzycie gazu przez Białoruś. Przewiduje on stopniowe podwyższanie marży hurtowej ceny gazu sprzedawanego przez Białtransgaz białoruskim odbiorcom, a także zobowiązanie Białorusi, że nie wprowadzi w spółce prawa „złotej akcji”⁶⁵. Eksperti podkreślają, że Białoruś nie zrezygnuje z przesunięcia w czasie ostatecznego przejęcia pakietu połowy akcji przez Gazprom, ponieważ utrata kontroli nad przedsiębiorstwem postrzegana jest przez Mińsk jako zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego państwa.

W następstwie braku grudniowego porozumienia w sferze naftowej z Rosją, Białoruś od 1 stycznia 2007 roku wprowadziła podatek od transportowanej przez jej terytorium rosyjskiej ropy w wysokości 45 dolarów za tonę. W związku z tym, że Transneft odmówił płacenia narzuconego podatku, Białoruś zaczęła konfiskować transportowaną ropę na poczet niezapłaconych opłat. Z tego powodu Rosja wstrzymała w nocy z 7 na 8 stycznia tranzyt ropy przez Białoruś.

Białoruś usiłowała wykorzystać zależność Rosji od tranzytu ropy przez swoje terytorium i liczyła na wzrastającą presję kontrahentów europejskich na Moskwę. Z kolei Rosja starała się przeciągnąć rozmowy, aby wykorzystać pełną zależność Białorusi od dostaw rosyjskiej ropy, której brak przynosił straty całej gospodarce białoruskiej. Wkrótce jednak poinformowano o wprowadzeniu rosyjskiego cła eksportowego w wysokości 53 dolarów na ropę sprzedawaną Białorusi, a także o porozumieniu, zgodnie z którym większość wpływów ze sprzedaży przez Białoruś produktów naftowych transferowanych będzie do Rosji. Białoruskie cła eksportowe pobrane w 2007 roku miały być podzielone w proporcji 70:30, w kolejnych latach 80:20 i 85:15⁶⁶.

Należy podkreślić, że Rosja dąży nie tylko do utrzymania monopolu na dostawę surowców energetycznych dla Białorusi i Ukrainy, ale także do zmniejszenia zależności od tranzytu nośników energii przez terytoria tych państw.

W strategiczne plany Kremla zmierzające do maksymalnego ograniczenia zależności rosyjskiego eksportu od tranzytu przez państwa ościennie

⁶⁵ *Rosja i Białoruś porozumiały się co do sprzedaży akcji Bieltransgazu*, „Tydzień na Wschodzie” 2007, nr 11, OSW, s. 13.

⁶⁶ R. Sadowski, *Wstrzymanie tranzytu rosyjskiej ropy ropoci giem dru ba*, „Komentarze OSW”, 10 stycznia 2007; por. K. Mildner, *op. cit.*; F. Garbe, *Energische Integration? Russlands Energiekonflikt mit Belarus*, „Osteuropa” 2007, nr 4, s. 65–75; W. Konończuk, *op. cit.*; H. Timmermann, *Die Energiekrieg Russland-Belarus: Ursachen und Folgen*, [w:] *Energieversorgung als sicherheitspolitische Herausforderung*, hrsg. R. C. Meier-Walser, „Berichte&Studien” 2007, nr 88, s. 153–162; A. Eberhardt, *op. cit.*

wpisuje się również planowany ropociąg Unecza–Primorsk. 18 maja 2007 roku premier Michaił Fradkow podpisał rozporządzenie zlecające Ministerstwu Przemysłu i Energetyki oraz Transnef i przygotowanie dokumentacji niezbędnej do budowy ropociągu z Uneczy do portu w Primorsku, skąd ropa byłaby dalej transportowana tankowcami (druga nitka Bałtyckiego Systemu Rurociągowego – BTS-2). Z inicjatywą przedsięwzięcia wystąpił koncern Transnef, gdy po wprowadzeniu przez Białoruś cła na tranzyt rosyjskiej ropy, na kilka dni został wstrzymany jej przesył na zachód rurociągiem Drużba.

Reasumując należy stwierdzić, że Białoruś i Ukraina jako kraje tranzytowe rosyjskich nośników energii są nadal ważne⁶⁷, ponieważ w dającej się przewidzieć perspektywie FR może wprowadzić ograniczy wielkość tranzytu, ale nie może w pełni zrezygnować z przesyłania przez te kraje surowców energetycznych.

Rosyjska polityka wobec **Mołdowy** kształtowana jest podobnie jak wobec Ukrainy i Białorusi. Problemem Mołdowy pozostaje uzależnienie od dostaw surowców energetycznych, głównie z Rosji oraz zadłużenie sektora energetycznego – w szczególności zobowiązania wobec Gazpromu. W lipcu 1999 roku Gazpromowi udało się przejąć za długi 50% i jedną akcję Moldovagazu, przedsiębiorstwa zarządzającego systemem gazowym kraju oraz kontrolującego tranzyt rosyjskiego gazu przez terytorium Mołdowaskie na Bałkany (około 20 mld m sześć. rocznie). Natomiast w sierpniu Mołdowa przekazała Gazpromowi pozostałą część swoich udziałów w spółce (36%), starając się zmniejszyć zadłużenie państwa wobec rosyjskiego dostawcy.

W końcu 2005 roku Gazprom ogłosił podwyżkę cen gazu dla Mołdowai z 80 do 110 dolarów za 1000 m sześć. Mołdowa odmówiła płacenia nowej ceny, co na początku 2006 roku doprowadziło do wstrzymania dostaw przez rosyjski koncern. Kryzys gazowy zakończył się w połowie stycznia 2006 roku, nowa cen surowca została ustalona na poziomie 110 dolarów za 1000 m sześć. w pierwszym półroczu 2006 roku, po czym wzrosła do poziomu 160 dolarów. Na początku 2007 roku cena wzrosła do 170 dolarów, ustalono też, że w ciągu najbliższych lat osiągnie poziom europejski. W zamian za wprowadzenie okresu przejściowego Gazprom uzyskał m.in. zwiększenie udziałów w Moldovagazie do 63,4%, przejął dwie elektrociepłownie oraz kontrolę nad liniami energetycznymi, którymi można eks-

⁶⁷ G. Gromadzki, W. Konończuk, *Energetyczna gra. Ukraina, Mołdowa i Białoruś między Unią a Rosją*, Warszawa 2007, s. 21.

portowa energię elektryczną na Bałkany. W rezultacie rosyjski koncern kontroluje zarówno sieć dystrybucji oraz tranzytu gazu, jak i ważne aktywa w sektorze energii elektrycznej⁶⁸.

R. Götz podkreśla, że Rosja jest przez wielu zachodnich obserwatorów przedstawiana jako kraj, który może wykorzystywać bądź wykorzystuje eksport surowców energetycznych do celów politycznych, jako broń strategiczną. Jednakże w opinii Götza takie działania, jak zmniejszanie dostaw, przerwy w dostawach czy też przejmowanie infrastruktury przesyłowej w krajach WNP przez rosyjskie koncerny, nie powinno być ujmowane wyłącznie w kategoriach posunięć politycznych, ponieważ przyświecają im również cele ekonomiczne. Przykładowo, działania mające na celu podwyżkę cen gazu dla Białorusi i Armenii, a więc najwierniejszych partnerów Rosji, mogą wskazywać na to, w jakiej mierze jest upolityczniony rosyjski eksport nośników energii⁶⁹. Rosyjskie koncerny muszą się zachowywać tak, jak inne przedsiębiorstwa operujące na rynku światowym. Podobnie jak one, także koncerny rosyjskie muszą być zorientowane na maksymalizację zysku i ekspansję za granicą.

3.4. Ekspansja energetyczna Rosji w Europie Środkowej i Południowo-Wschodniej oraz w Azji Południowo-Wschodniej

3.4.1. Europa Środkowa i Południowo-Wschodnia w polityce energetycznej Rosji

Priorytetem polityki naftowo-gazowej Rosji w krajach Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej jest zachowanie kontroli nad najważniejszymi dla rosyjskiego eksportu trasami tranzytowymi w regionie – głównie rurociągami w Słowacji, Bułgarii i Rumunii, oraz utrzymanie na rynkach tych państw pozycji największego lub wyłącznego dostawcy surowców energetycznych. Istotnym czynnikiem była również chęć przeciwdziałania dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia tych krajów w nośniki energii. Świadczą o tym m.in. przejścia przez firmy rosyjskie niektórych spółek z krajów środkowoeuropejskich, np. wygrany w lutym 2006 roku przez koncern Rosneft

⁶⁸ *Ibidem*, s. 22, 27.

⁶⁹ R. Götz, *Energietransit von Russland durch die Ukraine und Belarus. Ein Risiko für die europäische Energiesicherheit?*, „SWP-Studie”, Dezember 2006, <http://www.swp-berlin.org>.

przetarg na przejęcie należących dotąd do Jukosu 49% akcji słowackiego Transpetrolu, kontrolującego naftowe rurociągi tranzytowe⁷⁰. Ponadto Rosja stara się wchodzić na lokalne rynki naftowo-gazowe, kupując udziały w firmach, które zajmują się sprzedażą, tranzytem, dystrybucją bądź przetwórstwem surowców⁷¹.

Jednym z elementów rosyjskiej ekspansji w sektorze gazowym jest wzmocnienie pozycji Gazpromu na rynku europejskim jako najważniejszego eksportera surowca oraz znaczącego inwestora⁷². Gazprom prolongował kontrakty z największymi stałymi kontrahentami (Niemcami, Włochami, Francją i Austrią). Dzięki nowym porozumieniom z Gazpromem, firmy-córki monopolisty lub spółki z jego udziałem zawarły bezpośrednie umowy na dostawy gazu dla dużych odbiorców przemysłowych w Europie (m.in. Niemcy, Czechy)⁷³.

Tabela 3.9. Wielkość eksportu gazu z Rosji do wybranych państw europejskich (2004)

Odbiorca	Import w mld m sześć.	Udział w ogólnym imporcie
Węgry	9,3	85%
Słowacja	5,8	80%
Austria	6,0	77%
Czechy	6,8	69%
Polska	6,3	69%
Niemcy	37,3	41%
Serbia	2,3	100%
Bułgaria	3,1	100%
Rumunia	4,1	70%

Źródło: A. Heinrich, *Gazprom – ein verlässlicher Partner für die europäische Energieversorgung?*, „Russlandanalysen” 2006, nr 97, s. 6, <http://www.russlandanalysen.de/content/media/Russlandanalysen97.pdf>.

Latem 2006 roku Gazprom wszedł na rynek węgierski. Niemiecki koncern E.ON odstąpił rosyjskiemu monopolistcie prawie połowę udziałów w węgierskich firmach, które zajmują się eksploatacją magazynów i han-

⁷⁰ M. Menkiszak, P. Bukalska, M. Bocian, E. Paszyc, *Rosja aktywizuje politykę wobec państw Europy rodkowej*, „Komentarze OSW”, 9 marca 2006.

⁷¹ E. Paszyc, *op. cit.*, s. 19, 26; por. F. Kazin, *Globalna strategia Gazpromu a narodowe interesy Rosji*, „Polski Przegląd Dyplomatyczny” 2006, nr 1, s. 85–103.

⁷² A. Łoskot-Strachota, *op. cit.*, s. 7–9.

⁷³ Szerzej: E. Paszyc, *op. cit.*

dlem hurtowym gazem ziemnym. Ponadto Gazprom otrzymał 25% udziałów plus jedną akcję w spółce E.ON Hungaria zajmującej się dystrybucją gazu i energii elektrycznej⁷⁴. W październiku 2006 roku prezydent Putin zadeklarował zdecydowane poparcie dla przedłużenia gazociągu Błękitny Potok i uczynienia z Węgier centrum sprzedaży rosyjskiego gazu w Europie.

Kolejnym krokiem Gazpromu w realizacji strategii koncernu wchodzenia na rynki europejskie w charakterze bezpośredniego dostawcy jest podpisany 4 kwietnia 2007 roku długoterminowy kontrakt z rumuńską spółką Conef na dostawy gazu w latach 2010–2030 (łącznie wielkość dostaw w tym okresie wyniesie około 42 mld m sześć.). Kontrakt ten zapewnia Gazpromowi dostęp do rumuńskiego rynku wewnętrznego. Dotychczas rosyjski koncern dostarczał surowiec na rynek rumuński za pośrednictwem firmy WIEH – spółki Gazpromu i Wintershall (spółki-córki niemieckiego koncernu BASF)⁷⁵.

W politykę umacniania bezpośredniej obecności rosyjskiego monopolisty na rynkach państw europejskich wpisuje się również memorandum o wzajemnym porozumieniu Gazpromu i ÖMV AG, podpisane 23 maja 2007 roku przy okazji wizyty Putina w Austrii, które potwierdzało zamiar rozszerzenia współpracy dwustronnej, w tym uczestnictwa rosyjskiego koncernu w spółce Central European Gas Hub w Baumgarten (stąd gaz płynie do Austrii, Włoch, Niemiec, Szwajcarii i na Węgry). 25 stycznia 2008 roku Gazprom i ÖMV AG podpisały umowę, na podstawie której Gazprom ma przejąć 50% udziałów w hubie. Przejęcie 50% udziałów w Baumgarten oznacza dla Gazpromu możliwość współzarządzania dystrybucją gazu płynącego przez Europę środkową, a także współdecydowania o dostawach surowca, który jest potencjalnym konkurentem⁷⁶.

Odbiorcą i krajem tranzytowym dla rosyjskiego gazu jest Polska. W latach 90. XX wieku zainteresowaniem Rosji i Polski cieszył się projekt Gazociągu Jamalskiego. Szlak miał docelowo składać się z dwóch nitek o łącznej przepustowości ponad 60 mld m sześć. rocznie, zapewniających dostawy gazu głównie na rynek polski i niemiecki⁷⁷.

25 sierpnia 1993 roku podpisano w Warszawie porozumienie między rządem polskim a rosyjskim o budowie systemu gazociągów dla tranzytu

⁷⁴ A. Kublik, *Europa otwiera się na Gazprom*, „Gazeta Wyborcza”, 17 listopada 2006.

⁷⁵ „Tydzień na Wschodzie”, OSW, 18 kwietnia 2007, s. 7.

⁷⁶ „Tydzień na Wschodzie”, OSW, 20 lutego 2008, s. 10.

⁷⁷ A. Łoskot, *Bezpieczeństwo dostaw rosyjskiego gazu do UE – kwestia polskie infrastrukturalnych*, „Punkt Widzenia” OSW, luty 2005.

gazu rosyjskiego przez terytorium Polski i dostawach rosyjskiego gazu do Polski. W umowie strona rosyjska zapewniła stopniowe zwiększanie wielkości dostaw gazu ziemnego do Polski w ramach budowanego systemu gazociągów tranzytowych do poziomu 14 mld m sześć. rocznie w 2010 roku. W 1999 roku zakończono budowę pierwszej nitki gazociągu o docelowej przepustowości 30 mld m sześć. 12 lutego 2003 roku podpisano Protokół Dodatkowy wraz z dwoma załącznikami. W jego wyniku Polska uzyskała zmniejszenie z Rosji dostaw w stosunku do podpisanego kontraktu: w 2005 roku o 3,560 mld m sześć., w 2010 roku o 5,440 mld m sześć. i w 2020 roku o 4,440 mld m sześć. gazu ziemnego.

Budowa drugiej nitki Gazociągu Jamalskiego (tzw. Jamał II) nie została rozpoczęta z powodu zmiany rosyjskich priorytetów, tj. realizacji projektu Gazociągu Północnego. 3 grudnia 2005 roku rząd rosyjski zaproponował stronie polskiej przyłączenie się do niemiecko-rosyjskiego projektu Gazociągu Północnego.

Wiele kontrowersji wzbudziły działania Gazpromu, który pod koniec 2006 roku zaczął wyraźnie dążyć do przejęcia kontroli nad spółką EuroPolGaz, operatora polskiego odcinka Gazociągu Jamalskiego. Od dłuższego czasu polityka Gazpromu, jednego z udziałowców EuroPolGazu, wskazywała na plany uzyskania za pomocą instrumentów prawnofinansowych kontroli nad tym szlakiem przesyłowym.

Rosja zmierza do maksymalnego ograniczenia zależności eksportu od tranzytu przez państwa ościenne oraz zwiększania kontroli nad dostawami surowców energetycznych. Osiągnięciu tych celów służy rozbudowa systemu przesyłowego ropy naftowej i gazu ziemnego.

Szczególne znaczenie ma dla Rosji wspomniany już projekt **Gazociągu Północnego**. Początki przedsięwzięcia sięgają drugiej połowy lat 90. ubiegłego wieku. W 1997 roku Gazprom i fiński koncern energetyczny Fortum powołały spółkę joint venture North Transgas Oy, której zadaniem było przygotowanie alternatywnych szlaków transportu rosyjskiego gazu do Europy Zachodniej. W 1999 roku zakończono prace studyjne nad możliwością wykonania North Transgas Project. Z przeprowadzonych badań wynikało, że największą szansę na realizację ma projekt gazociągu podmorskiego. W kwietniu 2001 roku Gazprom i Fortum porozumiały się w sprawie opracowania analizy opłacalności projektu. W listopadzie 2002 roku w Gazpromie podjęto decyzję o przejściu projektu do fazy realizacji.

W listopadzie 2002 roku szef Gazpromu Aleksiej Miller odbył serię spotkań z europejskimi politykami i szefami koncernów energetycznych. Celem tych zabiegów było zwiększenie zainteresowania projektem poten-

cyjnych inwestorów i odbiorców⁷⁸. 3 grudnia 2002 roku w siedzibie Gazpromu dokonano prezentacji nowego strategicznego projektu tego koncernu: Gazociągu Północnego. Początek realizacji planowano na rok 2006, a koniec w 2010 roku. Projekt zakładał, że w pierwszym etapie gazociąg będzie transportował gaz ze złóż w Nadym-Pur (Tazowski rejon w Jamalo-Nienieckim Okręgu Autonomicznym), a następnie ze złóż Sztokmanowskich. Miasta Wyborg i Greifswald miały być punktami łączącymi część podmorską gazociągu.

W czerwcu 2003 roku prezydent Putin i premier Tony Blair podpisali memorandum dotyczące ewentualnego udziału Wielkiej Brytanii w NEGP (przez terytorium Niemiec i Holandii gazociąg dochodziłby do Bacton w Wielkiej Brytanii)⁷⁹. Z kolei podczas szczytu niemiecko-rosyjskiego w Jekaterynburgu w październiku 2003 roku, kanclerz Schröder zasugerował, że Niemcy udzielą poparcia dla realizacji projektu. W październiku 2003 roku podczas wizyty w Moskwie francuskiego premiera Raffarina, strona rosyjska zaproponowała, aby również Gaz de France wziął udział w budowie NEGP⁸⁰.

W Hanowerze 11 kwietnia 2005 roku w obecności kanclerza Schrödera i prezydenta Putina, Gazprom i BASF podpisały *Memorandum of Understanding*, na mocy którego rosyjski koncern zwiększał swoje udziały w Wingas GmbH z 35% do 50% minus jedna akcja, a Wingas uzyskiwał prawo do uczestnictwa w modernizacji i eksploatacji złóż Jużnoruskoje oraz zapewnił włączenie gazu z magistrali NEGP do sieci gazociągów niemieckich.

8 września 2005 roku, także w obecności Putina i Schrödera, niemieckie koncerny BASF i E.ON podpisały z Gazpromem umowę dotyczącą budowy Gazociągu Północnego⁸¹ z Wyborga do Greifswald. Budowę i eksploatacją gazociągu po dnie Bałtyku miała się zająć zarejestrowana w Szwajcarii spółka North European Gas Pipeline Company (NEGPC). Pakiet kontrolny, tzn. 51% akcji w tej spółce miał należeć do Gazpromu, a reszta miała być równo podzielona między BASF i E.ON/Ruhrgas. W założeniu gazociąg ma się składać z dwóch nitek o łącznej przepustowości 55 mld m sześć. gazu rocznie. Pierwszą nitkę, o przepustowości 27,5 mld m sześć., planowano oddać do eksploatacji w 2010 roku. Kontrowersje wzbudziła jednak polityka personalna spółki, ponieważ na prezesa Rady Nadzorczej powołano

⁷⁸ A. Wasilewski, *op. cit.*, s. 100.

⁷⁹ R. Tarnogórski, *Gazociąg Północny. Aspekty prawne*, „Polski Przegląd Dyplomatyczny” 2006, nr 1, s. 73–74.

⁸⁰ A. Wasilewski, *op. cit.*, s. 97–104.

⁸¹ Zob. R. Götz, *Die Ostseegaspipeline. Instrument der Versorgungssicherheit oder politisches Druckmittel?*, „SWP-Aktuell”, September 2005, <http://www.swp-berlin.org>.

Schrödera, natomiast jej dyrektorem wykonawczym został Matthias Warnig, przewodniczący Rady Dyrektorów rosyjskiej filii Dresdner Banku.

6 listopada 2007 roku podczas wizyty holenderskiego premiera Jana Petera Balkenendego w Rosji, Gazprom i holenderski koncern Gasunie podpisali umowę w sprawie udziału Holandii w budowie Gazociągu Północnego, co wiąże się z planem przedłużenia gazociągu do Holandii i Wielkiej Brytanii. Zgodnie z umową Gazprom zachował pakiet kontrolny, tj. 51% udziałów, natomiast spółki BASF i E.ON zmniejszyły swój udział do 20%, a koncern Gasunie otrzymał 9% udziałów. Przystąpienie Holandii do projektu wynika z chęci zagwarantowania sobie dostaw rosyjskiego gazu ziemnego i wzmocnienia pozycji tego państwa na europejskim rynku energetycznym.

Gazociąg Północny służy geostrategicznym interesom Rosji, ponieważ umożliwia dywersyfikację kierunków eksportu gazu ziemnego. Gazociąg ominie kraje tranzytowe: Ukrainę, Białoruś i Polskę, a to z kolei oznacza będzie uwolnienie Gazpromu od konieczności opłat tranzytowych. Ponadto Gazprom nie będzie musiał tracić czasu na długotrwałe negocjacje taryfowe z państwami, przez które biegnie gazociąg, ani obawia się wstrzymania tranzytu. W założeniach Gazpromu wyeliminowanie pośredników i państw tranzytowych w transporcie gazu pozwoli na utrzymanie opłacalności projektu. Istotne jest również znaczenie eksportu gazu dla rosyjskiej gospodarki przy szacowanym wzroście zapotrzebowania na ten surowiec w krajach UE.

W relacjach bilateralnych z Polską strona rosyjska kilkakrotnie podkreślała, że Gazociąg Północny służy interesom całej Unii Europejskiej, gdyż zmniejsza ryzyko zakłóceń dostaw surowca wskutek uwolnienia się od niepewnych krajów tranzytowych. Jednakże dla Polski realizacja projektu Gazociągu Północnego jest niekorzystna, ponieważ zmarginalizuje jej rolę w transzycie rosyjskiego gazu do Europy Zachodniej. Eksperci podkreślają, że realizacja tego projektu osłabi w znaczący sposób bezpieczeństwo energetyczne Polski, ponieważ Rosja w każdej chwili będzie mogła zamknąć dostawy gazu do Polski, nie przerywając jego dopływu do krajów zachodnioeuropejskich. Ponadto budowa Gazociągu Północnego oznacza *de facto* rezygnację Rosji z projektu drugiej nitki Gazociągu Jamalskiego.

Do dywersyfikacji szlaków eksportu błękitnego paliwa z Rosji powinien się przyczynić również gazociąg **South Stream**. 22 listopada 2007 roku koncerny Eni i Gazprom w obecności Putina i premiera Włoch Romano Prodiego podpisały w Moskwie aneks do memorandum (z czerwca 2007 roku) w sprawie budowy gazociągu przez Morze Czarne. Memorandum dotyczy

powołania spółki, która ma opracować ekonomiczno-techniczne studium wykonalności gazociągu. Planowany gazociąg będzie transportował 30 mld m sześć. gazu z Rosji do Bułgarii, gdzie ma się on rozwidła – odnogą na północ popłynie gaz przez Rumunię oraz Węgry do Czech i Austrii, a południową, przez Grecję do Włoch. Wstępne koszty realizacji projektu szacuje się na 10–14 mld dolarów, dostawy gazu przez ten gazociąg miałyby się rozpocząć w 2013 roku.

Podczas wizyty Putina w Bułgarii 18 stycznia 2008 roku podpisane zostało porozumienie dotyczące jej udziału w projekcie gazociągu południowego. Koszt budowy gazociągu na bułgarskim odcinku szacuje się na około 1,4 mld euro, a po zakończeniu inwestycji Bułgaria będzie otrzymywała rocznie około 300 mln dolarów tytułem opłat tranzytowych. W opinii części ekspertów porozumienie z uwagi na ogólny charakter nie przesądza o realizacji rosyjskich planów, jednakże może mieć znaczenie dla blokowania projektu gazociągu Nabucco, popieranego przez UE. Ponadto zawarte porozumienie ma charakter nacisku na Ukrainę, ponieważ gazociąg południowy ma częściowo zastąpić gazociągi biegnące przez terytorium Ukrainy⁸².

25 stycznia 2008 roku Rosja i Serbia podpisały porozumienie o budowie na terytorium Serbii odcinka gazociągu South Stream przez rosyjski Gazpromexport i serbski Srbijagas. Jego przepustowość wyniesie 10 mld m sześć. i będzie on wykorzystywany do transportu gazu do Chorwacji, Albanii i Grecji. Realizacja tego przedsięwzięcia daje Rosji możliwość dominacji na europejskim rynku⁸³. Natomiast 28 lutego 2008 roku Rosja i Węgry podpisały porozumienie międzyrządowe o współpracy w budowie węgierskiego odcinka gazociągu South Stream. Porozumienie przewiduje budowę na Węgrzech odcinka gazociągu o przepustowości około 10 mld m sześć. rocznie i utworzenia dwóch podziemnych zbiorników gazu o łącznej pojemności ok. 1 mld m sześć. W ramach porozumienia planuje się utworzenie spółki, której udziałowcami będą Gazprom oraz węgierskie Ministerstwo Gospodarki (po 50% udziałów) reprezentowane przez Węgierski Bank Inwestycyjny. Porozumienie ma charakter propagandowy i nie przesądza o realizacji projektu. Należy jednak podkreślić, że decyzja Węgieł o przyłączeniu się do projektu South Stream stawia pod znakiem zapytania wspólną politykę energetyczną UE.

⁸² M. Kaczmarek, *Powrót Rosji na Bałkany?*, „BEST”, OSW, 24 stycznia 2008, s. 2–4; por. I. Tomberg, *South Stream: EU hängt am Energie-Tropf Russlands*, <http://de.rian.ru/analysis/20080123/97610048.html>.

⁸³ *Serbska energetyka pod kontrola Rosjan?*, „BEST”, OSW, 30 stycznia 2008, s. 2–4.

Nowy gazociąg miałby przyczyni się do ograniczenia zależności Rosji od państw tranzytowych. Omijałby nie tylko terytorium Ukrainy, ale także Turcji. Realizacja tego projektu nie dopuściłaby do uczynienia z Turcji ważnego państwa tranzytowego dla rosyjskiego gazu. Urzeczywistnienie projektu zmniejszałoby zapotrzebowanie na nierosyjski gaz w tej części Europy i zredukowało szanse realizacji gazociągów konkurencyjnych⁸⁴.

Kolejnym ważnym celem Rosji jest stworzenie nowego szlaku przesyłu ropy naftowej, omijającego zatłoczone cieśniny tureckie. 15 marca 2007 roku została podpisana umowa między Rosją, Bułgarią i Grecją o budowie ropociągu **Burgas–Aleksandruopolis** o długości 285 km. Na mocy porozumienia, operatorem rurociągu i podmiotem odpowiedzialnym za zaopatrzenie będzie Transneft. W styczniu 2008 roku Bułgaria, Grecja i Rosja podpisały porozumienie o powołaniu spółki, która wybuduje ropociąg łączący Port Burgas z Aleksandruopolis. W spółce Rosja ma posiadać 51%, a Bułgaria i Grecja po 24,5%. Koszt budowy bułgarskiego odcinka wyniesie 227 mln euro. Rurociąg transbałkański ma powstać do 2010 roku i umożliwi eksport 35–50 mln ton ropy naftowej z Rosji i Kazachstanu dostarczonej przez Morze Czarne tankowcami.

Kontrolowany przez Rosjan rurociąg transbałkański będzie stanowił konkurencję dla kaukaskiego ropociągu Baku–Tbilisi–Ceyhan, popieranego przez USA. Ponadto uruchomienie połączenia utrudni realizację innych bałkańskich projektów dotyczących transportu kazaskiej ropy konkurencyjnymi rurociągami⁸⁵.

3.4.2. Kwestia ekspansji energetycznej Rosji w państwach Azji Południowo-Wschodniej

Dla Rosji rynek Azji Południowo-Wschodniej jest ważny z następujących powodów⁸⁶: zagospodarowanie zasobów Syberii Wschodniej i na Dalekim Wschodzie zaktywizowałoby rozwój gospodarczy tych regionów; realizuje projekt dywersyfikacji kierunków dostaw nośników energii oraz wzrastające zapotrzebowanie na surowce energetyczne w Chinach, uwarunkowane dynamicznie rozwijającą się gospodarką.

⁸⁴ A. Łoskot-Strachota, *South Stream: nowy projekt, stare cele*, „BEST”, OSW, 27 czerwca 2008, s. 5–7.

⁸⁵ E. Wyciszkievicz, *Zaangażowanie energetyczne Rosji na Bałkanach – implikacje dla Polski*, „Biuletyn PISM”, 23 marca 2007, s. 1–2; A. Łomanowski, B. Musiałowicz, *op. cit.*, s. 21; A. Jarosiewicz, A. Łoskot-Strachota, *Burgas-Aleksandruopolis a ropa kazaska*, „BEST”, OSW, 21 marca 2007, s. 2–4.

⁸⁶ E. Paszyc, *op. cit.*, s. 21–22.

Pozycję Rosji na tym rynku wzmacnia zainteresowanie Chin, Japonii i Korei Południowej dostępem do zasobów energetycznych we Wschodniej Syberii i na rosyjskim Dalekim Wschodzie. Ponadto Rosja traktowana jest jako alternatywny wobec krajów Bliskiego Wschodu dostawca surowców energetycznych. Obecnie rozwój współpracy energetycznej Rosji uniemożliwia brak rurociągów, które mogłyby transportować rosyjskie nośniki energii do Azji Południowo-Wschodniej. Przykładowo, do Chin w 2004 roku dostarczono kolejną 5–6 mln ton ropy, natomiast w 2007 około 30 mln ton⁸⁷.

Początków planowanego rozwoju współpracy z krajami azjatyckimi, mającej na celu budowę szlaku transportowego rosyjskich surowców energetycznych upatruje się w planach Jukosu dotyczących budowy rurociągu z Angarska, we wschodniej Syberii, do Daqing, terminalu w północnych Chinach, którego przepustowość planowano na 400 tys. baryłek dziennie. Koncern CNPC zgodził się wówczas wybudować odcinek rurociągu biegnący od granicy rosyjsko-chińskiej do Daqing. W tym miejscu należy podkreślić, że główną kwestią sporną w sprawie planowanego rurociągu dalekowschodniego był jego przebieg. W listopadzie 2002 roku prezydent Putin opowiedział się za wariantem prowadzącym do Nachodki, rosyjskiego portu nad Pacyfikiem. Natomiast w lutym 2003 roku Chodorkowski zagroził, że jeśli ropociąg zostanie poprowadzony do Nachodki, Jukos nie będzie dostarczał do niego ropy. Na początku maja 2003 roku premier Kasjanow opowiedział się więc za wariantem wiodącym do Daqing, a kilkanaście dni później Jukos sfinalizował porozumienie dotyczące budowy rurociągu Angarsk–Daqing, które formalnie poparł Putin i Hu Jintao⁸⁸. Jednakże po aresztowaniu latem 2003 roku prezesa Jukosu, Chodorkowskiego, porozumienie zostało anulowane.

W lipcu 2003 roku Japonia zaoferowała Moskwie pakiet finansowy na budowę rurociągu z Angarska do Nachodki. Oferta wynosiła 7 mld dolarów na budowę ropociągu i 5 mld dolarów na eksploatację zasobów Wschodniej Syberii. Jednakże w 2004 roku Transnief zaproponował nową koncepcję trasy, biegnącej z Tajszet do Nachodki, korzystniejszą ze względu na mniej szkodliwy wpływ na środowisko naturalne. Niejasna pozostawała kwestia ewentualnej nitki do Chin. Projektowana przepustowość rurociągu do Nachodki wynosi 588 mln baryłek ropy rocznie, natomiast szacowane koszty przedsięwzięcia wahają się w granicach 11,4–15 mld dolarów.

⁸⁷ A. Bryc, *op. cit.*, s. 32.

⁸⁸ Por. M. P. Amineh, *Die Politik der USA, der EU und Chinas in Zentralasien*, s. 5, <http://www.welt-politik.net/Regionen/Russland%20und%20Zentralasien/Zentralasien/Analysen/Die%20Politik%20der%20USA,%20der%20EU%20und%20Chinas%20in%20Zentralasien.html>; R. Götz, *Russlands Erdöl und Erdgas drängt auf den Weltmarkt*, „SWP-Studie”, September 2004, <http://www.swp-berlin.org>.

W opinii części ekspertów wielkość złóż wschodniosyberyjskich jest ograniczona i nie uzasadnia budowy ropociągu o dużej przepustowości. Ocenia się, że nawet przy rozpoczęciu eksploatacji wszystkich głównych pól Syberii Wschodniej, do 2015 roku produkcja nie przekroczy 287 mln baryłek rocznie. Aby zwiększyć eksport tym rurociągiem Rosja będzie zmuszona wykorzystać złoża zachodniosyberyjskie, a to z kolei będzie wymagało budowy kolejnego rurociągu i zwiększy koszty przedsięwzięcia⁸⁹. Wprawdzie ropociąg Tajszet–Nachodka ominąłby Chiny, ale umożliwiłby Rosji ekspansję surowcową w kierunku Korei Południowej i zachodniego wybrzeża USA.

31 grudnia 2004 roku rząd rosyjski wydał rozporządzenie o jednolitym systemie transportu ropy, w którym zapowiedziano rozwój infrastruktury „Syberia Wschodnia–Ocean Spokojny”, umożliwiającej eksport surowca na rynki dalekowschodnie. Projekt budowy ropociągu z Tajszet do zatoki Pieriewożnaja⁹⁰ w pobliżu Nachodka, został następnie doprecyzowany przez ministra przemysłu i energetyki w akcie wykonawczym z 25 kwietnia 2005 roku, określającym poszczególne etapy jego realizacji. Pierwszy etap, czyli budowę odcinka o przepustowości 30 mln ton z Tajszet do Skoworodino, skąd ropa pochodząca ze złóż zachodniosyberyjskich będzie dalej transportowana koleją, zaplanowano ukończyć do 2008 roku. Drugi etap to konstrukcja odcinka Skoworodino–Pieriewożnaja o docelowej przepustowości 80 mln ton, który byłby zaopatrywany z równocześnie zagospodarowywanych złóż wschodniosyberyjskich. W 2005 roku wskutek narastania nieporozumień między Moskwą a Tokio w sprawie rurociągu oraz poprawy stosunków z Chinami, powrócił temat nitki do Chin⁹¹. We wrześniu 2005 roku prezydent Putin oświadczył, że priorytetowy charakter będzie miał szlak Tajszet–Daqing, aczkolwiek stwierdził, że obydwie trasy mogą być wybudowane równocześnie.

W dniach 21–22 marca 2006 w trakcie wizyty Putina w Chinach ogłoszono wstępne uzgodnienia dotyczące uruchomienia znaczących dostaw rosyjskiego gazu ziemnego do Chin. Ich zapleczem będą w pierwszym etapie złoża zachodniosyberyjskie (stanowiące obecnie główne źródło gazu eksportowanego do Europy), a w drugim – wschodniosyberyjskie. Pierwszy etap obejmuje budowę do 2011 roku liczącego około 3 tys. km gazocią-

⁸⁹ B. Musiałowicz, *op. cit.*, s. 65 i nast.

⁹⁰ W opinii ekspertów wariant Tajszet–Pieriewożnaja jest korzystniejszy dla Rosji, ponieważ umożliwiłyby zwiększenie liczby odbiorców surowca (Japonia, Korea Południowa, Chiny, USA). Ponadto przyspieszyłyby rozwój przemysłowy tego regionu Federacji Rosyjskiej.

⁹¹ E. Wyciszkievicz, *Perspektywy współpracy energetycznej w regionie Azji Północno-Wschodniej*, „Materiały Studialne PISM”, sierpień 2006, s. 16–18.

gu Ałtaj, łączącego zachodniosyberyjskie złoża gazu z chińskim systemem gazociągów w prowincji Xinjiang. Planowana przepustowość gazociągu wynosi 30–40 mld m sześć., a szacowany koszt 10 mld dolarów. W drugim etapie ma powstać gazociąg o analogicznej przepustowości łączący wschodniosyberyjskie złoża gazu z prowincją Heilongjian. Źródłem dla tego rurociągu mają być złoża gazu w rejonie Kowykty.

Decyzja ogłoszona przez Putina była dla wielu obserwatorów zaskoczeniem, pojawiły się spekulacje dotyczące motywów Rosji. Część ekspertów podkreślała, że Rosja chce sprzedawać coraz więcej surowców do Chin, ponieważ obawia się, że Unia Europejska uniezależni się w przyszłości od dostaw rosyjskich nośników energii. Podkreślano, że marcowy wyjazd rosyjskiego prezydenta w Chinach wpisywała się w zarysowany pod koniec 2005 roku cel związany ze zdobyciem przez Rosję pozycji światowego lidera energetycznego oraz stanowiła formę demonstracji, że nacisk UE może skłonić Rosję do częściowej reorientacji eksportu surowców energetycznych z rynków europejskich na azjatyckie⁹².

Należy podkreślić, że wiele kwestii gospodarczych związanych z planowanym gazociągiem nie zostało rozwiązanych. Strony nie uzgodniły ceny gazu dostarczanego przez Rosję, albowiem porozumienie takie uniemożliwiają sprzeczne interesy Chin i Rosji. Chiny nie były gotowe płacić wysokich cen za błękitne paliwo, optowały za ustaleniem ceny gazu na podstawie cen węgla kamiennego. Kolejne problemy stanowią wysokie koszty budowy planowanego gazociągu oraz kwestie ekologiczne, ponieważ rurociąg przebiegałby przez tereny objęte ochroną.

Ekspertcy oceniają, że możliwość dostaw błękitnego paliwa do Chin będzie ograniczona ze względu na: infrastrukturę transportową, która praktycznie nie istnieje, a przygotowane plany nie są realizowane z powodu niskiej opłacalności bądź z przyczyn ekologicznych lub technicznych, oraz problem opłat za dostarczany surowiec, ponieważ Rosja uważa, że stawki są zbyt niskie. Zdecydowanie korzystniejszą przedstawia się współpraca w zakresie dostaw ropy naftowej, co wynika z chęci Rosji zagospodarowania złóż Syberii Wschodniej i Dalekiego Wschodu oraz rozbudowy infrastruktury transportowej, która w przyszłości umożliwiłaby Rosji ekspansję na rynki azjatyckie i w USA⁹³.

⁹² V. Ryshkow, *Das neue Erdgaspipeline-Projekt Russland - China löst Kritik aus*, „Russlandanalysen” 2007, nr 137, s. 9–10; M. Menkiszak, *Prezydent Putin w Chinach*, „Komentarze OSW”, 23 marca 2007; zob. R. Götz, *Europa und China im Wettstreit um Russlands Erdgas?*, „SWP-Aktuell”, April 2006, <http://www.swp-berlin.org>.

⁹³ *Rosja – wewnętrzne i zewnętrzne aspekty funkcjonowania gospodarki*, Ministerstwo Gospodarki, Departament Analiz i Prognoz, sierpień 2007, s. 60–61.

3.5. Unia Europejska w strategii i praktyce polityki energetycznej Rosji

W 2002 roku import ropy naftowej i gazu ziemnego z Rosji stanowił odpowiednio 21% i 41% ogółu importu tych surowców w krajach Unii Europejskiej. Wskaźniki te znacząco wzrosły po rozszerzeniu Unii na Wschód⁹⁴. Obecnie około 60% unijnego importu gazu pochodzi z Rosji, natomiast w przypadku ropy udział rosyjskich dostaw w ogólnym imporcie unijnym wynosi około 40%. Unia Europejska w składzie sprzed 1 maja 2004 roku sprowadzała z Rosji 17% konsumowanego błękitnego paliwa. Najwięksi konsumenci gazu w Unii przed rozszerzeniem to Niemcy – ponad 30% oraz Włochy i Francja, zależne w około 25%. Stopień uzależnienia nowych państw członkowskich UE od dostaw rosyjskiego gazu jest kilkukrotnie większy. Przeciętnie sprowadzają one z Rosji 73% swojej rocznej konsumpcji gazu, przy czym duża część nowych członków UE (Litwa, Łotwa, Estonia, Słowacja, Bułgaria) jest całkowicie uzależniona od rosyjskiego surowca. Stąd postrzeganie problemu dywersyfikacji dostaw przez obie grupy państw jest zasadniczo różne. Dla dawnych członków UE zwiększenie importu rosyjskiego gazu jest jedną z podstawowych metod zapewnienia sobie stabilnych i zróżnicowanych dostaw surowca, dla wielu z nich Rosja może stać się nowym dostawcą⁹⁵.

Podkreśla się, że zależność importowa UE w sektorze energetycznym wzrośnie w ciągu najbliższych kilku lat. Zgodnie z prognozami Komisji Europejskiej, poziom uzależnienia od importu wzrośnie w przypadku ropy z 70% do ponad 90%, natomiast gazu z 50% do 70% (do 2030 roku popyt na ropę i gaz ma rosnąć w tempie odpowiednio: 0,7% i 0,9% rocznie). Zważywszy na powyższe prognozy, wskazywano na kluczową rolę partnerstwa energetycznego z Rosją, aby zapewnić stabilne zaopatrzenie w surowce energetyczne⁹⁶.

Do czynników wzmacniających pozycję Rosji na europejskim rynku surowców energetycznych zalicza się: niestabilność polityczną na Bliskim Wschodzie; walkę z międzynarodowym terroryzmem, ponieważ może

⁹⁴ M. Bodio, *Stosunki między Unią Europejską a Federacją Rosyjską. Stan i perspektywy rozwoju*, Warszawa 2005, s. 107.

⁹⁵ A. Łoskot, *op. cit.*, s. 9, 10; A. Łoskot-Strachota, *Rosyjski gaz dla Europy*, OSW, październik 2006, s. 5, <http://www.osw.waw.pl>.

⁹⁶ *Die Energiedialog zwischen der EU und Russland*, „Europa” 2006, nr 4, s. 1; por. M. Tatarintseva, O. N. Hishow, *Die Energiestrategie der EU und die Kooperation mit Russland*, „SWP-Aktuell”, Oktober 2006, s. 3, <http://www.swp-berlin.org>; R. Götz, *Russlands Erdgas und Europas Energiesicherheit*, „SWP-Studie”, August 2007, <http://www.swp-berlin.org>.

prowadzi ona do przerw w dostawach nośników energii; wzrost popytu na gaz ziemny i ropę naftową w państwach azjatyckich – głównie w Chinach i Indiach; niestabilność cen surowców energetycznych; zmniejszające się zdolności produkcyjne w niektórych regionach (np. Morze Północne) oraz ograniczone możliwości dywersyfikacji dostaw błękitnego paliwa do Europy.

Główne interesy Rosji dotyczące europejskiego rynku są następujące:

- zagwarantowanie długotrwałych, rosnących dostaw surowców energetycznych,
- przeciwdziałanie dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia,
- rozwijanie infrastruktury przesyłowej dla rosyjskich nośników energii, zwłaszcza gazu ziemnego,
- rozszerzenie rynków zbytu, udział w procesach przekształceniowych branży energetycznej w państwach europejskich,
- zdobycie środków finansowych na inwestycje, zwłaszcza w infrastrukturę przesyłową bez możliwości wejścia na szerszą skalę inwestorów zagranicznych do rosyjskiego sektora energetycznego⁹⁷.

W celu utrzymania obecności i zwiększenie udziału rosyjskich surowców energetycznych na rynku europejskim, Rosja podjęła w ostatnich latach szereg działań, zmierzających m.in. do:

- realizacji nowych projektów eksportowych, które umożliwiłyby dywersyfikację szlaków dostaw rosyjskich surowców dotychczasowych odbiorców i wejście na nowe rynki zbytu oraz zmniejszyły zależność Rosji od krajów tranzytowych – przykładem jest Gazociąg Północny, który ma dostarczać rosyjski surowiec do Niemiec oraz na nowe rynki, m.in. do Wielkiej Brytanii,
- silniejszego wejścia do segmentu downstream (handlu detalicznego i dystrybucji) unijnego rynku ropy i gazu. Przykładem jest zawarte pod koniec września 2006 roku porozumienie dające spółkom z udziałami Gazpromu (GWH i Centrex Europe Energy & Gas AG) możliwość sprzedaży gazu na austriackim rynku detalicznym oraz próby Gazpromu wejścia na detaliczny rynek Niemiec (w zamian za udziały dla koncernów w złożu Južnorusskoje)⁹⁸.

⁹⁷ A. Bryc, *op. cit.*, s. 101–102; M. Menkiszak, *Rosja wobec Unii Europejskiej: kryzys „strategicznego partnerstwa”*, „Prace OSW”, styczeń 2006, s. 24; *Między potrzebą a uzależnieniem. Rosyjski gaz w bilansie energetycznym rozszerzonej UE*, Fundacja im. Stefana Batorego, „O przyszłości Europy. Raport 8”, grudzień 2002, s. 6.

⁹⁸ Za: A. Łoskot-Strachota, *op. cit.*, s. 9.

Współpraca energetyczna miała stać się jednym z filarów tworzącego się rosyjsko-unijnego partnerstwa strategicznego. Podczas szczytu UE–Rosja w Paryżu 30 października 2000 roku, został zainicjowany dialog energetyczny. Strony zadeklarowały chęć rozwoju współpracy energetycznej i postanowiły powołać wspólną grupę roboczą, która miała się zająć zbadaniem możliwości zwiększenia rosyjskich dostaw gazu do krajów członkowskich UE i inwestycji unijnych w rosyjskim sektorze energetycznym⁹⁹. Rok później, na szczycie w Brukseli został przyjęty dokument „Przyszły kierunek dialogu energetycznego pomiędzy Unią Europejską a Federacją Rosyjską”. Zawierał on propozycje uregulowań prawnych w zakresie handlu i transportu surowcami, bezpieczeństwa linii przesyłowych, ochrony umów długoterminowych oraz racjonalnego wykorzystania energii. Powołano Komitet Współpracy ds. Energii, w Moskwie utworzono Unijno-Rosyjskie Centrum ds. Technologii Energetycznych. Przedmiotem dialogu są następujące kwestie: kooperacja przy oszczędzaniu energii, polepszanie infrastruktury produkcji i transportu, zwiększenie zachodnioeuropejskich możliwości inwestowania w Rosji, poprawa warunków inwestycyjnych w Rosji¹⁰⁰.

Kluczowe znaczenie dla rozwoju współpracy energetycznej Unii Europejskiej i Federacji Rosyjskiej ma „Porozumienie o Karcie Energetycznej” (tzw. Karta Energetyczna), które Rosja podpisała w 1994 roku, lecz Duma dotychczas go nie ratyfikowała.

Rosja uważa Kartę i Protokół za dyskryminujące i niezgodne ze swoimi gospodarczymi interesami. Największe zastrzeżenia strony rosyjskiej budzi Protokół tranzytowy UKE. Dokument ten otwiera rynek energetyczny dla wszystkich producentów, co stwarza szanse eksportowe nowym dostawcom, a zwłaszcza kontrolowanym obecnie przez Gazprom niezależnym producentom w Rosji i państwowym środkowoazjatyckim. Jest to sprzeczne z interesami Federacji Rosyjskiej, ponieważ może prowadzić do utraty kontroli nad sieciami przesyłowymi i transportem surowców przez jej terytorium. Rosyjski monopolista gazowy nie chce udostępnić swojej sieci rurociągów konkurencyjnym producentom błękitnego paliwa, ponieważ obawia się utraty monopolu transportowego na obszarze postsowieckim.

Ponadto otwarcie rurociągów dla środkowoazjatyckich producentów pozbawiłoby Rosję skutecznego instrumentu oddziaływania na są-

⁹⁹ Zob. R. Götz, *Licht und Schatten. Die Energiepartnerschaft zwischen Russland und der EU*, „Ost-europa” 2003, nr 9–10, s. 1525–1539.

¹⁰⁰ E. Paszyc, *Polityka energetyczna Rosji*, [w:] *Kłopotliwe bogactwo – sytuacja i perspektywy sektorów ropy i gazu na obszarze byłego ZSRR*, „Prace OSW”, grudzień 2003, s. 27–29.

siednie kraje. Federacja Rosyjska stara się równoważyć swoje stanowisko ofertami kontrolowanej wymiany aktywów między korporacjami. Jednak i w tym przypadku Karta oraz Protokół są dla Rosji niewygodne, gdyż przenoszą wiele zagadnień z poziomu relacji między spółkami na relacje między rządowe. Rosja sprzeciwia się także zawartej w Protokole tzw. klauzuli regionalnej, która traktuje obszar Unii Europejskiej jako jednolity, w efekcie transport przez jakiegokolwiek państwo członkowskie nie jest uznawany za tranzyt. Federacja Rosyjska nie akceptuje również zapisu Karty, który zabrania wstrzymywania zakontraktowanych dostaw bez poprzedzającego postępowania rozjemczego¹⁰¹.

Kolejną kwestią kontrowersyjną jest tzw. prawo pierwszej odmowy, które reguluje dostęp do sieci w razie braku zdolności przesyłowej wystarczającej dla wszystkich chętnych. Według Rosji pierwszeństwo powinna uzyskać firma, która wcześniej miała dostęp, zwłaszcza gdy jest związana długoterminowymi umowami, zaś UE stoi na stanowisku, że jest to firma, która zapłaci najwięcej. Kwestię sporną stanowią także taryfy tranzytowe. Rosja jest niechętna podnoszeniu wewnętrznych stawek przesyłowych i obniżaniu opłat tranzytowych.

Ponadto Rosja domaga się włączenia do Karty kwestii wolnego handlu paliwem jądrowym. W UE proces ten jest pod nadzorem Agencji Dostaw Euratomu, ściśle przestrzegającej zasady dywersyfikacji źródeł. Rosja obawia się, że po wygaśnięciu umów z nowymi państwami członkowskimi (w 80% uzależnionymi od dostaw z Rosji, podczas gdy „stare” państwa członkowskie są uzależnione w 15%) Euratom będzie dążył do ograniczenia zamówień¹⁰².

Federacja Rosyjska zwleka z ratyfikacją Karty Energetycznej, ponieważ zależy jej nie tylko na przyciągnięciu inwestycji zagranicznych do sektora paliwowo-energetycznego, lecz także na uzyskaniu dostępu do najnowszych technologii eksploatacji i transportu nośników energii. Ponadto w interesie Rosji jest utrzymanie dominacji na rynku gazowym w Europie rodkowej i Wschodniej oraz kontroli nad szlakami tranzytowymi w byłych państwach socjalistycznych.

¹⁰¹ *Ibidem*, s. 28.

¹⁰² Za: E. Wyciszkwicz, *Traktat Karty Energetycznej i Protokół Tranzytowy w relacjach UE – Federacja Rosyjska*, „Biuletyn PISM”, 8 grudnia 2006.

Wnioski

Z przeprowadzonej powyżej analizy polityki bezpieczeństwa energetycznego Federacji Rosyjskiej (ze szczególnym uwzględnieniem gazu ziemnego i ropy naftowej) wynikają następujące wnioski ogólne:

1. Podstawą rosyjskiego sektora energetycznego jest gaz ziemny. W ciągu najbliższych kilku lat planuje się zmniejszenie jego udziału w bilansie energetycznym kraju głównie na rzecz energetyki jądrowej oraz energii odnawialnej.
2. W perspektywie średnio- i długookresowej należy liczyć się ze spadkiem wielkości rosyjskiego eksportu ropy naftowej i gazu ziemnego. Będzie on efektem rosnącego popytu na nośniki energii na rynku wewnętrznym oraz ograniczeniem możliwości pozyskiwania surowców wskutek brak modernizacji infrastruktury wydobywczej i transportowej. W rezultacie pod znakiem zapytania będzie zdolność Rosji do wywiązania się z kontraktów długoterminowych na dostawy surowców energetycznych na rynek europejski.
3. Wzrost produkcji ropy naftowej będą musiały zapewnić w przyszłości nowe projekty, lokalizowane w takich miejscach jak Syberia Wschodnia, gdzie początkowe koszty wydobycia będą znacznie wyższe niż w Syberii Zachodniej. Również z uwagi na to, że wydobycie gazu z największych złóż, jak np. Urengoj, będzie się zmniejszało, potrzebne są ogromne inwestycje na zagospodarowanie nowych złóż gazu na Półwyspie Jamalskim oraz w szelfie arktycznym.
4. Eksport nośników energii stanowi ważne narzędzie rosyjskiej polityki zagranicznej. Rosja kontroluje szlaki transportu ropy naftowej i gazu ziemnego na obszarze WNP, utrzymuje swoją dominację w państwach byłego bloku wschodniego a także kontroluje szlaki tranzytowe na tych terenach. Wzmocnieniu pozycji Rosji służą działania mające na celu włączenie błękitnego paliwa płynącego z Kazachstanu, Turkmenistanu i Uzbekistanu do kontrolowanego przez siebie systemu tranzytu i dystrybucji. Ponadto zakupy gazu w krajach Azji Centralnej stanowią jeden z elementów dywersyfikacji rosyjskiej bazy surowcowej.
5. W celu zwiększenia kontroli nad dostawami surowców energetycznych do krajów Europy Zachodniej oraz uniezależnienia się od krajów tranzytowych, Rosja zabiega o rozbudowanie i dywersyfikację infrastruktury przesyłowej.
6. Perspektywicznym kierunkiem ekspansji rosyjskich koncernów jest rynek azjatycki – przede wszystkim Chiny, co oznacza nie tylko dywersyfi-

kację tras przesyłu i środków transportu, ale również odbiorców surowców energetycznych z Rosji.

7. Unia Europejska stanowi najważniejszy i najbardziej dochodowy rynek zbytu dla rosyjskiego gazu ziemnego. Kwestią otwartą pozostaje to, czy rezerwy rosyjskiego gazu wystarczą do zaspokojenia wzrastającego w UE zapotrzebowania na ten surowiec. W perspektywie średnio- i długookresowej rozwój współpracy energetycznej UE i Rosji uzależniony jest m.in. od przyjęcia korzystnych dla obydwu stron rozwiązań dotyczących dialogu energetycznego, zwłaszcza ratyfikowania przez Rosję Karty Energetycznej.

Rozdział 4

Ryszard M. Czarny

Państwa regionu nordyckiego wobec problemu bezpieczeństwa energetycznego

Wstęp

Wraz z zakończeniem zimnej wojny zmieniła się perspektywa widzenia obszarów północnych. Wówczas uwaga była jednostronnie skoncentrowana na polityce bezpieczeństwa, obecnie zagadnienia bezpieczeństwa i suwerenności rozszerzone zostały o perspektywę rozwoju gospodarczego, ochrony środowiska, warunków życia i współpracy kulturalnej.

Dynamika rozwoju Europy Północnej ma istotne znaczenie nie tylko dla Norwegii i pozostałych państw skandynawskich, ale również dla Federacji Rosyjskiej. Na Dalekiej Północy (High North) występują olbrzymie złoża ropy oraz gazu. Współcześnie surowce energetyczne coraz częściej stanowią o potencjale siły państwa, co wiąże się z możliwością wykorzystywania ich w charakterze jednego z instrumentów prowadzonej polityki. W tym kontekście bezpieczeństwo energetyczne staje się synonimem bezpieczeństwa narodowego oraz bezpieczeństwa ekonomicznego, co rodzi szereg implikacji politycznych i ekonomicznych, tak dla poszczególnych krajów skandynawskich, jak i wzajemnej ich współpracy. Uwagę skupia na sobie istotny aktor eksploracyjnej sceny tego regionu – Federacja Rosyjska oraz jej relacje z Norwegią i pozostałymi państwami nordyckimi.

Problematyka bezpieczeństwa energetycznego państw skandynawskich sprawia szereg trudności poznawczych, wynikających z braku całościowych opracowań¹ i niedostatku publikowanych na ten temat informacji w niektórych krajach regionu (jeśli nawet są publikowane, to np. w Islandii i Finlandii jedynie w językach urzędowych). Chlubny wyjątek stanowi tu Szwecja, gdzie ciekawe badania prowadzi Instytut Badań nad Obronnością² (choć ta jednostka zajmuje się głównie analizą relacji energetycznych z Federacją Rosyjską)³.

¹ Jedynym obecnie dostępnym jest: Energy Technology Industry – A Business in Growth, NORDEN, Nordic Energy Research, Oslo, November 2007, posługujące się jednak danymi z 2004 r.

² Np. R. L. Larsson, Tackling Dependency: The EU and its Energy Security Challenges, Stockholm, FOI (Swedish Defence Research Agency), Defence Analysis, October 2007, Ideam: *Nord Stream, Sweden and Baltic Sea Security*, Stockholm, FOI, March 2007.

³ R. L. Larsson, *Rysslands energipolitik: Säkerhetspolitiska dimensioner och pålitlighet som energilever-*

Mimo tych problemów oraz braku czasowego dystansu, pozwalającego na spokojną, naukową analizę zagadnienia, Autor zdecydował się na jej omówienie, koncentrując się na następujących kwestiach:

- 1) ogólnych uwarunkowaniach zasobów i potrzeb energetycznych krajów nordyckich,
- 2) szczególnej roli Królestwa Norwegii, największego wśród państw skandynawskich eksportera surowców energetycznych, rywalizującego i współpracującego z Rosją na Dalekiej Północy,
- 3) kierunkach działań Skandynawów wobec współczesnych wyzwań bezpieczeństwa energetycznego.

4.1. Uwarunkowania zasobów i potrzeb energetycznych

Na kategorię bezpieczeństwa energetycznego państw i całych regionów rzutuje szereg czynników, a wśród nich:

- globalny wzrost ekonomiczny,
- klimat i zjawiska pogodowe,
- inwestycje w potencjał produkcyjny,
- sytuacja w zakresie oczyszczania, rafinowania i składowania zapasów i rezerw paliw,
- skala popytu na surowce węglowodorowe.

W tym kontekście państwa nordyckie i region jako całość, skupiający około 25 milionów ludności, zasobny w liczne źródła energii, wydają się być szczególnie interesujące.

Tabela 4.1. Krajowa produkcja energii w milionach ton ekwiwalentu ropy (Mtoe)

Kraj/Rok	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Dania	10,0	15,5	27,6	27,0	28,5	28,4	31,0	31,2
Finlandia	11,9	13,2	14,8	14,7	15,6	15,5	15,4	16,2
Islandia	1,4	1,6	2,3	2,5	2,5	2,5	2,5	2,6
Norwegia	120,1	181,6	224,5	228,4	233,1	235,5	238,0	233,6
Szwecja	29,7	31,5	30,1	33,4	31,3	30,5	33,9	34,3

Źródło: *The Nordic countries in figures 2007*, Norden, Nordic Council of Ministers.

antör, Stockholm, FOI, 2006 oraz J. Leijonhielm, J. T. Knoph, R. L. Larsson, I. Oldberg, W. Unge, C. Vendil Pallin, *Rysk militär förmåga I ett tioårsperspektiv – problem och trender 2005*, Stockholm, FOI, 2005.

Islandia, Dania, Szwecja, Finlandia i Norwegia – połączone szeregiem więzów historycznych i wspólną wartością – typową dla północnych państw dobrobytu – określane są mianem państw nordyckich⁴, a terytoria ujęte łącznie z obszarami autonomicznymi (Wyspy Owcze, Grenlandia, \ddot{a} land) uważane są za Norden – region nordycki (Nordic region).

Od wielu lat kraje nordyckie to stabilne i dobrze funkcjonujące demokracje, o wysoko rozwiniętej ekonomice i bezpiecznej wspólnocie społecznej.

Tabela 4.2. Region nordycki w kontekście międzynarodowym – kluczowe dane

Dane	Norden *	Euro-13 **	USA	Japonia
PKB brutto per capita (miliardy – 2006 r.)	974	8407	10509	3477
Całkowita pow. w 1000 km ²	3428	2589	9631	378
Powierzchnia lądowa *** w 1000 km ²	1561	2557	9162	375
Ludność (miliony) – 2006 r.	24,9	316,6	301,0	127,8
Mieszkańcy na km ²	16	123	33	341
Produkcja energii 1000 toe (2005 r.)	317900	448286	1614900	97500
Konsumpcja energii <i>per capita</i> w kg oe	5767	3932	7910	4180
Emisja gazów cieplarnianych <i>per capita</i> w toe (2004 r.)	11,7	11,0	24,6	10,6

Objaśnienia:

* Pojęcie Norden obejmuje: Danię, Finlandię, Islandię, Norwegię, Szwecję oraz trzy obszary autonomiczne, tzn. Wyspy Owcze, Grenlandię i \ddot{a} land.

** Euro – 13 oznacza 13 krajów UE, które przyjęły euro jako wspólną walutę.

*** Powierzchnia lądowa oznacza obszar lądu wolny od lodu.

Źródło: Nordic Statistical Yearbook 2007, na podstawie: World Development Indicators 2006, The World Bank, Eurostat, Economic Survey of Europe 2006, N 1, OECD Economic Outlook, Vol, 2007-1, N 80, December 2006, OECD. Nordic Statistical Database.

Mają długą tradycję współpracy, która w następstwie powołania Rady Nordyckiej (1952) oraz Nordyckiej Rady Ministrów (1971) rozszerzyła swój zakres na szereg nowych obszarów, włączając w to wspólny rynek pracy, energii czy R&D – badania i rozwój⁵.

⁴ Z uwagi na odrębność Finlandii w sferze języka oraz pochodzenia etnicznego większości ludności, często termin „kraje skandynawskie” jest używany zawężająco i odnosi się on do państw bliżej spokrewnionych, tzn. Danii, Szwecji, Norwegii i Islandii.

⁵ Patrz: Rozdział 4.3.

Podobnie jak inne gospodarki świata w obliczu globalnych wyzwań, Skandynawowie skupiają uwagę na sektorze energii i jej zabezpieczeniu – dziedzinie, w której dysponują znaczącym potencjałem, co ilustruje poniższe zestawienie (zob. tabela 4.3).

Tabela 4.3. Łączna podaż energii podstawowej. Kraje nordyckie na tle świata i wybranych państw

Kraj/Dane	1990 (Mtoe)	2000 (Mtoe)	2003 (Mtoe)	2004 (Mtoe)	Na jednostkę PKB (2004 – toe/1 000 2000 USD)	Na jednostkę PKB (2004 – toe/1 000 2000 USD ppp)	Per capita (2004) toe/capita
Świat	8623,2	9942,5	10571,7	11059,4	0,32	0,21	1,74
OECD	4525,8	5324,5	5398,9	5507,9	0,20	0,19	4,73
Islandia	2,2	3,2	3,4	3,5	0,36	0,39	11,94
Dania	17,9	19,3	20,7	20,1	0,12	0,13	3,72
Szwecja	47,6	48,7	51,7	53,9	0,20	0,21	6,00
Finlandia	29,2	33,0	37,7	38,1	0,29	0,26	7,29
Norwegia	21,5	25,8	27,2	27,7	0,15	0,16	6,03
Niemcy	356,2	343,6	347,1	348,0	0,18	0,16	4,22
USA	1927,6	2304,2	2280,9	2325,9	0,22	0,22	7,91
Japonia	446,0	528,9	516,1	533,2	0,11	0,16	4,18
Rosja	...	614,0	639,7	641,5	1,95	0,49	4,46

Źródło: opracowanie własne na podst.: OECD/IEA: Energy Balances of OECD Countries 2003–2004, patrz: www.iea.org.

Powyższe dane należy traktować jako wprowadzenie do szczegółowej analizy bilansu energetycznego, problemów i dylematów, wobec których stoją poszczególne państwa regionu.

Republika Islandii

Według Raportu o Rozwoju Społecznym ONZ opracowanego przez Program Narodów Zjednoczonych ds. Rozwoju (UNDP) – najlepiej żyje się na Islandii (na podstawie danych ze 175 państw liczonego tzw. wskaźnik rozwoju społecznego, który bierze pod uwagę m.in. oczekiwaną długość życia, poziom wykształcenia ludności, a także jej dochód).

Gospodarka Islandii jest najmniejszą wśród krajów OECD i mimo niewielkiej liczby mieszkańców (300 000), rząd tego kraju potrafił zapewnić w kolejnych latach wysoki wzrost dochodu narodowego na głowę mieszkańca, na poziomie, który stawia gospodarkę Islandii na piątym miejscu wśród krajów OECD, a na trzecim wśród krajów nordyckich.

Islandia jest krajem czystym, którego udział w globalnej emisji CO₂ nie przekracza 0,20%.

Zasoby energii elektrycznej możliwe do uzyskania z rzek i źródeł geotermicznych ocenia się ostrożnie na przynajmniej 50 000 GWh rocznie, 20 000 ze źródeł geotermicznych i 30 000 z wodnych. Obecnie wykorzystywane jest tylko około 10% potencjalnych zasobów energii, z tego 65% przez przemysł i 35% przez ludność⁶.

Tabela 4.4. Islandia – wielkość zużycia energii z podziałem na źródła pochodzenia

Rok 2006	PJ	%
Krajowa energia ogółem	136,3	77,4
Energia wodna	26,2	14,9
Energia geotermiczna	110,1	62,5
Energia importowana ogółem	39,9	22,6
Ropa (surowiec)	36,3	20,6
Węgiel	3,6	2,0
Całkowite zużycie energii	176,2	100,0

Źródło: Statistics Iceland, aktualizacja 26.11.2007, www.statice.is/temp_en (dostęp: 1.02.2008).

W krajowym bilansie energetyczno-paliwowym udział własnych odnawialnych zasobów przekracza 70. Prąd w Islandii pozyskuje się ze źródeł naturalnych: dziesięciu elektrowni wodnych⁷ i dwóch elektrowni geotermicznych (jedna z nich czerpie energię z czynnego wulkanu Krafla). Gospodarstwa domowe w większości są ogrzewane za pomocą energii geotermicznej (od 1982 – 80%)⁸.

⁶ Wskaźnik zużycia energii zawiera krajową sprzedaż oraz zakupy na potrzeby obcych statków i lotnictwa.

⁷ Pierwsza elektrownia wodna została zbudowana w Hafnarfjörður w 1904 r.

⁸ Sposób funkcjonowania geotermicznych systemów ogrzewania wyjaśnia A. Ingólfsson, *Energia z solanki*, Biuletyn ISLANDIA 2000, nr 1, www.islandia.org.pl (dostęp 10.02.2008), zob. również T. Wałat, *Wyspa energii kipi ca*, „Polityka”, 06.09.2007.

Aby znaleźć możliwie szerokie zastosowanie dla tego typu energii, Islandczycy podjęli badania, których rezultatem jest m.in. użycie energii geotermicznej do ogrzewania gruntu (np. ulic w Reykjavíku, szklarni) i do celów leczniczych i rekreacyjnych (np. Błękitna Laguna). Miasto stołeczne Reykjavík uruchomiło w Nesjavellir elektrociepłownię geotermiczną o mocy 400 MW.

Poszukując możliwości zyskowego wykorzystania ogromnego potencjału energii wodnej, Islandczycy postawili na przyciągnięcie energochłonnego przemysłu. Chodzi o hutę żelaza (będącą spółką islandzkiego rządu, Elken A/S z Norwegii oraz japońskich firm Sumitomo i Kisilidjan Ltd.), zakłady diatomitu⁹ (współwłasność rządu i Manville Corporation), a przede wszystkim huty aluminium: w Stramsvík (własność : Icelandic Aluminium Co.Ltd. i f u Alusuisse), produkującą ok. 170 tys. ton rocznie oraz najnowszą inwestycję w Reydarfjörður nad Atlantykiem, która ma produkować 250–350 tys. ton surowca rocznie (budowa inwestowana przez amerykański koncern Alcoa INC)¹⁰. Na potrzeby produkcji tej huty prąd będzie dostarczany z elektrowni wodnej (jednej z największych na świecie, z najwyższą w Europie tamą ziemną), której siłownia znajduje się wewnątrz góry Varðfóssader. Jej sześć turbin (docelowo 690 MW) wykorzystuje siłę przepływu wody w tunelu (144 m³ na sekundę)¹¹. Prąd z elektrowni będzie transportowany dwiema liniami 400 kW na północny wschód do Reydarfjörður. Nowa elektrownia zwiększy o 60% ilość energii produkowanej przez Islandię, co w praktyce oznacza istotne nadwyżki energii elektrycznej. Ciekawym pomysłem na jej zagospodarowanie jest projekt przesyłu podwodnymi kablami do Europy Zachodniej. Mimo ogromnych strat energii po drodze, projekt okazał się opłacalny¹². Dwa podwodne kable 550 MW przeprowadzone z Reydarfjörður przez Wyspy Owcze Peterhead (Szkocja) do Hamburga (około 2 tys. km) mają dostarczać 8800 GWh, co zaspokoi ma dwie trzecie potrzeb energetycznych Hamburga.

Ropa naftowa sprowadzana jest jedynie do napędu samochodów i statków rybackich¹³. Ta niewielka zależność od kopalnych paliw płynnych ma się w najbliższej przyszłości zmienić. Amerykańskie firmy Daimler Chrysler, Ford i Shell, które utworzyły wraz z islandzkim kapitałem konsorcjum Icelandic New Energy, zajmują się testowaniem tzw. ogniwi paliwowych,

⁹ Skala okrzemkowa do produkcji filtrów.

¹⁰ I. Trusowicz, *Energia z lodowca*, „Rzeczpospolita”, 24.09.2003.

¹¹ „Iceland News Briefs”, 7.02.2008.

¹² Realizowany jest przez Joint Working Group: ministra przemysłu Islandii, senatora Hamburga, Towarzystwo Energetyczne Landsvirkjun oraz Hamburgskie Zakłady Energetyki HEW.

¹³ Po drogach Islandii porusza się około 180 tys. samochodów. Z kolei flotę rybacką stanowi 2500 trawlerów – rybołówstwo daje dwie trzecie dochodów Islandii z eksportu.

pozwalających wykorzystywać wodór do napędu pojazdów. Rodkiem napędowym jest ostatecznie prąd elektryczny w ogniwie paliwowym podczas syntezy wodoru i tlenu. Od kwietnia 2003 r. w Reykjavíku działa pierwsza stacja wodorowa zbudowana wspólnie przez norweskie Norsk Hydro i brytyjsko-holenderski Shell. Uchwalony przez parlament islandzki program przewiduje stopniowo coraz większe stosowanie w pojazdach silników elektrycznych zasilanych wodorowymi ogniwami paliwowymi. Ogniwa te wydzielają podczas pracy jedynie parę wodną. Projekt konwersji transportu na te ogniwa jest sponsorowany przez UE. Do końca 2009 r. w stolicy kraju jeździ ma około 40 samochodów osobowych (specjalny model Toyoty Prius). Energię elektryczną, potrzebną do produkcji wodoru metodą elektrolizy, mają dostarczać dotychczasowe elektrownie wodne oraz źródła geotermiczne. Islandia planuje eksportować wodór do krajów europejskich.

Władze Islandii zakładają, iż od 2030 r. kraj będzie pozyskiwał energię tylko ze źródeł odnawialnych¹⁴, a energetyka korzystająca z wodoru, ma do połowy bieżącego stulecia wyprze całkowicie paliwa kopalne, takie jak ropa naftowa.

Królestwo Danii

Sektor energii to dziedzina, w której Dania dysponuje dużym potencjałem, mimo iż we wczesnych latach siedemdziesiątych ubiegłego stulecia, duńska energetyka była zależna od importu: 94% zużycia paliw stanowiła ropa naftowa. Już w latach 60. tania ropa zastąpiła węgiel (np. produkcja elektryczności w Danii jeszcze w 1972 r. bazowała w 80% na ropie, a w 20% na węglu). Nowobudowane elektrownie zaczęto jednak przystosowywać do bardziej zaawansowanych systemów spalania węgla. Wzrost cen ropy (kontrolowanej przez OPEC) oraz kwestia zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, doprowadziły w latach 80. XX w. do poważnej zmiany programu, co zaowocowało odwróceniem proporcjonalnego udziału ropy i węgla w bilansie energetycznym kraju. W początkach lat 90., udział ropy naftowej w produkcji energii szacowano jedynie na 5%. Powrócono do węgla, który był dostarczany ze źródeł światowych bez kontroli karteli. Jeśli dodamy, iż Dania ma dwa najgłębsze porty węglowe w Stignæs na Zelandii oraz Ensted na Południowej Jutlandii, to poznamy powody wzrostu znaczenia węgla w tym okresie, choć z uwagi na niższe koszty transportu. Dodatkowo kompanie energetyczne rozwinęły technologię spalania węgla, co spowo-

¹⁴ Prof. B. Arnasson, chemik z Uniwersytetu w Reykjavíku ocenia, że proces przechodzenia na czyste ekologiczne systemy napędu zajmie jednak ok. 30-40 lat, patrz: Islandia chce zrezygnować z paliw i stawia na wodór, PAP, aktualizacja 29.12.2007, www.gazeta.pl (dostęp 25.01.2007).

dowało, że duńskie elektrownie budowane pod koniec ubiegłego stulecia należały do najbardziej wydajnych na świecie, również w zakresie sprawności systemów elektrycznych oraz usuwania tlenków siarki, tlenków azotu i innych szkodliwych substancji. Rolę haseł kluczowych w tym sukcesie odgrywały: oszczędność i zwiększenie efektywności. Do tej ostatniej przyczyniła się zmiana realizowanej powszechnie formy ogrzewania duńskich obszarów zurbanizowanych, częściowo na skutek powstania dużych sieci przesyłowych, częściowo przez budowę mniejszych, zdecentralizowanych instalacji elektrociepłowniczych, a finalnie przez przekształcenie rejonowych ciepłowni i elektrowni w elektrociepłownie. W 1980 r., poniżej 40% ciepła było produkowane przez elektrownie, a 19% wytworzonej elektryczności pochodziło z rejonowych ciepłowni. Jeśli porównamy te dane z rokiem 2001, to kształtowały się one odpowiednio: 82% i 53%. W roku 2002, 59% domów w Danii było ogrzewanych przez rejonowe ciepłownie¹⁵.

Największym przełomem w bilansie energetycznym Królestwa Danii było odkrycie złóż ropy naftowej i gazu. W 1962 r. duńskiej kompanii A. P. Møller przyznano wyłączne prawo poszukiwań i eksploatacji węglowodorów w obszarze suwerenności Danii (w 1963 rozszerzono je na obszar szelfu kontynentalnego). Ustawą z 1981 r. zobowiązano ww. firmę do uwolnienia obszarów, na których nie rozpoczęto lub nie planowano jeszcze eksploatacji. Chodziło o stworzenie dodatkowej możliwości poszukiwań i eksploatacji przez inne koncesjonowane kompanie. Zwiększyło to efektywność poszukiwań, w wyniku czego dokonano kilku nowych odkryć ropy naftowej i gazu. W 1997 r. Dania stała się eksporterem netto ropy a jej import energii zrównał się z eksportem. Stała się więc samowystarczalna z punktu widzenia bilansu energetycznego. 1 stycznia 2002 r. jej ogólne zasoby surowcowe ropy szacowano na 313 mln m³, co odpowiada 15-letniemu wydobyciu na poziomie roku 2001¹⁶. Przewidywany wzrost wydobycia ropy w 2008 r. to 20,3 mln m³ wobec wcześniejszych szacunków na poziomie 18,4 mln m³. Na rok 2009 planowane jest pozyskanie 19,6 mln m³, a w 2010 18,3 mln m³ ropy naftowej. Oznacza to uzyskanie przez duński budżet do 2011 roku, dodatkowych wpływów rządu 19 mld DKK z tytułu zwiększonego wydobycia ropy naftowej na Morzu Północnym¹⁷.

W maju 1979 r. Folketing (Parlament Danii) uchwalił ustawę „The Natural Gas Supply Act” związaną z odkryciem złóż gazu w duńskim sekto-

¹⁵ Wszystkie dane za: Denmark. DK – Denmark Official Web Site, Ministry of Foreign Affairs of Denmark, www.denmark.dk (dostęp 8.02.2008).

¹⁶ Zob. O.W. Dietrich, Gyldenal Leksikon, WWW.denmark.dk/CMS.Web, aktualizacja:31.01.2008, (dostęp 1.02.2008).

¹⁷ Powyższe dane za „Borsen”, 28.11.2006.

rze Morza Północnego. Pięć lat później nastąpiły pierwsze dostawy gazo-
ciągami na duński ląd.

Gaz naturalny jest używany w Danii do ogrzewania gospodarstw do-
mowych, częściowo w rejonowych ciepłowniach, elektrociepłowniach
i w przemyśle. Znaczące ilości są eksportowane do Szwecji i Niemiec.
W 2002 r., 23% całkowitego zużycia energii w Danii opierało się na natural-
nym gazie. Na 1 stycznia 2002 r., ogólne rezerwy gazu w duńskich złożach
na Morzu Północnym szacowano na 141 mld m³, co odpowiadało 18-let-
niemu poziomowi ówczesnego wydobycia¹⁸.

Dania odgrywa obecnie znaczącą rolę na rynku energii, jest w posiadaniu
nowoczesnej wiedzy w zakresie technologii energetycznych. wiadczą
o tym między innymi inwestycje firmy Maersk Contractors (będącej częścią
duńskiego giganta A.P. Møller-Maersk) w produkcję morskich platform wy-
dobywczych. Inwestycje wartości 17 mld DKK mają przyczyni się do zajęcia
przez Maersk Contractors (do 2010) wysokiej pozycji na rynku światowym,
jako pierwszej z europejskich, tuż za sześcioma firmami amerykańskimi. Wy-
najem morskich platform wydobywczych w ostatnich latach cechuje bardzo
wysokie tempo rozwoju z uwagi na zmniejszające się zasoby śródlądowe ropy
naftowej, powodując radykalny wzrost cen dzierżawy urządzeń¹⁹.

Duński eksport urządzeń dla sektora energii wzrósł znacząco od końca
lat 90. Państwowy koncern DONG Energy A/S pretenduje do roli wiodą-
cego gracza na światowym rynku energii. Koncern zmniejsza udział w rynku
duńskim orientując się na rynki zagraniczne i przewiduje w konsekwencji
w najbliższych latach zainwestowanie około 15–18 mld DKK w sektor ener-
gii za granicą – inwestycje DONG Energy A/S w elektrownie w Niemczech
i Norwegii. Pierwszy, wart około 10–15 mld DKK przewiduje budowę elek-
trowni węglowej w północnych Niemczech, we współpracy z niemieckim
konsorcjum w 75% będącym własnością DONG Energy A/S. Elektrownia
ta ma w 2012 r. produkować 29% energii elektrycznej obecnie wytwarzanej
przez DONG Energy A/S w Danii.

Drugi z projektów, wartości 3 mld DKK, dotyczy budowy pierwszej
w Norwegii elektrowni napędzanej gazem. Jej budowa ma być ukończona
w 2008 r. i eksploatowana przez DONG Energy A/S przez 20 lat przy zasto-
sowaniu nowoczesnej technologii, polegającej na odfiltrowaniu CO₂ z wy-
dzielanego dymu i wpompowaniu go do naturalnych zbiorników morskich
w Norwegii powstałych po wydobyciu gazu.

¹⁸ O.W. Dietrich, *Gyldenal...*, *op. cit.*

¹⁹ „Cena za wynajem platform wydobywczych sięga 500 000 USD za dzień, 3 lata temu kształtowa-
ła się na poziomie 100 000 USD.”, „Borsen”, 28.11.2006.

Połowa obrotów DONG Energy A/S realizowana jest poza granicami Danii, a największą dotychczasową inwestycją tej firmy był zakup za 15 mld DKK 10% norweskiego złoża gazu Ormen Lange.

Niezbitym dowodem na szczególne podejście Danii do kwestii energii jest skala jej zużycia, które od początku lat 80. XX w. zwiększyło się jedynie w sektorze transportu (mimo 50% wzrostu konsumpcji w Danii) oraz o 14% większa efektywność energetyczna Danii niż pozostałych krajów UE łącznie²⁰. Dania jest także liderem wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych – energia elektryczna w 25% pochodzi ze źródeł odnawialnych.

Bilans energetyczny Królestwa Danii obejmuje też możliwości wydobycze dwóch terytoriów autonomicznych: Wysp Owczych i Grenlandii. W sierpniu 2000 r. rząd Wysp Owczych udzielił siedmiu licencji kilku międzynarodowym kompaniom naftowym. Warunki licencji zobowiązywały licencjobiorców do aktywnej współpracy z przemysłem Wysp Owczych w celu wzrostu jego możliwości dostarczania konkurencyjnych towarów i usług dla przemysłu ropy naftowej. Pierwszych odwiertów dokonano latem 2001 . na szelfie kontynentalnym. Po ukończeniu budowy trzech szybów wydobywczych (2006/2007) okazało się, że pola te zawierają znaczące ilości skoncentrowanych węglowodorów²¹. Za wcześniej, by stwierdzić, że stan odkrytych zasobów ekonomicznie uzasadnia wydobycie, lecz perspektywa pozyskiwania własnej ropy niewątpliwie jest wyzwaniem dla społeczności Wysp Owczych.

Rząd Grenlandii również wykazuje ogromne zainteresowanie eksploatacją surowców energetycznych na Grenlandii. Do momentu zamknięcia rundy składania wniosków licencyjnych w Disko West Licensing Round (15.12.2006), Biuro Mineralów i Ropy Naftowej Grenlandii otrzymało sześć aplikacji znaczących koncernów zainteresowanych eksploracją ropy i gazu na tym terenie. J. W. Johansen – Minister ds. Mineralów i Ropy opatrzył to następującym komentarzem: „Jestem bardzo zadowolony, że kilka spośród największych światowych i najbardziej doświadczonych kompanii zdecydowało się zainwestować w eksplorację ropoносnego potencjału Grenlandii”²². Licencje zostały przyznane w marcu 2007 r. (od sierpnia 2007 do 1 lutego 2008 r. trwała druga faza rundy licencyjnej).

Potencjał zasobów energetycznych Wysp Owczych i Grenlandii zaczął wywoływać coraz większe różnice zdań między rządem w Kopenhadze a władzami obu terytoriów autonomicznych co do przyszłych dochodów.

²⁰ Zob.: „Business DI” (publikacja Konfederacji Duńskiego Przemysłu –DI), 23.06.2007.

²¹ Namminersornerullutik Oqartussat, Grønlands Hjemmestyre, www.nanoq.gl/English/Nyheder/2006,08.01.2007, (dostęp 20.01.2008).

²² Løgmannskrivstovan, Prime Minister's Office, www.tinganes.fo, 07.01.2007, por. też : www.omr.fo.

Większość członków Duńsko-Grenlandzkiej Komisji ds. Autonomii opowiada się za przyznaniem Grenlandii prawa do wszystkich dochodów z wydobycia surowców naturalnych na terytorium wyspy²³.

Innego zdania jest premier Danii A. Fogh Rasmussen. Uważa on, że przyszłe dochody z wydobycia ropy naftowej na wyspie powinny być rozdzielone między Danię a Grenlandię. Sytuacja staje się wyjątkowo ciekawa gdyż Przewodniczący Rządu Autonomicznego Grenlandii – Hans Enoksen zapowiedział, że 25.11.2008 r., na Grenlandii odbędzie się referendum w sprawie rozszerzenia grenlandzkiej autonomii. Jeżeli referendum zakończyłoby się pozytywnym wynikiem, wówczas 21.06.2009 r. (święto Narodowe Grenlandii) nastąpiłoby zwiększenie zakresu kompetencji władz autonomicznych. Oznaczałoby ono m.in. przejęcie przez Grenlandię prawa własności do podziemnych zasobów mineralnych wyspy, a także redukcję duńskich subsydiów dla autonomii (które obecnie wynoszą 3,5 mld DKK rocznie). Ponadto rząd Danii byłby zobowiązany do częstszego konsultowania z Rządem Autonomicznym Grenlandii w kwestiach polityki zagranicznej. Przyjęcie nowej ustawy o autonomii stwarzałoby również możliwość uzyskania przez Grenlandię niepodległości²⁴.

Królestwo Szwecji

Polityka energetyczna Szwecji dąży do zapewnienia trwałego systemu zaopatrzenia w energię z długookresową wizją dostarczania całej energii ze źródeł odnawialnych. Bilans energetyczny w roku 2006, wyrażony w TWh i PJ, ilustruje tabela 4.5.

Celem rządowej polityki energetycznej jest zabezpieczenie niezawodności dostaw elektryczności i innych nośników energii po międzynarodowo-konkurencyjnych cenach, tak w krótkiej jak i długiej perspektywie. Szwecja zdecydowała, że jej polityka energetyczna powinna tworzyć zarówno warunki do wydajnego i nieprzerwanego użytkowania energii, jak i efektywnych kosztowo dostaw szwedzkiej energii z ograniczonym do minimum wpływem na zdrowie, środowisko i klimat. To wszystko powinno ułatwiać również przejście do ekologicznie ukształtowanego społeczeństwa. Dodajmy, że produkcja energii elektrycznej w Szwecji jest bazowo wolna od kopalnych źródeł energii.

²³ „Jyllands-Posten”, 11.01.2008.

²⁴ „Berlingske Tidende”, 10.01.2008.

Tabela 4.5. Dostawy energii łącznie z rozbiem na źródła pochodzenia – Szwecja 2006

Źródło/wielkość dostaw	TWh	PJ
Ropa nieprzetworzona i produkty ropopochodne	201	724
Gaz naturalny i przemysłowy	11	40
Węgiel i koks	28	101
Biopaliwa, torf, odpady itp.	116	416
Pompy ciepłe (głębiny)	6	20
Hydroelektrownie	62	222
Elektrownie jądrowe	194	698
Elektrownie wiatrowe	1	4
Import – eksport elektryczności	6	22
łącznie:	624	2247

Źródło: Energiläget i Sif ror 2007, s. 6.

Tabela 4.6. Produkcja energii elektrycznej w Szwecji 1997–2006, liczona w TWh

Dane/Rok	1997	2001	2006
Elektrownie wodne	68,2	78,4	61,2
Elektrownie wiatrowe	0,2	0,5	1,0
Elektrownie jądrowe	66,9	69,2	65,0
Elektrociepłownie	5,6	5,6	7,2
Inne	4,4	3,9	5,9
Całkowita produkcja netto	145,3	157,7	140,1
Import minus eksport	-2,7	-7,3	6,0

Źródło: SCB och Energimyndigheten, EN20 SM, Energiläget i Sif ror 2007, s. 20–21.

W 2007 r. wzrosła ona do 148,4 TWh. W 2008 oczekiwany jest jej wzrost do 151,3 TWh, a w 2009 nawet do 153,5 TWh. Elektrownie wodne wyprodukowały 61,2 TWh w 2006 r. Szacuje się, że w latach 2007–2009 ich produkcja ustabilizuje się na poziomie 67,5 TWh rocznie. Elektrownie jądrowe dały 65 TWh elektryczności w 2006 r oraz 65,3 TWh w roku 2007. Na lata 2008–2009 produkcja szacowana jest na 67,5 do 67,6 TWh rocznie. Z elektrowni wiatrowych pochodziła 1 TWh, ale prognozuje się, że wielkość ta ulegnie podwojeniu (2,1 TWh w roku 2009). Zakłada się również

istotną zmianę pozycji Szwecji na rynku elektryczności: z importera netto – 6 TWh elektryczności (2006 r.) do eksportera netto – 3,8 TWh (2009 r.)²⁵. Rozwój szwedzkiego importu ropy i ropopochodnych ilustruje tabela 4.7.

Tabela 4.7. Szwedzki import netto ropy i produktów ropopochodnych / źródło pochodzenia (miliony ton), 1972–2006

Dane/Rok	1972	1982	1991	1996	2001	2006
Import ropy łącznie	10,67	13,46	15,83	18,84	19,89	19,12
z: Arabii Saudyjskiej	0,21	1,70	0,26	2,01	1,15	0,00
Innych krajów Śr. Wschodu	4,80	1,11	2,77	1,37	3,08	0,29
Różne kraje OPEC	4,69	3,27	1,62	1,25	1,11	1,09
Morze Północne	0,00	6,23	9,98	12,92	13,35	10,58
Inne kraje	0,96	1,16	1,20	1,28	1,20	7,16
Produkty ropopochodne (import netto)	16,98	6,27	- 1,54	- 1,25	- 3,93	-4,56

Źródło: SCB, Blankett 401 och Energimyndigheten, Energiägöet i Sif ror 2007, s. 28–29.

Mimo wzrostu produkcji przemysłowej udział ropy w bilansie energetycznym Szwecji obniżył się z 70% w roku 1970 do około 30% pod koniec roku 2007. Osiągnięto ten wynik dzięki zróżnicowaniu paliw i wysoce wydajnemu ich użytkowaniu²⁶.

W szwedzkim systemie energetycznym udział energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych znacznie wzrósł w ostatnim dziesięcioleciu: z 22% (całkowitych dostaw energii) w 1995 r. do 28% dziś. Wzrost ten związany jest z użyciem biomasy. Jak podaje Ministerstwo Przemysłu, Energetyki i Komunikacji, udział bioenergii w bilansie energetycznym Szwecji wzrósł z niewiele ponad 10% (całości dostarczanej energii) w latach 80. ub. stulecia do około 16% (czyli 100TWh) w roku 2004²⁷. Przyrost ten zawdzięcza się wykorzystywaniu tego źródła dla potrzeb przemysłu i komunalnego ogrzewania. Sektor komunalnego centralnego ogrzewania w Szwecji obejmuje prawie 40% rynku grzewczego kraju. Nastąpiły tu ogromne zmiany dotyczące używanych paliw. Chodzi głównie o odpady oraz pochodne

²⁵ Powyższe dane na podstawie: „Energiförsörjningen i Sverige. Kortsiktsprognos” 2007.08.15, Statens energimyndighet, publikationsservice@energimyndigheten.se (dostęp 1.02.2008).

²⁶ Energy Policy, Government Of ces of Sweden, Ministry of Enterprise, Energy and Communications, aktualizacja:25.09.2007, WWW.sweden.gov.se.

²⁷ *Ibidem*.

drewna, etanol i inne (w 1970 r. olej opałowy stanowił główne paliwo, dziś jego udział w rynku grzewczym wynosi 5%). Ta widoczna ekspansja biopaliw związana jest z ambitną polityką na rzecz energii odnawialnej. Szwedzki rząd uważa, że bioenergia to najlepsze zabezpieczenie nieprzerwanych dostaw energii, jak i wzrost liczby nowych miejsc pracy²⁸.

Choć znaczenie energii wiatrowej jest na razie stosunkowo małe dla bilansu energetycznego (1% produkcji elektryczności), to z uwagi na faktyczny potencjał, ważnym celem polityki energetycznej państwa jest stworzenie warunków, aby roczna produkcja elektrowni wiatrowych w wysokości 10 TWh do 2015 roku, wzrosła do 17 TWh do 2020 r.²⁹ (Szwedzka Agencja Energii planuje nawet 30 TWh do 2020 r.)³⁰.

Nie można też pominąć spadku emisji siarczanów i znaczącej obniżki emitowanych tlenków azotu. Jak wiadomo szwedzki przemysł należy do grupy światowych pionierów dostarczających najnowocześniejsze technologiczne rozwiązania³¹, m.in. w zakresie odsiarczania spalin.

Celem obecnego rządu, wyrażonym przez wicepremier i minister gospodarki – Maud Olofsson, jest opracowanie długofalowej polityki energetycznej, której założenia mogłyby być realizowane, bez względu na zmieniający się układ rządzący. Gorącym problemem, mogącym zakłócić debatę na temat przyszłości polityki energetycznej w kontekście bezpieczeństwa Szwecji są kontrowersje związane z energią atomową. Chodzi o społeczną obawę co do tego źródła energii. Skala krytyki przybrała na sile pod koniec lipca 2006 r., kiedy zatrzymano połowę reaktorów w szwedzkich elektrowniach atomowych. Trzy z nich wyłączono z powodów bezpieczeństwa (po nagłej awarii jednego z nich), a dwa – przechodziły rutynowe przeglądy³². Alternatywę, poza źródłami odnawialnymi mogłyby stanowić elektrownie na gaz, która to problematyka zyskuje na znaczeniu wraz ze wzrostem kontrowersji wokół Gazociągu Północnego.

²⁸ Szerzej na temat polityki energetycznej w Deklaracji Rządu Szwecji z 6.10.2006, patrz: Energipolitik, Regeringskansliet, www.regeringen.se (dostęp 2.02.2008).

²⁹ Z wypowiedzi M. Olofsson, Minister Przemysłu i Wicepremier Szwecji na dorocznej konferencji energetycznej (20–21.03.2007), „Svenska Dagbladet”, 21.03.2007.

³⁰ „Swedish Energy Agency In New Report” wyjaśnia, że zwiększenie o 10 TWh wynika z planów budowy siłowni wiatrowych poza lądem, na morzu, patrz: www.energimyndigheten.se (dostęp 2.02.2008).

³¹ Na przykład 28 czerwca 2007 r. Szwecja i USA podpisały umowę o współpracy w zakresie odnawialnych źródeł energii, zgodnie z którą Volvo będzie produkować nowe ekologiczne silniki, których koszty pokrywane będą przez władze Szwecji i USA z funduszu na rzecz badań, szerzej na ten temat: „Dagens Industri”, 29.06.2007.

³² Closing of Barsebäck 2 – background, Swedish Government Of ces, www.sweden.gov.se (dostęp 2.02.2008).

W cieniu powyższych dyskusji toczone są rozmowy nad uruchomieniem dostaw gazu do Szwecji z Norwegii. W połowie stycznia 2008 r. grupa projektowa Skanled, której udziałowcami są szwedzkie, norweskie i duńskie firmy, złożyła w Inspekcji ds. rynków energetycznych (Energimarknadsinspektionen) wniosek o zezwolenie na połączenie istniejącego na zachodnim wybrzeżu Szwecji gazociągu z rurociągiem norweskim. Nowy gazociąg ma przebiegać z Norwegii przez Skagerrak. Odnogi do Szwecji dochodziłyby w trzech miejscach: Lysekil, Kungaålv oraz w Vaberg. Projekt norweski nie spotyka się z krytyką w Riksdagu. Jednocześnie wszystkie partie są zgodne, że Szwecja nie powinna zwiększać udziału gazu w swoim bilansie energetycznym. A. Ygeman, odpowiedzialny w Partii Socjaldemokratycznej za ekologię, podkreśla jednak, że gaz jest mniej obciążający dla środowiska, niż węgiel czy ropa. Konserwatysta O. Sundell jest podobnego zdania. T. Rehn z Partii Zielonych nie jest zachwycony projektem norweskim, ale akcentuje, że ciężko będzie się temu sprzeciwić. W zachodniej Szwecji wiele przedsiębiorstw wykorzystuje gaz. Szwedzka część Skanled ma zostać sfinansowana przez spółkę Swedegaz, której udziałowcami są różne szwedzkie firmy energetyczne. Skanled ma kosztować ok. 7 mld NOK. Dostawy miałyby ruszyć w 2012 r.³³

Republika Finlandii

Finlandia importuje prawie 70% energii, w tym 20% elektryczności (2005). Jest to dość wyjątkowe, z uwagi choćby na głównego dostawcę – Federację Rosyjską. Finlandia importuje z tego kraju 59% elektryczności, 84% ropy naftowej (surowiec), 84% węgla i 100% naturalnego gazu³⁴. Obecna krajowa produkcja energii nie jest w stanie sprostać zapotrzebowaniu. Oznacza to w praktyce potrzebę podtrzymania bezpieczeństwa dostaw. Stąd „Finlandia traktuje Rosję jako ważnego producenta energii i próbuje również przez Unię Europejską zrobić wszystko, aby Rosja chciała być wiarygodnym partnerem we współpracy”³⁵.

W długookresowej strategii rozwoju Finlandii klimat i energia są nierozdzielnie ze sobą powiązane. W strategii rządu stwierdza się: „Jako część przygotowań klimatycznej i energetycznej strategii należy zrealizować napięty program energetyczny. Jest zamiarem rządu by klimatyczna i ener-

³³ D. Nilsson, *Do Szwecji popłynie najprawdopodobniej gaz z Norwegii*, „Svenska Dagbladet”, 20.01.2008.

³⁴ Dotyczyło to okresu: od 1 stycznia do 30 września 2005, za: Finnish Energy Production, *Energia- ja teollisuus Energy Year 2005*, www.tvo.fi, (dostęp 2.02.2008).

³⁵ *Tarja Halonen – Prezydent Republiki Finlandii*, cyt. za: „Eesti Paevaleht”, 9.03.2007.

getyczna strategia była gotowa w 2008 roku, po czym dokument zostanie przekazany Parlamentowi³⁶. W Finlandii brakuje własnych kopalnych surowców energetycznych. Stąd od lat najważniejszym wyzwaniem okazuje się użytkowanie odnawialnych źródeł energii. Jeśli w roku 2005 jedna czwarta wytwarzanej energii miała takie pochodzenie, to założeniem jest wzrost tego wskaźnika do 30% w końcu bieżącej dekady (włączając w to energię wytwarzaną w elektrowniach jądrowych).

Pierwsza duża elektrownia wodna została zbudowana w Finlandii w latach 20. ubiegłego stulecia, ale prawdziwy rozwój hydroenergetyki przypadł na lata 1940–1960, kiedy największe rzeki kraju „zaprzężono” do wytwarzania energii. W późniejszych latach wzrost produkcji był następstwem modernizacji przestarzałych urządzeń i instalacji. Dziś około 20% całkowitego zużycia elektryczności przypada na prąd wytwarzany przez elektrownie wodne. Planowany jest wzrost tego wskaźnika, służy ma temu uruchamianie małych hydrosiłowni, wspomagających życie gospodarcze lokalnych społeczności. Konieczne jest również uzupełnienie bilansu energetycznego kraju przez wzrost wykorzystania innych źródeł odnawialnych (do 2010 udział elektryczności z tych źródeł ma wzrosnąć do 31,5% w stosunku do 17% w 2005).

W Finlandii, dzięki wspólnej produkcji elektryczności i ciepła, wyjątkowo skutecznie wykorzystywana jest energetyczna wartość paliw. Finowie koncentrują się na rozwoju bioenergii, której udział w energii odnawialnej ma wzrosnąć do 85%. Będzie to możliwe jeśli wzrośnie zużycie: opału leśnego – 4-krotnie, biogazu – 6-krotnie, biopaliw – 6-krotnie, energii wiatrowej – 16-krotnie i o tyle samo energii słonecznej³⁷. Należy podjąć też działania na rzecz zwiększenia wykorzystania odpadów do produkcji energii (w Finlandii wykorzystywanie odpadów do pozyskiwania energii dopiero się podejmuje, chociaż to tutaj opracowano stosowne technologie). Chodzi o zwiększenie z 2% (obecnie) do 5,75% wykorzystania biopaliw w transporcie drogowym. Taka wizja (do 2025) oznaczałaby zwiększenie zużycia energii odnawialnej o około 2/3 w stosunku do aktualnie zużywanych ilości.

Według prognoz Ministerstwa Handlu i Przemysłu, zużycie energii elektrycznej wzrasta będzie w tempie 2–3% rocznie, co oznacza, że do 2025 r. potrzebne będzie około 20 TWh nowej energii elektrycznej. Również zapotrzebowanie przemysłu na energię nie zmniejszy się, mimo relokacji pro-

³⁶ Regeringens strategidokument 2007, Statsrådets kanslispublikationsserie, Helsinki, 19/2007, s. 55.

³⁷ Powyższe dane za: www.energy-enviro.fi (dostęp 2.02.2008).

dukcji za granicą. Oznacza to konieczność dalszego zwiększania, również po uruchomieniu piątej elektrowni atomowej, krajowego potencjału energetyki jądrowej. Zaspokojenie wzrastającego zapotrzebowania na energię wymaga będzie budowy nowych, produkujących tysiące megawatów mocy energetycznych już w przyszłym dziesięcioleciu. Konieczność zwiększania samowystarczalności energetycznej kraju oraz wnioski z doświadczenia z 2006 r., kiedy to Rosja na kilka tygodni wstrzymała eksport prądu do Finlandii, uprawdopodobniają pozytywne nastawienie polityków i społeczeństwa do energetyki jądrowej. O ile po wygaśnięciu Protokołu Klimatycznego z Kioto (w 2012), UE zaostry normy emisji gazów cieplarnianych, to konieczne będzie szybkie zastąpienie wycofywanych z użytku przestarzałych elektrowni węglowych siłowniami czystymi ekologicznie. W przypadku wyznaczenia przez UE wyśrubowanych limitów emisji gazów cieplarnianych, spalanie węgla w Finlandii stanie się praktycznie niemożliwe. Jeżeli szósta elektrownia atomowa miałaby ruszyć tuż po roku 2015, wniosek o przyznanie koncesji na budowę powinien zostać złożony w roku 2008, a najpóźniej w 2009. Wpisania budowy kolejnego reaktora atomowego do programu rządu na najbliższe lata domaga się 12 największych organizacji pracowniczych na czele z Konfederacją Fińskich Związków Zawodowych – SAK. W opinii SAK szósty reaktor jest jedynym, realistycznym sposobem redukcji emisji gazów cieplarnianych, lecz pochodząca z niego energia zaspokoi zaledwie połowę wzrastającego zapotrzebowania. Stanowisko to podziela także Konfederacja Fińskiego Przemysłu oraz Federacja Przemysłu Energetycznego – ET³⁸.

Nie można tu pomijać potrzeby znalezienia innych użytecznych środków, za pomocą których można starać się o lepsze wykorzystanie energii i zwiększenie jej oszczędności. Intencją władz jest zatrzymanie wzrostu zużycia energii bez zahamowania rozwoju kraju. Zgodnie z dyrektywą usług energetycznych w roku 2016 należy zmniejszyć zapotrzebowanie na energię o 9%, co oznacza oszczędności rzędu 17,8 TWh. Osiągnięcie tego celu ma nastąpić etapowo, pierwszym stanie się rok 2010, w którym oszczędności powinny wynieść 5,9 TWh³⁹. Biorąc pod uwagę zagrożenia klimatyczne i zobowiązania co do ochrony środowiska, celem rządowej polityki energetycznej jest „...zapewnienie bezpiecznych dostaw energii i sensownego poziomu cen jak również wzrost samowystarczalności energetycznej”⁴⁰.

³⁸ Zob.: „Taloussanomat”, 4.01.2007.

³⁹ Regeringens strategidokument 2007, *op. cit.*, s. 57.

⁴⁰ *Ibidem*, s. 54.

4.2. Królestwo Norwegii

Ratyfikowanie Umowy o rozszerzeniu Europejskiego Obszaru Gospodarczego (EOG) było jedynym wyjściem dla Norwegii, aby zapewnić sobie dostęp do olbrzymiego rynku zbytu towarów. Do krajów dawnej „piętnastki” trafiało bowiem 60-65% eksportu. Kolejne rządy Norwegii oceniają, że w odniesieniu do dziedzin, które są przedmiotem regulacji umowy, zapewnia ona funkcjonowanie zasad jednolitego rynku i udział trzech państw EFTA w jego doskonaleniu. Wprowadzone do umowy wyłączenia, zapewniają prowadzenie narodowej polityki w dziedzinie rybołówstwa, rozwoju regionów, własnej polityki rolnej, **zarządzania zasobami naturalnymi ropy i gazu**, blokowania zagranicznych inwestycji we flotę rybacką i dostępu do norweskich kwot połowowych. Poprzedni rząd premiera K. M. Bondevika nie angażował się w działania na rzecz członkostwa w UE, a większość parlamentarna opowiadała się za utrzymaniem *status quo* i pragmatycznie realizowała politykę wykorzystywania możliwości, jakie stwarzała umowa o EOG, przez wprowadzanie do swojego ustawodawstwa przepisów unijnych (dotychczas ok. 99,7% ustawodawstwa UE).

Centrolewicowy rząd J. Stoltenberga pragnie, aby Norwegia stała się aktywnym udziałowcem w tworzeniu solidarnej i bezpiecznej Europy. Chce prowadzi aktywną, otwartą politykę europejską, pilnując norweskich interesów w UE. W tym celu utworzono Nationalt Europaforum, aby każdy zainspirowany doświadczeniami z innych krajów mógł uczestniczyć w dyskusji na temat wspólnoty europejskiej, uwzględniającej norweskie stosunki (założycielskie spotkanie prowadzone przez ministra spraw zagranicznych odbyło się w listopadzie 2006 r.). Rząd chce prowadzi więcej debat i pogłębia wiedzę na temat spraw europejskich w norweskim społeczeństwie. Europaforum, w przeciwieństwie do odbywającej się każdego roku Europakonferense, ma by debatą o mniejszym zasięgu tematycznym, np. energia i bezpieczeństwo energetyczne (innym razem np. migracja). Nie ma mie sztynnej formy organizacyjnej i celem forum nie jest wypracowywanie uzgodnionych konkluzji, lecz pogłębiona dyskusja na temat znaczenia zmian zachodzących w Europie dla Norwegii.

Interesy Norwegii, kraju wysoko rozwiniętego⁴¹, trzeciego co do wielkości światowego eksportera ropy i gazu oraz jednego z najwięk-

⁴¹ Najnowsze studium amerykańskiego think-tanku „The Heritage Foundation” stawia Norwegię jako 34 na liście najbardziej nieskrępowanych gospodarek świata do 2008 r., o cztery miejsca niżej niż w roku ubiegłym, tzn. za Salwadorem, Gruzją i Armenią. Norweska gospodarka, jak się ocenia, jest wolna lub prawie wolna jedynie w 69%, „Aftenposten”, 17.01.2008.

szych eksporterów kapitału, z oczywistych względów, mogą nie pokrywać się w niektórych obszarach z preferencjami pozostałych państw nordyckich. Norwegia przez członkostwo w NATO powiązana jest z USA, które obecnie prowadzą aktywną politykę wobec liczących się eksporterów ropy, m.in. Rosji. Ważne interesy Norwegii są zbieżne (np. narodowe prawo do stanowienia o polityce energetycznej) z interesami innych państw będących eksporterami ropy i gazu (przede wszystkim z członkami OPEC), których Norwegia w wielu przypadkach popierała w ich dążeniach do ustabilizowania rynku ropy. Zaangażowanie Norwegii w działalność naftową było od dłuższego czasu postrzegane przez rząd G.W. Busha jako niefortunne. Ze względu na zaangażowanie w Iranie, Statoil został latem 2004 r. określony przez amerykański prawniczy think-tank poplecznikiem terroryzmu. Nieco później, po odkryciu tam większych złóż ropy, uwagę skupił na sobie koncern Norsk Hydro. Tego typu sytuacje wskazują, że historycznie bliski dla Norwegii sojusz z USA może powodować kolizje z norweskimi globalnymi interesami ekonomicznymi w dziedzinie ropy i gazu. Rozwój sytuacji na Morzu Barentsa pozwala sądzić, że relacje z USA należy ważyć, pamiętając o stosunkach z Federacją Rosyjską. W interesie Norwegii leżą dobre stosunki z Rosją, a nie uczestnictwo w ewentualnym krytykowaniu przez USA administracji W. Putina. Sprzeczności interesów i rozbieżności poglądów dotyczące ropy i gazu nie są niczym nowym. Aby Norwegia mogła zabezpieczyć swoje interesy i jednocześnie zachować dobre stosunki z USA, konieczne jest lepsze rozeznanie w polityce USA i bardziej aktywna obecność w Waszyngtonie, mająca na celu przedstawienie stanowiska Norwegii. Istotne jest także znalezienie poparcia, głównie w branży naftowej, finansowej i transportu morskiego. Norwegia ma wyjątkową możliwość występowania w roli pośrednika i budowniczego pomostów między eksporterami i importerami ropy i gazu. Norwegia zamierza nadal prowadzić niezależną politykę w dziedzinie ropy i gazu, zwiększyć kompetencje Ministerstwa Spraw Zagranicznych dotyczące tych kwestii oraz usprawni jego dialog i koordynację działalności z Ministerstwem ds. Ropy i Energii, najlepiej przy udziale największych norweskich koncernów⁴².

Pozycja Norwegii w bilansie energetycznym regionu

Rok 2006, był trzecim rokiem z rzędu (trend wzrostowy w gospodarce norweskiej trwa od 2003 r.), w którym wzrost PKB dla „gospodarki lądowej”

⁴² Zob.: „Af enposten”, 06.06.2006.

(z wyłączeniem of shore i żeglugi), wyniósł blisko 4%. Dzieje się tak głównie z powodu: niskich stóp procentowych, wysokich cen ropy i gazu, które spowodowały silny wzrost inwestycji na norweskim szelfie i w gospodarce lądowej. Inwestycje w przemyśle ropy i gazu wzrastały w tempie 15,6% w roku 2005 i 10% w roku 2006 (szacunkowo). W 2005 r. wydatki na inwestycje of shore wyniosły 88 mld NOK, co stanowiło 24% wszystkich norweskich inwestycji. Plan inwestycyjny na 2006 zakładał wydatkowanie 95 mld NOK. Wzrost tych nakładów miał bezpośrednie przełożenie na wzrost inwestycji w gospodarce lądowej, który w roku 2005 wyniósł 10,9%, a w roku 2006 – 7,5%⁴³.

Wydobycie ropy i gazu z norweskiego szelfu kontynentalnego (NSC) to podstawa eksportu (61% norweskiego eksportu). Ponieważ Norwegia nie wykorzystuje ropy i gazu do produkcji energii na potrzeby krajowe, surowce te są prawie w całości eksportowane. Norwegia zajmuje trzecie miejsce wśród światowych eksporterów ropy po Arabii Saudyjskiej i Rosji – jest na ósmym miejscu wśród producentów gazu. Produkcja i eksport, którego źródłem są ciężkie węglowodory, przynoszą Norwegii znaczne dochody. Bez ich eksportu, bilans obrotów handlowych (tylko dla gospodarki lądowej) byłby ujemny. W roku 2005 wyeksportowano łącznie ponad 257 mln Sm³ (standardowych metrów sześciennych) ropy, gazu, kondensatu i innych ciężkich węglodorów, co stanowiło 52% wartości całego eksportu. Po przeliczeniu na NOK, eksport tych surowców wyniósł 445 mld NOK, co stanowiło w przybliżeniu 25% udział w norweskim PKB⁴⁴. Norwegian Petroleum Directorate (NPD) podaje, że w roku 2006 produkcja gazu z szelfu osiągnęła rekordowy poziom, podczas gdy produkcja ropy była niższa niż zakładano. Dlatego łączne dostawy ropy i gazu wyniosły 248 mln Sm³ (standardowych metrów sześciennych ekwiwalentu ropy)⁴⁵. W roku 2007 spodziewane dostawy winny przekroczyć 240 mln Sm³ (standardowych metrów sześciennych ekwiwalentu ropy). Procentowy udział gazu w tych dostawach winien zwiększyć się z 35% (w roku 2006, kiedy sprzedano 87 mld Sm³ gazu) do 45% w roku 2011. Sprzedaż gazu w roku 2007 wyniosła 90 mld Sm³. NPD obniżyło swoje szacunki odnośnie dziennej produkcji ropy w 2007 r., z 3 mln baryłek dziennie na 2,6 mln⁴⁶.

⁴³ Zob.: Minifacts about Norway 2007, Ministry of Foreign Affairs, s. 61–64.

⁴⁴ Zob.: Norwegian Continental Shelf, "A Journal from the Norwegian Petroleum Directorate" 2007, nr 1.

⁴⁵ Zob.: Norwegian Continental Shelf, "A Journal from the Norwegian Petroleum Directorate" 2007, nr 3.

⁴⁶ Wartość eksportu ropy i gazu jest 35-krotnie wyższa niż wartość wyeksportowanych produktów morza (ryb).

Norweski Parlament (Storting) w 1990 r. postanowił, że znacząca część dochodów z eksportu ropy i gazu zostanie zainwestowana za granicą przez państwowy Fundusz Ropy. W ten sposób bieżąca konsumpcja Norwegów pozostaje pod kontrolą, waluta się wzmacnia, a przemysł nie traci konkurencyjności. Z dniem 1 stycznia 2006, w miejsce dotychczasowego Funduszu Ropy utworzono Rządowy Fundusz Emerytalny składający się z dwóch części; The Government Pension Fund–Global, który jest kontynuacją dawnego Funduszu Ropy oraz The Government Pension Fund–Norway, dawny Fundusz Ubezpieczeń Społecznych. Strategia zarządzania portfelem funduszu Global polega na inwestowaniu walorów w zagraniczne papiery wartościowe w postaci akcji i obligacji w taki sposób, aby osiągnąć najwyższy możliwy zwrot z tych inwestycji. Na koniec 2006, wartość funduszu Global wyniosła 1 bilion 756 miliardów NOK (dane szacunkowe), a do końca roku 2007 wzrośnie prawdopodobnie do 2 bilionów 182 miliardów NOK. Szacunkowo, łączna wartość funduszy Global i Norway wyniosła na koniec 2006 – 1,857 biliona NOK, (prognoza na koniec 2007 – 2,288 biliona NOK)⁴⁷. Rząd, konstruując swój budżet dla gospodarki lądowej, przyjmuje jako limit deficytu budżetowego 4% wartości Funduszu Global, określonej na początku roku budżetowego. Oznacza to, że tak planowany strukturalny deficyt znajdzie pokrycie w dochodach z sektora ropy i gazu. W budżecie na rok 2007 dla gospodarki lądowej, założony deficyt strukturalny wynosił 71 miliardów NOK.

Norwegia, dysponując ogromnymi zasobami źródeł energii, jest praktycznie samowystarczalna. To wydaje się powodem nieprzygotowywania własnej koncepcji bezpieczeństwa energetycznego. W roku 2002 zużycie energii *per capita* wynosiło łącznie 190 GJ, w tym: energia pochodząca z ropy – 85 GJ, bioenergia (biomasa) – 9 GJ, z węgla i koksu – GJ, elektrociepłownie – 2 GJ.

⁴⁷ To oznacza aktywa przekraczające cały norweski PKB.

Tabela 4.8 Bilans nośników energii – Norwegia 2005

Jednostki poza indywidualnym oznaczeniem są wyrażone w 1000 ton

Nośniki energii	Produkcja własna	Import	Eksport	Dostawa na rynek krajowy brutto	Energia przetworzona lub zużyta przez sektor energetyczny	Zużycie krajowe netto	Procentowe zużycie dostarczonej energii
Węgiel i koks	1667	1415	1675	1691	238	1452	85,9
Drewno, oleje, odpady toe	1262	21	0	1283	228	1055	82,2
Ropa naftowa	126361	955		13002	13002	0	
Benzyna	12140	477	9808	2740	1155	1584	57,8
Paliwo lekkie	6950	583	2461	4660	1055	3739	
Paliwo ciężkie	1674	1706	1732	1325	999	327	24,6
Gazy skroplone	7247	242	4485	2995	2820	175	6,0
Gaz naturalny (mln Sm ³)	89559	0	82803	6757	5476	276	0,1
Inne gazy toe	1210	0	0	1210	903	308	25,5
Energia elektryczna (GWh)	138073	3649	15639	126083	13992	112091	88,9

Źródło: Norweskie Biuro Statystyczne, SSB (2006).

Warto zwrócić uwagę, że Norwegia będąc producentem i eksporterem energii w skali globalnej, równocześnie jest importerem energii elektrycznej w skali kraju, na co wskazują dane za rok 2004: produkcja – 110,1 mld kWh, konsumpcja – 121,5 mld kWh, import – 11,4 mld kWh.

Powyższa sytuacja wskazuje, że wewnętrznym problemem Norwegii jest zbilansowanie popytu i podaży energii w gospodarce krajowej ze względu na istotną zależność wszystkich sektorów tej gospodarki od jednego nośnika, jakim jest energia elektryczna. Od roku 1990, kiedy to Storting uchwalił usta-

wę energetyczną (Energiloven), przez blisko 15 lat, czyli do zimy 2003/2004, produkcja energii elektrycznej wzrosła zaledwie o 4%, podczas gdy jej konsumpcja aż o 15%. Niedobór wody w zbiornikach elektrowni wodnych, w latach „suchych”, tj. o małej ilości opadów (szczególnie śniegu), przypisywany powszechnie tzw. efektowi cieplarnianemu i powodowanym przez niego zmianom klimatycznym, spowodował, że Norwegia jest zmuszona importować energię elektryczną z krajów europejskich (m.in. z Rosji, Danii, Polski). Właścicielem sieci przesyłowych energii elektrycznej jest państwo, zarządzające nimi przez Statnet (Zarząd Sieci Państwowych). Producentami są elektrownie, w większości wodne (99% norweskiej energii elektrycznej), będące prywatnymi podmiotami gospodarczymi, które od państwa otrzymują tzw. *green certificate*, co oznacza, że państwo jest zobowiązane zakupić od wytwórcy, wyprodukowaną ilość energii, po określonych cenach.

Dostateczna ilość energii elektrycznej jest warunkiem nieodzownym dalszego rozwoju gospodarki tego kraju. Jej cena jest pochodną bilansu pomiędzy krajową podażą a konsumpcją. Rosnące ceny energii zagrażają konkurencyjności norweskiego przemysłu. Notuje się pierwsze przypadki zamykania zakładów energochłonnych, np. huty aluminium.

Przedstawiciele norweskiej Naczelnej Organizacji Gospodarki (Næringslivets Hovedorganisasjon) i Krajowego Stowarzyszenia Producentów Energii (Energibedriftenes Landsforening) ostrzegają polityków, iż w latach 2008–2009 może zabraknąć energii w rejonie Møre i Romsdal (środkowa Norwegia), w którym nadal istnieje i rozwija się przemysł ciężki. Zdaniem specjalistów, **w celu zapewnienia wzrostu dostaw energii elektrycznej, czyli zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju, Norwegia potrzebuje aktywnej polityki rządu**, co według nich oznacza:

- ciągłą modernizację istniejących elektrowni wodnych, np. podwyższanie zapór i tym samym zwiększanie pojemności zbiorników wodnych,
- zgodę na budowę elektrowni na paliwo gazowe z wykorzystaniem najnowszych technologii na rzecz ochrony środowiska,
- dostawę energii z małych lokalnych elektrowni wodnych i siłowni wiatrowych,
- ograniczenie zużycia energii elektrycznej dzięki np. uzyskiwaniu energii cieplnej do ogrzewania wody z biomasy,
- rozwiązanie problemu linii przesyłowych energii, aby uniknąć lokalnych kryzysów energetycznych.

Takie zadania zostały powierzone powołanej przez Parlament Norwegii w czerwcu 2001 organizacji ENOVA SF, która rozpoczęła działalność 1 stycznia 2002 r. ENOVA jest przedsiębiorstwem państwowym (SF), którego właścicielem jest Ministerstwo Ropy i Energii. Parlament i rząd powie-

rzył temu przedsiębiorstwu zadanie przyczynienia się do racjonalnej i ekologicznie „zdrowej” produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych i takiego stymulowania rynku energii, aby osiągną cele założone w polityce energetycznej rządu.

Procentowy udział ważniejszych europejskich odbiorców norweskiego gazu kształtuje się następująco: Niemcy – 30%, Francja – 19,3%, Wielka Brytania – 20%, Hiszpania – 22,9%, Holandia – 8,6%, Belgia – 8%, Włochy – 7,2%.

W czerwcu 2001 r. dokonano zmiany organizacji sektora gazu. Zlikwidowano centralnie sterowaną jego sprzedaż. Likwidując Komitet Negocjacyjny (GFU) odpowiedzialny za cały marketing gazu, rząd i Ministerstwo Ropy i Energii przestały zajmować się handlem gazem. Firmy wydobywcze indywidualnie produkują, transportują i sprzedają swój gaz, a producenci gazu stali się współwłaścicielami rurociągów przesyłowych. Niezależnym operatorem gazociągów jest państwowa firma Gassco, która nie jest współwłaścicielem złóż gazu ani infrastruktury, jedynie w myśl obowiązujących przepisów, administruje równym dla wszystkich firm komercyjnych dostępem do linii przesyłowych. Gassco inicjuje i koordynuje plany dalszej rozbudowy systemów transportowych.

Najważniejszymi producentami ropy i gazu w norweskim szelfie kontynentalnym są norweskie spółki giełdowe Statoil ASA i Norsk Hydro Produksjon AS. Państwo norweskie (Ministerstwo Ropy i Energii) posiada 70,9% udziałów w Statoil i 44% w Norsk Hydro. 17 grudnia 2006 rady nadzorcze obu spółek wyraziły zgodę na fuzję i utworzenie koncernu zajmującego się poszukiwaniem i wydobywaniem ropy naftowej i gazu w szelfie norweskim i w innych rejonach świata (Statoil przejmie za 28 mld USD część Norsk Hydro zajmującą się wydobywaniem ropy i gazu). Państwo, które posiadało 62,5% udziałów w nowej spółce, zamierza zwiększyć swój udział do 67%. Fuzja uzyskała akceptację Komisji Europejskiej. Nowy koncern o nazwie StatoilHydro zatrudnia 31 tys. pracowników, produkował łącznie 1,9 miliona baryłek dziennie w roku 2007 i przy obrotach rządu 480 mld NOK znajduje się na 50 miejscu na liście 500 największych firm świata.

Norwegia jako producent ropy i gazu

W roku 1962 amerykańskie towarzystwo naftowe Philips Petrol złożyło wniosek dotyczący poszukiwań ropy naftowej w norweskim szelfie kontynentalnym na Morzu Północnym. Pierwsze odpowiedzi rządu były odmowne, gdyż kierowano się opiniami rodzimych ekspertów, które wykluczały występowanie złóż ciężkich węglowodorów w tym rejonie. „W 1966 r. Esso

dokonał pierwszych próbnych wierceń, a w 1970 r. Philips Petrol poinformował, że natrafiono na «gigantyczne pole naftowe»⁴⁸.

Rozpoczęcie eksploatacji złóż oraz późniejsze podwyżki cen ropy i gazu⁴⁹ spowodowały wyraźne przyspieszenie rozwoju gospodarczego kraju i wzrost zamożności społeczeństwa. Obecnie Norwegia należy do największych eksportatorów i eksporterów ropy i gazu na świecie, co ilustruje tabela 4.9.

Tabela 4.9. Zasoby ropy w poszczególnych obszarach na norweskim szelfie, 31.12.2006⁵⁰ (zawierają też zasoby, które prawdopodobnie będą wydobywane, ale jeszcze nie ma decyzji lub nie są oszacowane)

Obszar	Ropa, mln Sm ³	Gaz, mld Sm ³	NGL, mln ton	Kondensat, mln Sm ³	Mln Sm ³ ekwiwalentu ropy
Łącznie	152,0	424,0	22,0	35,0	654,0
Morze Północne	66,0	112,0	8,0	14,0	206,0
Morze Norweskie	58,0	301,0	15,0	22,0	408,0
Morze Barentsa	29,0	11,0	0,0	0,0	39,0

Źródło: Norwegian Petroleum Directorate 2007.

Jak wynika z Oświadczenia 5/2008 „T e Shelf in 2007”⁵¹, wydobycie gazu wzrosło w 2007 roku. Jak oczekiwano wydobycie ropy było nieco niższe niż w roku poprzednim. Wzrosła ilość szybów wydobywczych z 26 (2006) do 32 w roku 2007. Dokonano odkrycia 12 nowych złóż: 8 – na Morzu Północnym, 3 – na Morzu Norweskim i 1 – na Morzu Barentsa. Dane całkowite zasobów nowych odkrywek szacuje się na 39–83 mln Sm³ możliwej do pozyskania ropy i 15– 23 mld Sm³ gazu. Na Morzu Północnym większość odkryć koncentruje się na obszarze Sleipner/Balder.

⁴⁸ W. Sowa, K. Konieczny, *Norwegia*, Pascal, Bielsko-Biała 2007, s. 15.

⁴⁹ Ceny ropy w 2007 r. były wyższe niż przewidywało Ministerstwo Finansów Norwegii, a to oznacza 16 mld NOK więcej w postaci podatków i opłata do skarbu państwa. Ogólne wpływy z podatków i opłat od koncernów petrochemicznych wyniosły w 2007 r. około 210 mld NOK, z wyłączeniem dochodów wynikających z udziałów państwa w StatoilHydro i innych tego typu przedsiębiorstwach. Ministerstwo Finansów ocenia, że całkowite wpływy netto z szelfu kontynentalnego osiągną 319 mld NOK, patrz: „Af enposten”, 03.12.2007.

⁵⁰ Ilość ropy wyraża się w milionach Sm³ (standardowych metrach sześciennych), a gazu w miliardach Sm³. Są to standardowe określenia ISO liczone w temperaturze równej 15°C i pod ciśnieniem równym 1,01325 bara. 1000 Sm³ gazu = 1 Sm³ oe (ekwiwalentu ropy); 1 Sm³ ropy = 1 Sm³ oe; 1 Sm³ NGL = 1 Sm³ oe; 1 Sm³ kondensatu = 1 Sm³ oe. Przeliczniki surowca ropy: 1 Sm³ = 6,29 baryłki; 1 Sm³ = 0,84 tony; 1 baryłka = 159 litrów; 1 tona = 7,49 baryłki.

⁵¹ Norwegian Petroleum Directorate, www.npd.no (dostęp 13.02.2008).

Tabela 4.10. Nowe odkrycia w 2007 r. Możliwe do pozyskania zasoby surowcowe

Szyby i działki wydobywcze	Operator	Węglowodory typu	Ropa (mln Sm ³)	Gaz (mld Sm ³)
15/12-18 S i A	Pertra	Ropa	1,5-7	
15/6-9 S	Statoil	Ropa/ gaz	4-6	3-5
16/4-4	Statoil	Gaz/ kondensat	1-2	<1
16/2-3	Statoil	Ropa	5-10	
16/1-8	Lundin	Ropa	10-30	
25/11-24	Hydro	Ropa	5-10	
35/11-15 S	Hydro	Ropa	1-2	<1
6507/11-8	Statoil	Gaz		1-2
6407/7-7 S	Hydro	Ropa/ gaz	1-2	1-2
6405/10-1	Statoil	Gaz/kondensat	1-2	3-5
7125/4-1	Hydro	Ropa/ gaz	10-12	5-7
			39-83	15-23

Źródło: T e Shelf in 2007 – Exploration, 14.01.2008, Norwegian..., *op.cit.*

W 2007 r. oszacowano, że wydobycie ropy osiągnęło 128,5 Sm³ (2,21 mln baryłek dziennie), w porównaniu ze 136,6 mln Sm³ (2,5 mln baryłek dziennie) w roku poprzednim.

Charakterystyczna dla szelfu jest duża aktywność i kontynuacja wzrostu całościowych nakładów inwestycyjnych. Faktycznymi odbiorcami poważnych nakładów inwestycyjnych w 2008 r. są pola Gjøa, Skarv i Tyrihans. Dodatkowe inwestycje przewidywane są na Valhall – głównie na nowe odwierty i instalacje. Ważnymi odbiorcami inwestycji są Ekofisk, Ormen Lange, Oseberg, Snorre, Statfjord i Troll II (Troll Oil). Wspomniane nakłady inwestycyjne (ok. 100 mld NOK – 2008) przeznaczone są na nowe instalacje na morzu, modernizację instalacji i urządzeń oraz nowe szyby i odwierty. Jak podaje „Stavanger Af onbladet” do 100 mld NOK podniesione zostaną inwestycje w nowe platformy, odwierty i technologie wpompowywania wody na Ekofisk, norweskim pierwszym roponośnym polu wydobywczym. W nawiązaniu do planów diskutowanych w firmie ConocoPhi-

lips, żywotność pola zostanie przedłużona o 22 lata (od 2028 do 2050)⁵². Dla porównania Ormen Lange kosztowało dotąd 50 mld NOK a Snøhvit – 60 mld NOK⁵³. Inwestycje na tych polach stanowią około 50% ogólnych nakładów inwestycyjnych w 2008 r.⁵⁴ Wzrost nakładów częściowo spowodowany jest przez wyższe ceny za tzw. „jednostkę rozwojową” – związaną z ceną wskaźnika inwestycyjnego. Od połowy 2004 r. do końca 2007 r. wskaźnik inwestycyjny dla dominującego typu urządzeń stosowanych obecnie na norweskim szelfie kontynentalnym wzrósł z 150 000 USD do 475 000 USD dziennie⁵⁵.

Tabela 4.11. Odkryte zasoby węglowodorów na norweskim szelfie kontynentalnym łącznie na 31.12.2006

Dane	Surowiec ropy mln Sm ³	Gaz naturalny mld Sm ³	NGL mln ton	Kondensat mln Sm ³	Łącznie mln Sm ³ oe
Zasoby w procesie produkcji	944	1371	96	0	2497
Rezerwy z zatwierdzonym PDO	131	931	27	49	1162
Rezerwy łącznie	1075	2302	123	49	3659
W fazie planowania	187	79	12	3	291
Możliwe do rozwoju w dłuższym okresie	177	87	8	2	282
Nowe odkrycia oddane do eksploatacji	12	1	0	0	13
Możliwe do eksploatacji przy rozwoju nowych technologii	140	130	-	-	270
Dotychczasowe łącznie	1591	2599	143	53	4514
Nie odkryte	1260	1875	-	265	3400
Ogólny potencjał do wydobycia	6158	6040	263	442	13141
Sprzedaż	3155	1142	99	89	4573

Źródło: Norwegian Petroleum Directorate 2007.

⁵² „Stavanger Af onbladet”, 04.02.2008.

⁵³ „Af onbladet”, 04.02.2008.

⁵⁴ Nie zawierają one kosztów wydobycia szacowanych łącznie w 2008r. na ok. 25 mld NOK.

⁵⁵ T e Shelf In 2007 – Investments, Norwegian...*op.cit.*

W Norwegii ogółem wydobyto 237,8 mln Sm³ ropy ciężkich węglowodorów (2007), to jest 26,2 mln Sm³ mniej niż w rekordowym 2004 r. Ocenia się, że w roku 2008, wydobycie ropy osiągnie 240 mln Sm³ ropy. Oznacza to nieśmiało szacowanie wzrostu produkcji na 254 mln Sm³ ropy w 2011 r. Około 1275 mln Sm³ ropy to wynik produkcji w 5-letnim okresie 2003–2007. Procentowy udział gazu w ogólnej sprzedaży ropy szacunkowo wzrośnie z 38% (2007) do 46% (2012).

Około 89 mld Sm³ gazu zostało sprzedanych w 2007 r. Oznacza to wzrost o 2 mld w porównaniu z rokiem 2006 (+ 2,3%). Ocenia się, że sprzedaż gazu winna przekroczyć 99 mld Sm³ w 2008 r.

Ropę wydobywa się na 52 polach (2007), aż 40 pól znajduje się poza lądem.

Norwegian Petroleum Directorate szacuje, że w 2008 r. produkcja ropy będzie nieco niższa niż w 2007, tzn. osiągnie 117,9 mln Sm³ (2 mln baryłek dziennie). Skalę niepewności ocenia się tu na +/- 13%, głównie z uwagi na nieprzewidywalną zawartość pól wydobywczych, koordynację rozpoczęcia i prawidłowość działania nowych projektów. Prognozy produkcji kondensatu i NGL (2008) mówią o 4 mln Sm³, to jest odpowiednio 10 mln ton, co prowadzi do oszacowania całłościowego wydobycia surowców płynnych na 140,8 mln Sm³ ropy (2,4 mln baryłek dziennie).

Tabela 4.12. Przewidywana produkcja paliw w Norwegii w latach 2008–2012

Paliwa/Rok	2008	2009	2010	2011	2012
Ropa (mln Sm ³)	117,9	115,3	114,3	112,9	110,3
NGL (mln Sm ³ ropy)	18,8	19,6	17,8	18,8	19,1
Kondensat (mln Sm ³ ropy)	140,7	139,8	137,3	137,8	136,0
Ciekłe (mln baryłek ropy dziennie)	2,4	2,4	2,4	2,4	2,3
Gaz (mld Sm ³)	99,4	108,8	110,4	115,9	115,3

Źródło: T e Shelf in 2007, *Petroleum production...op.cit.*

Ogółem 13 nowych spółek zostało wstępnie zakwalifikowanych⁵⁶ jako licencjobiorcy lub operatorzy. W charakterze licencjobiorców w 2007 r. pojawiły się następujące spółki: Genesis, Concedo, Bayern Gas, Flying High,

⁵⁶ Schemat wstępnych kwalifikacji wprowadzono jako konsekwencję chęci ze strony władz norweskich by na szelf norweski wprowadzić nowych, kompetentnych „graczy”.

Skagen 44 i PGNiG. Siedem kompanii wystąpi jako operatorzy: Premier, E. ON, Ruhrgas, Petrofac, Aker Exploration, SageX, Discover i Rocksource⁵⁷. W końcu 2007 r. branych pod uwagę w tych kwalifikacjach było jeszcze 14 spółek: Oilexco, Pioneer, Canamens Energy, North Energy, Bow Valley Energy, Grupa Lotus, Perenco, Repsol, Dana Petroleum, Skeie Energy, Spring Energy, 4 Sea Energ, Dyas BV i Elexir Petroleum⁵⁸.

32 szyby wydobywcze rozpoczęły prace w 2007 r. (z czego 20 zostało zaczopowanych jako w istocie niezbadane), zawartość 12 odkryć oszacowano. Większość z nich znajduje się w rejonie Sleipner–Balder, natomiast ropę i gaz znaleziono na Morzu Barentsa. Wstępne obliczenia na 31 grudnia 2007 r. wskazują, że nie ma znaczących zmian w ocenie złóż ropy na norweskim szelfie. Ocenia się je na 13 mld Sm³ oe⁵⁹, co wskazuje na możliwości wzrostu aktywności wydobywczej oraz zwiększenie całkowitych rezerw. Dodatkowo w 2007 r. Norwegian Petroleum Directorate zebrało dane sejsmiczne z 2617 kilometrów na obszarach Nordland VII i Troms II. Badania te będą kontynuowane latem 2008 r.

W roku 2007 rozpoczęto wydobywanie na 4 nowych polach, tj. Blanc, Enoch, Ormen Lange i Snøhvit. Oczekiwane jest rozpoczęcie produkcji (w 2008) na trzech kolejnych polach: Alvheim, Vilje i Volve. Dla 9 nowych złóż zostało zaakceptowanych 8 planów działania i rozwoju (PDO), a 10 PDO oczekuje na rozpatrzenie przez norweskie władze w 2008 r. Każdy z tych planów dotyczy wielkich inwestycji w nowe produkcyjne instalacje (Skarv, Gjøa i modernizowane pole Valhall). Operatorem na polach Skarv i Valhall jest British Petroleum. Statoil jest operatorem na Gjøa (pole w fazie rozwojowej), które chce przejść do działalności operatorskiej Gaz de France, kiedy będzie można zacząć tam produkcję. Talisman otrzymał zatwierdzenie PDO dotyczące rozbudowy w 2007 r. pola Yme, które zostało ponownie uruchomione (po zamknięciu w 2001). 5 lat operatorem był tam Statoil; firma ta jest również odpowiedzialna za rozbudowę pola Rev. W odniesieniu do dziesięciu rozpatrywanych PDO, to jednym z nich jest pole Frøy, którego ponowne otwarcie jest planowane z Det – norweską kompanią naftową jako operatorem. Największym odkryciem, którego PDO spodziewa się w 2008 r. jest 7122/7 – 1 Goliat z Eni (jako operatorem)⁶⁰.

⁵⁷ Od roku 2000 do końca 2007 r., 48 kompanii otrzymało wstępne kwalifikacje jako licencjobiorcy lub operatorzy.

⁵⁸ Zob. T e Shelf in 2007 – New players, 14.01.2008, Norwegian...*op. cit.*

⁵⁹ Press release 5/2008, T e Shelf In 2007, 14.01.2008.

⁶⁰ T e Shelf in 2007 – Development, Norwegian..., *op. cit.*

StatoilHydro 3 lutego 2008 r. poinformowało o bogatym złożu gazu odkrytym w okolicach Halten Bank na Morzu Norweskim, w trakcie wierceń na działce Gamma. Rozważane będzie połączenie go z polem Aasgard. Według wstępnych obliczeń zasobność odkrycia jest rzędu 2 do 3 Gsm³ (Giga Sm³) – możliwego do wydobycia gazu. Gamma jest położona 8 km na południowy wschód od pola Mikkel na Halten Bank. Badawczy szyb jest jednym z kilku na bliżniaczych działkach na Morzu Norweskim i bez wątpienia pomoże w poznaniu tajemnic dna w tym rejonie. Równocześnie zdaje się potwierdzać przekonanie o istnieniu większego potencjału w pobliżu pól Midgard i Mikkel. Licencjobiorcami licencji 312, zgodnie z którą będą realizowane wiercenia i wydobycie na działce Gamma (6407/6-6) są: StatoilHydro ASA (operator) – 59 %, ExxonMobil Production Norway Inc – 24% i ENI Norge AS – 17%⁶¹.

Potencjał Norwegii jako producenta ropy i gazu najlepiej chyba zobrazowała Dyrektor Zarządzająca StatoilHydro – Helge Lund, która występując (09.01.2008) w Londynie (podczas Capital Markets Day) stwierdziła, że koncern wykorzystuje połączenie swoich kompetencji i potencjału w celu kontynuacji wzrostu i kreacji swojej wartości. Jego dążeniem jest podniesienie wyników produkcji ropy i gazu z 1,9 mln baryłek ekwiwalentu ropy dziennie (boepd)⁶² w 2008 r. do 2,2 mln boepd w 2012 r. Lund dodała, że „mapa drogowa do 2012 r. stanowi część większego wyzwania; przekształcenia StatoilHydro w globalnego gracza energetycznego”⁶³. StatoilHydro przewiduje wzrost wydobycia w norweskim szelfie kontynentalnym (NCS)⁶⁴ oraz zwiększenie wpływów z tytułu udziałów w przedsiębiorstwach międzynarodowych. Wydobycie na terenie NSC szacuje się na około 1,5 mln boepd w okresie kolejnych 10 lat, osiągając 1,55 mln boepd w 2012 r. Wzrost wydobycia w międzynarodowych przedsiębiorstwach i udziałach szacowany jest na 0,65 mln boepd w 2012 r. Efekt synergii po połączeniu obu koncernów⁶⁵ szacuje się na około 6 bln NOK brutto. Grupa chce podejść też do zagadnienia wyzwań klimatycznych z technologicznymi i przemysłowymi rozwiązaniami, ukształtować mocniejszą pozycję w obszarze nowych energii, głównie ukierunkowując się na efektywność energetyczną, przechwytywanie i składowanie tlenków węgla, biopaliwa i wiatrownie morskie. Na szelfie kontynentalnym koncentracja odwiertów dotyczy spraw-

⁶¹ Informacja własna.

⁶² boepd – barrels oil equivalent per day – baryłki ekwiwalentu ropy dziennie.

⁶³ „Af enposten”, 10.01.2008.

⁶⁴ NCS (Norwegian Continental Shelf) – norweski szelf kontynentalny.

⁶⁵ W roku 2006 Statoil i Hydro połączyły się w koncern StatoilHydro.

dzonych i udokumentowanych obszarów, terenów dziewiczych, jak również działalności eksploracyjnej w nadgranicznych rejonach Morza Barentsa i Morza Norweskiego. Poza granicami, najbardziej znaczące tereny wydobycia to US Gulf of Mexico, Brazylia, Nigeria i Azerbejdżan.

Åslang Haga – norweska Minister ds. Ropy i Energii na konferencji prasowej stwierdziła, że w trakcie bieżącego roku zamierza przedstawi „White Paper” w sprawie polityki ropy i gazu, w którym zawrze również sprawozdanie dotyczące wyzwań środowiskowych. Głównym celem jest „kryształowa czystość jako rezultat emisji gazu do atmosfery”⁶⁶.

Norwegia – UE w kontekście bezpieczeństwa energetycznego

Dysponując ogromnymi zasobami źródeł energii Norwegia jest praktycznie samowystarczalna pod tym względem. 99% produkowanej energii elektrycznej pochodzi z elektrowni wodnych. Ponadto jest ważnym w skali światowej producentem ropy naftowej i gazu naturalnego, jednym z największych dostawców nośników energii (zwłaszcza gazu) do krajów Unii Europejskiej.

Norwegia, będąca jednym z najważniejszych dostawców energii dla UE, nie podziela geopolitycznego zaniepokojenia, charakteryzującego europejską dyskusję na temat bezpieczeństwa dostaw. Dyrektywa bezpieczeństwa dostaw gazu naturalnego nie została włączona do porozumienia o Europejskim Obszarze Gospodarczym. Jednocześnie Norwegia jest związana, jako członek EOG przepisami UE dotyczącymi wewnętrznego rynku energii. Współpraca rynkowa może stać się ważniejszym narzędziem koordynacji europejskiej strategii bezpieczeństwa dostaw (choćby z tej racji, że kontakty na rynku energetycznym zawierane są między prywatnymi przedsiębiorstwami), niż obecne dyrektywy w tej dziedzinie. Dlatego też rozwój europejskiej strategii bezpieczeństwa dostaw będzie miał wpływ na norweską politykę energetyczną.

Dla Norwegii wszystkie propozycje unijne, które dotyczą zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii są ważne. Wszelkie regulacje UE mogą stać się obowiązujące również w Norwegii dzięki zapisom umowy o EOG. Natomiast kiedy parę lat temu UE próbowała wprowadzić dyrektywę dotyczącą składowania gazu na wypadek kryzysu, propozycja została odrzucona wspólnymi siłami Norwegii, Wielkiej Brytanii i branży petrochemicznej⁶⁷.

⁶⁶ „Af enposten”, 15.01.2008 oraz „Dagens Nyheter”, 15.01.2008.

⁶⁷ W swym obecnym projekcie KE, tym razem w bardziej łagodny sposób, podnosi pytanie o silniejszą koordynację ewentualnej rozbudowy i użytkowania magazynów oraz większej otwartości co do ich wielkości. KE stwierdza, iż doświadczenia pokazują, iż UE nie posiada obecnie stosownie dużych rezerw gazu, by sprostać podobnemu kryzysowi.

W rzeczywistości regulacja ta doprowadziła mogła do uzyskania przez KE wpływu na pola gazowe położone w szelfie norweskim.

W lutym 2006 r. KE zaproponowała stworzenie nowego organu European Energy Supply Observer (EESO), którego głównym zadaniem ma być ostrzeganie i informowanie o możliwości wystąpienia kryzysów energetycznych. Do współpracy w ramach EESO ma zostać zaproszona również Norwegia. Instytucja ta stanowiłaby forum współpracy między państwami UE, ważnymi producentami energii oraz wiodącymi krajami tranzytowymi. Do najbardziej znaczących eksporterów energii do UE zaliczone zostały Norwegia, Rosja i Algieria. Najlepszym przykładem kraju tranzytowego jest Ukraina, przez którą przesyłane jest 80% energii eksportowanej z Rosji do państw UE.

Według projektu KE, EESO miałoby informować o możliwościach przewidywania dostaw energii i przedstawiać sposoby rozwiązania ewentualnych kryzysów (niedoborów dostaw energii). Praktycznym zadaniem dla nowej struktury byłoby opracowanie systemu wczesnego ostrzegania o potencjalnym kryzysie energetycznym. Tę funkcję można uzupełnić dodatkową regulacją, na mocy której kraje posiadające wolne moce produkcyjne czy potencjał składowania energii, lub które mogłyby w inny sposób wesprzeć kraje dotknięte kryzysem, zobowiązane byłyby do ograniczenia szkodliwych efektów kryzysu⁶⁸. KE zakłada, że EESO miałoby być uzupełnieniem Międzynarodowego Biura Energii w Paryżu. Propozycja ta znalazła się w zrewidowanym projekcie unijnej „Zielonej Księgi dot. Energii”⁶⁹ (opublikowanej w 2006 r.), w której Norwegię określa się jako jednego z najważniejszych partnerów energetycznych. Zdaniem KE, Unia powinna przyczynić się do rozwoju zasobów na Dalekiej Północy – High-North. Minister ds. ropy i energii O.R. Enoksen w swej wypowiedzi dla „Af enposten” pozytywnie ocenił tego typu pomoc oraz stwierdził, że zasoby gazu i ropy na Północy stanowiły przedmiot rozmów z komisarzem UE ds. energii A. Piebalgem⁷⁰. Księga nie precyzuje jednak na czym konkretnie ewentualna pomoc miałaby polegać. Jednakże Unia wykazywała duże zainteresowanie przyszłymi projektami Statoil dotyczącymi połączenia pola gazowego na Morzu Barentsa z systemem rurociągów na norweskim szelfie. Podczas wizyty premiera J. Stoltenberga w styczniu

⁶⁸ „Af enposten”, 25.02.2006.

⁶⁹ „Zielona Księga” zawiera szereg propozycji zmierzających do wzmocnienia roli UE na rynku energetycznym, co stanowi novum, wobec dotychczasowej praktyki (kwestie energetyczne pozostawały domeną narodową). Na decyzję KE wpłynęło wstrzymanie przez Rosję przesyłu gazu dla całej zachodniej Europy (przez Ukrainę), czemu towarzyszy świadomość rosnącego uzależnienia państw UE od importu energii.

⁷⁰ „Af enposten”, 09.03.2006.

2006 r. w Brukseli, J. Solana zaproponował, by UE przekazano opracowanie norweskich specjalistów na ten temat, gdyż dysponuje ona znacznymi środkami na inwestycje w dziedzinie infrastruktury i tego typu rurociąg mógłby w przyszłości także transportować gaz z rosyjskiej części Morza Barentsa. Propozycje „Zielonej księgi” były dyskutowane na spotkaniu na szczycie Unii 23–24 marca 2006 r., gdzie tematem rozmów przywódców państw członkowskich był m.in. tzw. „wspólny rynek energetyczny”, czyli stworzenie efektywnej współpracy w dziedzinie energetycznej, do wzięcia udziału w której Komisja Europejska pragnie zaprosić Norwegię, Turcję, Mołdawię i Ukrainę, a w perspektywie wszystkie lub niektóre z dziewięciu państw objętych współpracą śródziemnomorską⁷¹.

W przypadku Norwegii wyzwaniem jest kwestia, w jaki sposób może ona stać się integralną częścią wspólnoty bez zmiany porozumienia EOG. Dla norweskich spółek Statoil czy Hydro tego typu wspólny rynek jest ważny. Statoil jest zaangażowany w Turcji (gazociągi i rurociągi prowadzące z Azerbejdżanu). Poza tym Statoil posiada duże pola gazowe w Algierii. Hydro prowadzi działalność wydobywczą i poszukiwawczą w Libii.

Porozumienie o Europejskim Obszarze Gospodarczym stanowi dla Norwegii poważne ograniczenie jej swobody działania w dziedzinie polityki ropy i gazu wobec państw, które są przede wszystkim importerami. W swoim czasie Norwegia została zmuszona poprzez GFU (Gassforhandlingsutvalget – Komisję ds. Negocjacji Gazowych) do rezygnacji z monopolistycznej sprzedaży gazu.

Zdaniem UE, wprowadzenie przez Norwegię bardziej liberalnych zasad było warunkiem otwarcia rynków i rurociągów na kontynencie, jednakże uzyskane korzyści są ograniczone. Pomimo że wszyscy konsumenci gazu w UE mają zasadniczo możliwość wyboru dostawcy, transport nadal może okazać się skomplikowany i kosztowny, szczególnie w Niemczech. Poza tym istnieje ryzyko, że spora liczebnie grupa sprzedawców norweskiego gazu sprzedaje go małej liczbie nabywców, dokonujących zakupów na dużą skalę i dominujących na rynku gazu i energii. Dla Norwegii obciążeniem stanowi dodatkowo opodatkowanie gazu na terenie UE⁷². Norwegia i UE mają od lat odmienne poglądy na kontrakty dłu-

⁷¹ Jesienią 2005 r. UE zawarła z dziewięcioma państwami na Bałkanach i w ich sąsiedztwie porozumienie dotyczące południowo-wschodnioeuropejskiej wspólnoty energetycznej.

⁷² Na przykład w Niemczech gaz jest podwójnie opodatkowany, podczas gdy węgiel i energia atomowa w ogóle nie są opodatkowane. Dla Norwegii korzystniejsza byłaby współpraca (zorganizowana) z innymi eksporterami gazu, np. Algierią czy Rosją ale – ze względu na stosunki z UE i USA – jest to problematyczne.

goterminowe⁷³, wiążące nabywców na dwadzieścia – trzydzieści lat, ale w zamian umożliwiające rozbudowę tak olbrzymich pól jak Troll, czy Aasgard na szelfie norweskim. UE postrzega je jako zło konieczne, Norwegia zaś jako warunek rozbudowy drogich pól, i tym samym warunek zabezpieczenia dostaw gazu. W nocie skierowanej do państw grupy G-8, Norwegia opowiedziała się za długoterminowymi kontraktami na dostawy gazu. Nota została przekazana osobiście przez ministra spraw zagranicznych Norwegii J. Gahr Støre ministrowi spraw zagranicznych Rosji S. Ławrowowi. Norwegia podkreśla w niej wagę długoterminowych kontraktów na dostawy gazu, ponieważ umożliwiają one spółkom dokonywanie inwestycji w duże pola gazowe i dzięki temu zabezpieczają dostawy. Minister Støre stwierdził, że „podkreślenie znaczenia tego typu kontraktów jest słuszne, mamy opinię solidnego dostawcy gazu. Poza tym Norwegia wcieliła w życie rozmaite dyrektywy UE”⁷⁴. Poszczególne państwa europejskie – jego zdaniem – „wykazują większe zrozumienie dla tego typu kontaktów niż Bruksela”⁷⁵.

Swoistej czary goryczy w energetycznych relacjach Norwegia–UE dopełniła systematycznie powracająca w rozmowach z UE kwestia ratyfikowania przez Norwęgę Karty Energetycznej⁷⁶. Brak tej ratyfikacji wykorzystywany jest przez Rosję jako argument przeciwko podpisaniu Karty (Rosja uważa, że podpisanie Karty oznaczałoby oddanie władzy nad zasobami naturalnymi). Strona norweska utrzymuje, że ratyfikację Karty uniemożliwia punkt porozumienia przewidujący rozpatrywanie kwestii spornych pomiędzy zagranicznymi inwestorami i państwem przez prywatne sądy arbitrażowe poza granicami Norwegii, co jest sprzeczne z norweską konstytucją. Stanowisko to Norwegia zajmuje od 1994 r. W rozmowach z kanclerz A. Merkel premier J. Stoltenberg stwierdził, że ratyfikacja byłaby możliwa, o ile zmieniono by punkt dotyczący rozwiązywania kwestii spornych, lub gdyby Norwegia została z tego punktu wyłączona. Przedstawiciele Kancelarii Premiera twierdzą, że inicjatywa w tej sprawie należy do UE, podkreślając, że Norwegia jest zainteresowana nie tylko zachowaniem, ale i rozwojem pozostałych powiązań z UE⁷⁷.

⁷³ W przedłożonym w 2006 r. studium na temat sektora energetycznego, KE krytycznie oceniła tego typu kontrakty stwierdzając, że mogą one utrudnić konkurencję na rynku gazu.

⁷⁴ Wywiad J. Gahr Støre dla „Aftenposten”, 23.02.2006.

⁷⁵ *Ibidem*.

⁷⁶ Kwestia Karty stanowiła temat rozmów Kanclerz A. Merkel z premierem Norwegii J. Stoltenbergiem podczas jego wizyty w Niemczech w grudniu 2006 r.

⁷⁷ Zob. „Aftenposten”, 02.01.2007.

High-North strategiczną wizją i planem Norwegii

Podwaliny norweskiej polityki dotyczącej ropy i gazu w Regionie Północnym zostały położone na przełomie lat 60. i 70. XX wieku. Wytyczenie w latach 70, 200-milowego obszaru ekonomicznego – dzięki odkryciu ropy i gazu – okazało się bardzo korzystne dla Norwegii, posiadającej wyjątkowo długą linię brzegową.

Dziś na Morzu Północnym uwaga skoncentrowana jest na właściwym wykorzystaniu istniejącej infrastruktury i wzroście wydobycia z istniejących złóż. Jednakże znaczne połacie norweskiego szelfu, zwłaszcza na obszarach północnych, pozostają niezbadane. Według szacunków największe zasoby surowców energetycznych są u wybrzeży regionu Nordland. Zezwolenie władz na rozpoczęcie poszukiwań umożliwiłoby Norwegii Północnej rozwój i wzrost zatrudnienia. Konieczne jest znalezienie rozwiązań umożliwiających koegzystencję rybołówstwa i działalności wydobywczej. Zdaniem StatoilHydro znaczne zasoby są także na Morzu Barentsa (tak w części norweskiej, jak i rosyjskiej), gdzie poszukiwania rozpoczęły się jeszcze w 2006 roku. Dzięki bardzo wysokiemu poziomowi technologicznemu koncernu, działalność naftowa nie naruszy istniejącego ekosystemu i może współistnieć z takimi gałęziami gospodarki, jak rybołówstwo i turystyka. Działalność na Morzu Barentsa, ze względu na bliskie sąsiedztwo Rosji, ma także aspekt polityki zagranicznej. Wzrost wydobycia ropy i gazu z norweskiej części miałby pozytywny wpływ, na odpowiedzialne wykorzystanie zasobów, środowisko i współpracę norwesko-rosyjską gdy norweska produkcja gazu gwałtownie rośnie oraz odnotowuje się silny wzrost zapotrzebowania rynków europejskich i amerykańskiego. Dla Norwegii oznacza to możliwość realizacji ważnych projektów, takich jak np. Troll Videreutvilking, co umożliwi odkrycie nowych złóż, zbudowanie odpowiedniej infrastruktury i zabezpieczenie rynków dla norweskiego gazu.

Wysokie ceny ropy i gazu na rynkach światowych stały się bodźcem dla przemysłu petrochemicznego i spowodowały silny wzrost aktywności na norweskim szelfie kontynentalnym. Uruchomiono wiele projektów, mających na celu podniesienie stopnia wykorzystania źródeł już eksploatowanych. Do wzrostu wartości inwestycji przyczyniły się dwa projekty związane z wydobyciem i transportem gazu naturalnego: Snøhvit na północny zachód od Hammerfest i Ormen Lange na zachód od Trondheim. Oba projekty zainicjowały olbrzymie inwestycje w terminale lądowe w Melkøya i Tjeldbergodden.

Wraz z zakończeniem zimnej wojny zmieniła się perspektywa widzenia obszarów północnych; obecnie zagadnienia bezpieczeństwa i suweren-

ności rozszerzone zostały o perspektywę rozwoju gospodarczego, ochrony środowiska, warunków życia i współpracy kulturalnej, co ma istotne znaczenie nie tylko dla rozwoju Norwegii Północnej, ale i całego kraju. Tereny te bogate są w zasoby naturalne – olbrzymie złoża ryb i węglowodorów. Tam też dają o sobie znać zmiany klimatyczne. Z Północą wiążą się nadal nierozwiązane kwestie sporne z innymi państwami, dotyczące obszarów morskich i zasobów rybnych. Rządowy program badawczo-rozwojowy, podejmujący tematykę Obszarów Północnych, określany mianem „Barents 2020”, ma połączyć międzynarodowe ośrodki kompetencji, instytucje akademickie, gospodarkę i organizacje różnych państw zajmujące się Obszarami Północnymi. Centralne miejsce w programie zajmują: rozwój technologii wydobywania i przedsięwzięcia mające na celu rozwój wiedzy nt. ochrony środowiska i zarządzania zasobami na Północy. Istotną rolę przypadnie także współpracy pomiędzy społecznościami. Decyzje Norwegii i Rosji dotyczące eksploracji ropy i gazu na M. Barentsa śledzone są z dużym zainteresowaniem na całym świecie. Niezależnie od decyzji Norwegii, Rosjanie przystąpią do zakrojonego na szeroką skalę wydobywania ropy i gazu. Jest bardzo ważne, aby Norwegia zadbała, by działalność Rosji w tej dziedzinie odbywała się zgodnie z najwyższymi standardami ochrony środowiska i przy użyciu najlepszej technologii. To właśnie norweska aktywność owa na Północy uwzględnia najlepsze standardy światowe w dziedzinie środowiska i bezpieczeństwa. Współpraca bilateralna z Rosją ma decydujące znaczenie dla zwalczania przestępczości wobec środowiska i nielegalnych połowów, tym bardziej, że obserwowane zmiany klimatyczne staną się w najbliższych dziesięcioleciach wyzwaniem dla środowiska naturalnego całej kuli ziemskiej. Ponieważ najbardziej wyraźne staną się one na obszarach arktycznych, wpłyną zapewne na zmianę warunków życia ludności zamieszkującej Obszary Północne. W tej sytuacji konieczne jest całościowe potraktowanie kwestii dotyczących środowiska, rozwoju gospodarki i zarządzania. Polityka w dziedzinie Obszarów Północnych musi być też oparta na współpracy i dialogu z innymi państwami w rejonach arktycznych.

Wydaje się, że Norwegia z racji swych bogatych doświadczeń i kompetencji służb, jest szczególnie predestynowana do pełnienia przewodniej roli w zakresie badań i wiedzy na temat rozwoju tej części świata.

Zagadnienie to uczynił priorytetem koalicyjny rząd J. Stoltenberga, nadając specjalne znaczenie obszarom Dalekiej Północy (Nordområdene–High North–Obszary Północne) i opracowując plan działania, który ma gwarantować zachowanie równowagi między ochroną zasobów naturalnych tego obszaru a ich efektywnym wykorzystaniem (ecosystem based

management). Przy opracowywaniu planu zagospodarowania Dalekiej Północy, należało dokładnie przeanalizować szereg czynników: rybołówstwo (utrzymanie zasobności wód, zwalczanie nielegalnych i nadmiernych połowów), działalność przemysłową na tych terenach (uwarunkowania geologiczne, pozyskiwanie surowców w bezpieczny ekologicznie sposób, opracowanie najkorzystniejszych warunków eksploatacji), środowisko naturalne i jego ochronę oraz bezpieczeństwo transportu morskiego. W trakcie prac potrzebne okazały się dodatkowe badania i analizy. Z uwagi na szczególne położenie tego regionu (północne prowincje kraju: Nordland, Troms i Finnmark oraz sąsiadujące tereny morskie), rząd norweski przy opracowywaniu projektu współpracował z władzami rosyjskimi, które pozytywnie odniosły się do propozycji rozwijania dwustronnego dialogu na temat Morza Barentsa.

Rząd przedstawiając na forum Stortingu Plan Zagospodarowania Obszarów Północnych (St. Meld. Nr 8 Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten)⁷⁸ miał powody do zadowolenia. Po raz pierwszy w Norwegii przygotowano tak obszerny dokument, w którym udało się zawrzeć wszelkie aspekty sprawy (kwestie ekologiczne, zasobów naturalnych, problemy związane z transportem). Dokument jest wynikiem kompromisu osiągniętego po trudnych negocjacjach partnerów koalicyjnych. W ocenie norweskiego MSZ istotę tego planu opisują dwa słowa klucze: koegzystencja (wartości ekologiczne i działalność wydobywczą) oraz wiedza (wszechstronna znajomość specyfiki regionu, jego potrzeb i uwarunkowań a także świadomość konieczności prowadzenia dalszych badań).

Według zapisów Planu żaden z obszarów M. Barentsa nie jest chroniony bezterminowo przed działalnością wydobywczą:

- wydobywanie jest zabronione w strefie do 65 km wokół Wyspy Niedźwiedziej oraz w obrębie granicy zalegania lodu i frontu polarnego,
- wzdłuż wybrzeży Finnmarku i Troms aż do granicy z Rosją działalność wydobywczą nie będzie prowadzona w strefie do 35 km od wybrzeża; w strefie między 35 a 50 km nie będą prowadzone nowe odwierty (to oznacza, że mogą być realizowane prace na podstawie licencji przyznanych dotychczas, także w ostatniej 19. rundzie przyznawania licencji). Eksploatacja złóż w tym obszarze zostanie poddana ponownej ocenie w związku z rewizją Planu zagospodarowania

⁷⁸ Plan Zagospodarowania Obszarów Północnych przygotowany przez międzynarodową grupę roboczą został przedstawiony w Stortingu 31 marca 2006 r.

- zaplanowaną na rok 2010. Pomiędzy 50 a 65 km od linii brzegowej odwierty poszukiwawcze są zabronione w okresie od 1 marca do 31 sierpnia;
- podobne regulacje odnoszą się do obszaru zwanego *Tromsøf aket*. Na tym terenie próbne odwierty będą zakazane w okresie 1 marca – 31 sierpnia powyżej granicy 65 km od linii brzegowej,
 - na terenach określanych jako Nordland VII i Troms II działalność wydobywcza nie będzie podejmowana w bieżącej kadencji parlamentu. Będą natomiast prowadzone dokładne badania tych terenów w aspekcie geologicznym, dna morskiego, ptaków morskich. Analizy geologiczne (z uwzględnieniem badań sejsmicznych) przeprowadzi Norweski Urząd Petrochemiczny. Wyniki analiz zostaną uwzględnione dopiero przy dokonywaniu rewizji Planu w 2010, i dopiero wtedy może zapadnąć decyzja o zainicjowaniu działalności wydobywczej,
 - w obecnej kadencji parlamentarnej nie jest planowana eksploatacja złóż w obszarze Nordland VI i w rejonie granicy szelfu kontynentalnego (*Eggakanten*). W ocenie rządu tereny te uznawane są za szczególnie „wrażliwe”. Konieczne jest przeprowadzenie dodatkowych analiz (geologia, dno morza i fauna), które umożliwią utrzymanie zbalansowanego ekosystemu, w wypadku rozpoczęcia działalności wydobywczej. Nie należy jednak traktować zaplanowanych badań jako pierwszego etapu działalności wydobywczej,
 - tereny morskie najbliższe norweskiej linii brzegowej, o ile nie wchodzi w granice wymienionych powyżej obszarów, będą zagospodarowywane według standardowego systemu licencji, z zapewnieniem zachowania względów ekologicznych.

Plan nie jest dokumentem ostatecznym; przewidywane jest prowadzenie oceny jego realizacji w regularnych odstępach czasowych (pierwsza ocena zaplanowana jest na rok 2010).

Decydujący wpływ na kształt Planu ma kwestia bezpiecznego transportu morskiego. W tym kontekście uwagę zwraca ograniczenie możliwości zanieczyszczeń i wypadków, bezpieczny transport paliw, poprawa bezpieczeństwa przez wzmocnienie zabezpieczeń na samych statkach w przypadku zwiększenia aktywności wydobywczej na Północy. Ustanowienie obowiązkowych tras żeglugi poza zasięgiem wód terytorialnych oraz powstanie centrali kontroli ruchu dla płn. Norwegii w Vard, przyczyni się mają do zapewnienia bezpieczeństwa transportu morskiego i zabezpieczenia środowiska przed wyciekami.

Nie odbyło się bez konfrontacji ze środowiskami ekologicznymi, które na ryzyko dla bezpieczeństwa lokalnego ekosystemu reaguje zakazem działalności wydobywczej. Pojawiły się także rozbieżności między stanowiskiem stołecznych środowisk politycznych i naukowych, a władzami i kołami branżowymi zamieszkującymi na Północy, którzy opowiadali się za bardziej odważnym (idącym jeszcze dalej na północ) projektem działań.

Trudno ocenić skuteczność tego planu w odniesieniu do jego praktycznych skutków na dwa lata przed jego oficjalną, rządową oceną (2010).

Podkreśla on znaczenie stosunków z Rosją, ale zarazem rodzi pytanie, czy Rosjanie okażą się skłonni przyjąć przypisaną im rolę. Wiele wskazuje, że tak nie jest, czego przykładem zmienne decyzje w sprawie zagranicznych spółek, starających się o licencje na pola Sztokman. Zarówno rządowi, jak i przedłożonemu przezeń projektowi brak jest międzynarodowych partnerów, którzy postrzegaliby współpracę z Norwegią, na ustalonych przez nią zasadach, za korzystną dla siebie. Jedne z państw, nawet w mającej duże zapotrzebowanie na energię UE, nie podziela stanowiska Norwegii w sprawie jej praw w strefie Spitsbergenu. Perspektywy wytyczone przez rząd wybiegają w wielu dziedzinach zbyt daleko naprzód. Niewątpliwie plusem jest to, że strategia dotycząca Obszarów Północnych, choć opiera się głównie o istniejące tam bogactwa naturalne, dotyczy też kwestii znacznie szerszych niż ropa i gaz, obejmuje bowiem zrównoważone opodatkowanie zasobów rybnych, sprawowanie kontroli nad środowiskiem i prowadzenie badań w tej dziedzinie, umocnienie i rozszerzenie współpracy z Rosją, ochronę rdzennej ludności, itd. Poza rozszerzeniem kwestii Obszarów Północnych o obszary lądowe (dotychczas panowała tendencja ograniczania ich do obszarów morskich), rząd widzi konieczność podejmowania kwestii tych obszarów na forach NATO, UE, ONZ i w USA.

High-North – relacje z Federacją Rosyjską w dziedzinie energetyki

Wraz z końcem „zimnej wojny” skończyło się dawniejsze, prawie automatyczne poparcie polityczne i militarne dla Norwegii ze strony sojuszników z NATO. Federacja Rosyjska staje się coraz silniejsza w momencie, gdy Norwegia akcentuje swe oparte o zapisy traktatu podpisanego w Paryżu w 1920 r. prawa dotyczące Obszarów Północnych, zaś kwestia linii granicznej z Rosją nadal pozostaje otwarta. Sojusznicy Norwegii nie popierają jej żądań (przykładem nota dyplomatyczna W. Brytanii), UE odmawia wypowiedziania się na temat kwestii spornych pomiędzy państwami nie będącymi członkami Wspólnoty, a USA zachowują neutralność. W wypadku konfliktu z Rosją na

Północy, Norwegia nie powinna liczyć na interwencję NATO, bowiem dawne zagrożenie równowagi „wschód-zachód” jest obecnie, już nieaktualne. Po okresie „zimnej wojny” Norwegia wydaje się być bardziej samotna niż była.

Jako producent oraz eksporter ropy i gazu, Norwegia ma zarówno zbieżne, jak i konkurencyjne interesy z Rosją⁷⁹. Były one głównymi tematami rozmów podczas wizyty ministra spraw zagranicznych Norwegii J. G. Støre w Rosji (15–17.02.2007), podnoszono w jej trakcie zagadnienia stosunków dwustronnych w tym: sprawę respektowania przez rosyjskie trawlerzy ochronnej strefy połowów wokół Svalbardu, perspektywy zniesienia zakazu importu norweskiego świeżego łososia, kwestię delimitacji wód i szelfu na Morzu Barentsa, współpracę w sektorze energetycznym. W trakcie swego wystąpienia na Uniwersytecie Moskiewskim, najważniejsze elementy norweskiej polityki energetycznej i zasady współpracy na obszarze High-North J. G. Støre przedstawił następująco:

- ważnym zagadnieniem do rozwiązania pozostaje delimitacja morskich stref ekonomicznych i szelfu kontynentalnego między Norwegią i Rosją na M. Barentsa. Rokowania w tej sprawie, wznowione ostatnio w grudniu, po dwuletniej przerwie, ciągną się już od ponad 30 lat;
- przedstawiony w Stortingu zintegrowany plan zarządzania zasobami na norweskiej części M. Barentsa mógłby być dobrą podstawą do wypracowania wspólnej norwesko-rosyjskiej strategii w tej dziedzinie w odniesieniu do całego akwenu (Min. Støre zachęcał też partnerów rosyjskich do włączenia się w zainicjowany niedawno przez rząd program, badawczo-rozwojowy „Barents 2020”);
- Norwegii, w tym obecnemu rządowi, bardzo zależy na udziale firm Statoil i Hydro (Statoil Hydro) w eksploatacji złóż gazu na rosyjskim polu Sztokman (ok. 500 km na północ od Murmańska). Dysponują one odpowiednią technologią i bogatym doświadczeniem w wydobyciu surowców energetycznych w ekstremalnych warunkach na wodach północnych, co ma istotne znaczenie także z punktu widzenia ochrony naturalnego środowiska;
- pierwsze dostawy ciekłego gazu (LNG) z norweskiego pola Snøhvit na M. Barentsa zaczęły być transportowane drogą morską na wschodnie wybrzeże USA w 2007 r. Długofalowo Norwegowie są zainteresowa-

⁷⁹ Na konferencji prasowej 01.02.2007 prezydent stwierdził, że norweskie spółki nadal mają możliwość uczestniczenia w rozbudowie projektu Sztokman oraz, że „rosyjski gigant gazowy Gazprom nie jest przeciwny współpracy z zagranicznymi spółkami przy rozwoju pola gazowego Sztokman. Mogą one uczestniczyć w projekcie jako operatorzy lub konsultanci”. Jednocześnie prezydent zauważył, że decyzyja o ewentualnym udziale obcych spółek należy do Gazpromu.

- ni sprzedają LNG do krajów europejskich – statkami albo za pomocą przedłużonej z M. Norweskiego do M. Barentsa sieci gazociągów;
- rejon M. Barentsa może stać się w nieodległej przyszłości najważniejszą „prowincją energetyczną” Europy. Jego atutami jest skala zasobów ropy i gazu (szacowanych na jedną czwartą światowych złóż), a także położenie w pokojowej i stabilnej strefie oraz bliskość geograficzna do rynków w Europie i Ameryce Północnej⁸⁰.

Od pierwszego odwiertu w południowej części M. Barentsa w 1980 r., zrobiono potem jedynie ok. 60 odwiertów. Dla porównania, w pozostałej części norweskiego szelfu – ok. 1000 odwiertów. W chwili obecnej działalność wydobywczą prowadzi się jedynie w południowej części M. Barentsa, jednakże w ub. roku Urząd ds. Ropy przeprowadził badania sejsmiczne także w części północnej. Jak dotąd rezultaty badań szelfu norweskiego spowodowały spadek zainteresowania największych spółek naftowych świata norweską częścią M. Barentsa. Koncerny ExxonMobil, Shell i BP nie wzięły udziału w 19. rundzie przydzielania koncesji. Jednocześnie są one aktywne w innych obszarach arktycznych w Rosji. W części rosyjskiej odkryto ok. 50 znaczących złóż ropy i gazu na kilku polach. Zdaniem spółek, władz narodowych i międzynarodowych instytucji, największe zasoby ropy i gazu są w części rosyjskiej. Panuje opinia, że rezerwy znajdujące w obszarze będącym przedmiotem sporu pomiędzy Rosją i Norwegią są znacznie większe niż po stronie norweskiej. Jak dotąd, w części norweskiej jedynie pole Snøhvit odkryte w 1981 r. zostało rozbudowane. Po inwestycji rzędu ok. 58 mld NOK, produkcję rozpoczęto w roku 2007. Gaz transportowany jest rurociągiem o długości 143 km do rafinerii na Melkøya koło Hammerfest, a następnie przesyłany statkami do Europy i USA. Szacuje się, że pole Snøhvit zawiera ok. 160 mld m³ gazu. (pole Troll, największe na szelfie norweskim, ma 1320 mld m³). Drugim odkryciem w norweskiej części M. Barentsa jest pole Goliat, na którym włoska spółka ENI dokonała dwóch znalezisk ropy. Jego wielkość szacowana jest na 250 mln baryłek ropy. Nie ustalono na razie, czy i jak pole zostanie rozbudowane, ruchy ochrony środowiska są temu zdecydowanie przeciwnie. Informacje na temat ewentualnych złóż na obszarze M. Barentsa, będącym przedmiotem sporu Norwegii i Rosji, są ograniczone. Przyszłość ropy i gazu na Północy uzależniona jest od koegzystencji z rybołówstwem, stąd tym bardziej wyznaczenie linii podziału stworzyłoby nowe możliwości tak dla Norwegii, jak i dla norwesko-rosyjskiej współpracy. Po stronie rosyjskiej odkryto gaz, na polu Sewjero-Kihnskoje w pobliżu

⁸⁰ Zob. „Af enposten” 24.02.2007.

linii podziału środkowego. Domniemane bogactwa złóż ropy i gazu na tym obszarze spowodowały przyspieszenie negocjacji dotyczących linii podziału pomiędzy obu państwami. Po stronie rosyjskiej, z odkrytych złóż ropy i gazu, największym jest pole Sztokman, 2-3 razy większe od pola Troll. Szacuje się go na 3200 mld m³ gazu. Eksploatacja pola miała rozpocząć się w 2010 r., obecnie sądzi się, że kilka lat później. Zakłada się, że roczna produkcja wyniesie 60 mld m³ gazu.

Dziś Norwegia i Rosja winny współpracować na M. Barentsa. Norweska dyskusja na temat eksploatacji złóż na M. Barentsa koncentruje się wokół zagadnień dotyczących środowiska. W Rosji mamy do czynienia z całkowicie odmiennym podejściem.

Cechą charakterystyczną rosyjskiej dyskusji na temat Morza Barentsa jest wyraźny brak regionalnego entuzjazmu dotyczącego przyszłej aktywności na szelfie. Rosjanie uważają też, że norweskie plany zwiększenia eksportu gazu w latach 2007–2012 są próbą alternatywnych – wobec rosyjskich – dostaw na rynek unijny.

Według rosyjskich ekspertów branżowych, Norwegia „przecenia” swoje możliwości wydobywcze. Przypominają oni, że obecnie wydobywa ona 85 mld m³ gazu rocznie i plany zwiększenia wydobycia do około 130 mld m³ nazywają zbyt ambitnymi. Rosjanie oceniają zapasy gazu w Norwegii na 2,39 biliona m³, przy czym wszystkie duże złoża są eksploatowane ich zdaniem na maksymalnym poziomie. Zwiększenie wydobycia uwarunkowane jest zagospodarowaniem mniejszych złóż, jednak jego wzrost nie będzie większy, niż o 20–25%. Gaz z tych złóż będzie znacznie droższy – są trudniej dostępne, co wymaga większych nakładów inwestycyjnych na ich zagospodarowanie. Planowana reforma sektora gazowego UE, zdaniem rosyjskich ekspertów, może być dla Norwegii bolesna. Gaz z Norwegii jest na razie konkurencyjny, gdyż objęty jest unijnymi preferencjami. Po utworzeniu wolnego rynku gazu – o co zabiega Bruksela – może się okazać, że wydobycie gazu w Norwegii stanie się mało opłacalne: będzie on po prostu zbyt drogi. Unijne plany liberalizacji rynku gazu nie są też zbyt korzystne dla Gazpromu⁸¹.

Strona rosyjska rynku naftowego podkreśla, że „W sektorze naftowym Norwegia wypracowała unikalną kompetencję, toteż pozytywnie zapatrujemy się na ewentualną współpracę spółek rosyjskich i norweskich w ramach wspólnych projektów naftowych w innych częściach świata, nie tylko w Rosji czy Norwegii. Mamy nadzieję, że w najbliższej przyszłości dojdzie

⁸¹ „Rossijskaja Gazieta” 27.06.2007.

do takiego rozwoju, ponieważ jest on bardzo ważny⁸². Norwegia i Rosja w rezultacie położenia geograficznego, warunków geologicznych i rosnącego zapotrzebowania świata na energię, wydają się zmierzać ku szczególnej formie współpracy, a może nawet ku nowemu sojuszowi na Północy. Norwegowie są kandydatem prawie doskonałym, ponieważ mają wspólną granicę geograficzną oraz technologię potrzebną na Obszarach Północnych. Dążą do uzyskania statusu uprzywilejowanego partnera Rosji na Północy. Istnieją również plany wypracowania norwesko-rosyjskiej umowy w dziedzinie administrowania Obszarami Północnymi. Norwegowie są świadomi możliwości dalszej walki o określenie pozycji na świecie przy użyciu energii jako środka. Czy Norwegia jest w pełni świadoma ewentualnych „min” natury politycznej? Można dziś odnieść wrażenie, że perspektywa nowych korzyści z zasobów energetycznych na Północy (bez względu na ich państwową przynależność), nieco przysłania norweskim przywódcom życia gospodarczego i politykom złożoność obrazu politycznego.

4.3. Dylematy energetyczne regionu nordyckiego

Uwaga gospodarek świata koncentruje się na sektorze energii – dziedzinie, w której kraje nordyckie dysponują znaczącym potencjałem: niektóre w odniesieniu do zasobów węgłowodorów, wszystkie w zakresie rozwoju technologicznego, redukcji zużycia energii oraz liberalizacji europejskiego rynku energii. Ich zdaniem obecna współpraca energetyczna UE nie stanowi podstawy do wypracowania wspólnego stanowiska wobec państw trzecich. Wola polityczna wewnątrz Unii dotycząca stworzenia dodatkowego (pomocniczego) ustawodawstwa, wprowadzającego koordynację narodowych strategii bezpieczeństwa energetycznego, jest ograniczona. W rezultacie nowo uchwaloną dyrektywę dotyczącą bezpieczeństwa zaopatrzenia w gaz i elektryczność cechuje kompromisowość, oraz w porównaniu z pierwotną propozycją Komisji, zredukowany został także zakres wspólnej kontroli. Utworzenie wewnętrznego rynku energetycznego ma istotne znaczenie dla zharmonizowania narodowych strategii bezpieczeństwa dostaw. Integracja i działanie w warunkach konkurencyjności stanowią same w sobie wyzwanie dla regulacji bezpieczeństwa dostaw, które we

⁸² Wypowiedź szefa rosyjskiego Krajowego Biura Energii FR, S. Oganiesłana, cyt. za: „Af enposten” 26.01.2007. Hydro ubiegało się o koncesję na działalność poszukiwawczą w Libii wraz z Gazpromem, w Iranie Hydro współpracuje ze spółką Łukoil. Poza tym Gazprom, Statoil i Norsk Hydro podpisały w końcu 2006 r. umowę dotyczącą współpracy w dziedzinie określenia umiejscowienia złóż na M. Barentsa.

wcześniejszych systemach planowania narodowego nie zajmowało tak ważnego miejsca. Jednocześnie, regulacje prawne Wspólnoty Europejskiej dotyczące rynku wewnętrznego wymagają, aby interwencjonizm rynkowy na płaszczyźnie narodowej nie prowadził do wprowadzenia restrykcji lub zachwiania konkurencyjności, w większym stopniu, niż jest to konieczne dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Zależność między względami narodowego bezpieczeństwa dostaw a interesami wspólnoty, ma istotne znaczenie dla kwestii, jakie instancje będą ponosiły odpowiedzialność za bezpieczeństwo dostaw i jak będzie to wyglądało w praktyce. Stąd presja w kierunku zharmonizowanego podjęcia wyzwania, jakim jest bezpieczeństwo zaopatrzenia w energię Wspólnoty przez ważne wspólnotowe fora współpracy.

Równie istotną kwestią, choć nieco bardziej szczegółową, są różnice stanowisk poszczególnych krajów dotyczące skali przyszłego wykorzystywania energii odnawialnej. Sceptyczne stanowisko wielu krajów członkowskich blokuje (jak na razie) przyjęcie wiążącego celu 20% udziału energii odnawialnej w 2020 r. (obecnie w UE konsumpcja energii ze źródeł odnawialnych ma 6% udział). Unijny plan zakłada zwiększenie udziału energii odnawialnej jako najlepszy sposób służący realizacji priorytetu 20% redukcji emisji gazów cieplarnianych. Dania, Niemcy, Szwecja, Wielka Brytania, Włochy i Holandia to kraje opowiadające się za przyjęciem celów wiążących co do udziału energii odnawialnej. Francja i kilka państw członkowskich Europy środkowo-Wschodniej są przeciwne wyznaczaniu celów indykatorywnych i domagają się wprowadzenia zasady wyznaczenia celów dobrowolnych z uwagi na militarne koszty rozwoju produkcji energii odnawialnej. Dodatkową komplikację stanowi naleganie Francji i częściowo Finlandii na kwalifikację energii atomowej jako produkcji powodującej ograniczenie emisji gazów cieplarnianych i przyznanie jej statusu energii „zielonej”. Przeciwnych takiemu rozwiązaniu jest wiele państw członkowskich UE, dla których energia atomowa jest tematem drażliwym politycznie (Dania, Szwecja). Mimo że podjęta została próba stworzenia wspólnej polityki energetycznej UE, to państwa członkowskie nadal suwerennie decydują o rodzaju stosowanych źródeł energii i żadnego z nich nie można zmusić do wykorzystywania generatorów energii wiatrowej lub energii atomowej.

Dania i Szwecja proponują 30% redukcję, na co pozostałe kraje mogą wyrazić zgodę, jeśli takie ograniczenie zostanie później przyjęte również przez USA i inne kraje przemysłowo rozwinięte.

Mimo to, premierzy: szwedzki – Fredrik Reinfeldt i duński – Anders Fogh Rasmussen, na inauguracji marcowego szczytu 27 państw członkowskich UE (2007) wezwali do określenia wspólnego celu w sprawie źródeł

energii. Chcieliby, żeby w 2020 r. biopaliwa stanowiły 10% wśród wszystkich używanych paliw. Mają oni świadomość stopnia trudności zrealizowania planów, ale także konieczności przeprowadzania tych zmian, jeżeli UE chce stać się najbardziej wydajnym energetycznie rejonem na świecie. Wierzą, że można doprowadzić do zmiany klimatycznej, po zerwaniu z panującymi tendencjami. Doświadczenia Danii i Szwecji pokazują, że możliwe jest połączenie wzrostu ekonomicznego oraz redukcji emisji gazów cieplarnianych. Wiadczy o tym analiza czynników związanych z różnymi warunkami w poszczególnych krajach. Przekonują oni, że walka ze zmianami klimatycznymi może iść w parze ze wzrostem zatrudnienia i rozwojem⁸³.

Kraje nordyckie a współczesne wyzwania bezpieczeństwa energetycznego

Ograniczony dostęp państw UE (w tym części krajów nordyckich) do złóż, w połączeniu z rosnącymi zapotrzebowaniem na energię powoduje coraz silniejsze uzależnienie od importu. Kraje nordyckie są zgodne, iż w celu rozwiązania dylematu dotyczącego bezpieczeństwa energetycznego potrzebne są trzy podstawowe kierunki działania:

- wzmocnienie relacji z państwami trzecimi, będącymi eksporterami ropy,
- ograniczenie zapotrzebowania na energię,
- skoncentrowanie się na energii odnawialnej.

Skoordynowanie tych przedsięwzięć na płaszczyźnie wspólnoty UE jest ściśle powiązane z tworzeniem wewnętrznego rynku, co oznacza oparcie handlu energią pomiędzy państwami członkowskimi o zasady rynkowe, zgodne z ustaleniami traktatu UE i porozumienia o EOG o swobodnym przepływie towarów i konkurencyjności. To sytuacja dnia dzisiejszego, którą państwa nordyckie dość dawno już wyprzedziły realizując program współpracy energetycznej. Za jej zwiastuną zwykle się uważa kooperację w zakresie przesyłu energii elektrycznej (rozpoczętą między Szwecją i Danią w 1915 r. oraz Szwecją i Norwegią w końcu lat 50. XX wieku). Istotą rozwoju tego sektora było współdziałanie największych skandynawskich korporacji na rzecz produkcji i wykorzystania energii elektrycznej w regionie (w 1963 r. utworzono Nordycką Radę Producentów Energii Elektrycznej NORDEL). Chodziło o racjonalizację i obniżkę kosztów w imię dbałości o możliwie wysoki stopień energetycznej samowystarczalności regionu.

⁸³ „Dagens Nyheter” 08.03.2007.

Kryzys energetyczny lat 70. był dla Skandynawów przyczyną okresowego załamania gospodarki Szwecji, Danii i Finlandii. Brak kopalnych surowców energetycznych, gwałtowny wzrost cen na rynkach międzynarodowych doprowadziły do spadku produkcji przemysłowej i wzrostu bezrobocia w regionie. Rada Nordycka próbowała zapobiega, proponując utworzenie „nordyckiego instytutu ds. energii elektrycznej”, w celu opracowania różnych wariantów przeciwdziałania energetycznym zawirowaniom. Zupełnie nową sytuację stworzyło odkrycie przez Duńczyków Norwegów złóż ropy i gazu na Morzu Północnym. Oznaczało to po pierwsze, perspektywę niezależności i energetycznej samowystarczalności oraz wzrost zamożności obu krajów, po drugie, kwestia wykorzystania złóż węglowodorów na Morzu Północnym stała się obiektem ogólnonordyckiego zainteresowania⁸⁴. Chodziło o stworzenie możliwości kooperacji z pozostałymi partnerami nordyckimi w zakresie korzystania z nowoczesnych technologii niezbędnych do zbudowania norweskiego i duńskiego przesyłu wydobywania ropy i gazu oraz kapitałochłonnych instalacji petrochemicznych⁸⁵.

Nordycki Komitet Wyższych Urzędników podjął sprawę budowy sieci rurociągów (Nordic Power Exchange). W 1976 r. był już gotowy raport o nordyckiej współpracy w dziedzinie energii, powstały z inicjatywy Rady Nordyckiej a dotyczący wspólnych inwestycji energetycznych, rozwoju nowoczesnych technologii oraz bezpiecznego i pokojowego wykorzystania energii nuklearnej w przemyśle⁸⁶. W 1974 r. Norwegia zobowiązała się, że wydobywanie złóż gazu i ropy na Morzu Północnym będzie odpowiadało interesom energetyczno-surowcowym pozostałych krajów regionu. W tym samym czasie Skandynawowie opracowali (w l. 1976–1977) konkretne formy współpracy inwestycyjno-technicznej, aby móc skutecznie eksploatować pokłady ropy naftowej na szelfie kontynentalnym północnej Norwegii (w tej dziedzinie współpraca norwesko-szwedzka była szczególnie efektywna). Umowy dotyczyły również rozwoju przemysłu petrochemicznego

⁸⁴ Norweski premier T. Bratteli oświadczył, że „Norwegia jest gotowa przedyskutować przedsięwzięcia, by nasza ropa mogła być wykorzystana dla dobra innych krajów nordyckich” F. Wendt, *Cooperation in the Nordic Countries. Achievements and Obstacles*, Stockholm 1991, s. 175.

⁸⁵ W styczniu 1975 r. nordyccy premierzy zdecydowali (w Oslo) o utworzeniu Nordyckiego Banku Inwestycyjnego (Nordiska Investeringsbanken, NIB). W działalności banku pojawiło się pojęcie „interesu nordyckiego”.

⁸⁶ W związku z rozpoczęciem pracy w latach 80. XX stulecia przez nowe elektrownie jądrowe w Szwecji, Norwegii i Finlandii, nasiliła się nordycka współpraca w tej dziedzinie. Powstała m.in. Nordycka Grupa ds. Bezpieczeństwa Nuklearnego. Sprawa bezpieczeństwa nuklearnych urządzeń energetycznych i kontroli materiałów radioaktywnych jest stałym obiektem troski Rady Nordyckiej, Zob. np. raport „Nordic Nuclear Emergency Exercises, Tema Nord, 1995, nr 606.

i energetycznego⁸⁷. Konkretną formą nordyckiej współpracy gospodarczej w zakresie bezpieczeństwa energetycznego jest zawarty przez Norwegię i Szwecję w 1978 r. dwudziestoletni układ o dostawach ropy i gazu do Szwecji oraz powołania wspólnego koncernu Volvo Petroleum (z połączenia Svenska Volvo AB oraz Norsk Volvo), który w sensie technologiczno kapitałowym to porozumienie zabezpieczał. B. Piotrowski zwraca uwagę na szczególną rolę Rady Nordyckiej w kształtowaniu współpracy państw regionu w zakresie energii podkreśla główne płaszczyzny jej aktywności, a mianowicie:

- obowiązującą zasadę otwartości skandynawskiego rynku dotyczącego elektryczności i gazu w odniesieniu do krajów UE;
- politykę ekologiczno-klimatyczną oznaczającą, że sektor energii winien być przygotowany do częstych zmian i wymogów klimatycznych, co stanowi warunek optymalnego rozwoju polityki energetycznej;
- współpracę Skandynawów z krajami bałtyckimi (od połowy lat 90.) wyrażającą się m.in. w programie kooperacji w dziedzinie energetyki dla regionu Bałtyku (The Baltic Sea Region Energy Cooperation, BASREC)⁸⁸.

W tym kontekście warto pamiętać, że Szwecja i inne kraje regionu zliberalizowały stosunkowo wcześniej swój sektor elektryczności. Natomiast dalsza współpraca i integracja nordyckiego rynku energii wymaga intensywnych działań na rzecz modernizacji i ulepszenia systemów przesyłowych oraz używania nowoczesnych technologii w celu zwiększenia korelacji międzynarodowych.

Obserwacja skutków eskalacji sporu między Rosją a Ukrainą o warunki eksportu i przesyłu rosyjskiego gazu, spowodowała podjęcie przez państwa regionu nordyckiego intensywnych prac nad planami awaryjnymi w zakresie bezpieczeństwa energetycznego. Przyniosło to wzajemne zrozumienie partnerów w sprawie pomocy i wsparcia, kooperacji i wymiany informacji, które to działania koordynowane i realizowane są przez Nordycką Radę Ministrów i Radę Nordycką. W takich to ramach odbywa się będzie np. wizyta fińskiej misji handlowej pod przewodnictwem ministra handlu zagranicznego Paavo Väyrynen⁸⁹ w Kirkenes i Tromsø (Norwegia, 9 i 10 kwietnia 2008) na zaproszenie J. Gahr Støre – ministra spraw zagranicznych i D. Terje Andersena – ministra handlu i przemysłu Norwegii. Tematem rozmów będzie rozszerzenie współpracy biznesowej

⁸⁷ B. Piotrowski, *Integracja Skandynawii. Od Rady Nordyckiej do Wspólnoty Europejskiej*, Poznań 2006, s. 86.

⁸⁸ Por. *Ibidem.*, s. 88.

i możliwości współdziałania przemysłowego w odniesieniu do rejonów północnych, ze szczególnym uwzględnieniem ropy i gazu, biotechnologii i innych nowych form energetyki⁸⁹.

Kraje regionu mogą również pochwalić się wieloma sukcesami, jeśli chodzi o efektywność energetyczną i bezpieczeństwo pracy elektrowni jądrowych (dobry przykład to budowana w latach 70. fińska elektrownia w Loviisa). Jest to wyjątkowo ważne, biorąc pod uwagę nacisk, wręcz sprzeciw tamtejszej opinii publicznej oraz bardzo aktywnych ruchów ekologicznych. Warto również odnotować utworzenie Nord Pool – Nordyckiej Giełdy Energii (Nordic Power Exchange – 1996) – która jest pierwszą na świecie międzynarodową giełdą mocy energetycznych. Nord Pool organizuje rynek w zunifikowanych materialnie (Elspot) i finansowo kontraktach energii, włączając usługi rozliczeniowe między nordyckimi uczestnikami i zapewniając wsparcie dla klientów w Szwecji, Finlandii, Norwegii i Danii. Na tym tle wyróżnia się nieco Dania, wyraźnie koncentrująca się na zapewnieniu przede wszystkim sobie, indywidualnego bezpieczeństwa, a równocześnie prezentująca chęć odgrywania roli międzynarodowego wręcz potentata energetycznego. Danii nie zagraża żadne bezpośrednio niebezpieczeństwo, gdyż zapotrzebowanie na gaz pokrywa z własnego wydobycia, niemniej jednak planuje ona zwiększenie importu gazu z Norwegii i Holandii. w ostatnich latach znajdujący się w rękach państwa koncern energetyczny DONG nie tylko wzmocnił swoją pozycję na rynku europejskim, ale przede wszystkim nabywał i tworzył znaczne rezerwy gazu, m.in. przez zakup udziałów w norweskim Ormen Lange – drugim co do wielkości złożu Europy Północnej. Równolegle pracował nad rozszerzeniem duńskiego eksportu gazu, m.in. do Niemiec i Holandii.

Warto pamiętać, że wszystkie duńskie ugrupowania parlamentarne są jednak zgodne w tym, że handel energią ma związek z polityką bezpieczeństwa i Europa powinna wypracować wspólną strategię osiągnięcia niezależności energetycznej. P. Jorgensen, rzecznik Partii Konserwatywnej ds. energii uważa, że najlepszym rozwiązaniem tego problemu jest rozwój odnawialnych źródeł energii. Wskazuje on na plan duńskiego rządu, który zakłada, że w 2020 r. Dania będzie niezależna od dostaw z zagranicy, a 25% zużywanej w Danii energii pochodzi będzie ze źródeł odnawialnych. Z kolei K. Mortensen podkreśla, że „powinny zostać stworzone takie ramy polityczne, aby DONG Energy bardziej opłacało się inwestować w odna-

⁸⁹ „Af enposten”, 04.02.2008.

wialne źródła energii niż kupowa gaz i ropę⁹⁰. Z kolei premier A. Fogh Rasmussen na konferencji poświęconej duńskiej polityce energetycznej (Kopenhaga 15.03.2007) przestrzegł przed uzależnieniem od dostaw surowców energetycznych z niestabilnych państw i regionów. Podkreślił, że polityka energetyczna i zaopatrzenie w surowce energetyczne stanowią istotną część polityki bezpieczeństwa tak Danii, jak i UE. Jednocześnie zaznaczył, że globalne źródła dostaw ropy naftowej i gazu pod względem geograficznym ograniczają się obecnie do Bliskiego Wschodu, Afryki Północnej i Rosji. Poinformował, że całkowite uniezależnienie się Danii od dostaw ropy naftowej, gazu i węgla jest długoterminowym celem duńskiej polityki energetycznej. Do 2025 r. 30% zużywanej w Danii energii ma pochodzić ze źródeł alternatywnych, takich jak elektrownie wiatrowe, baterie słoneczne i biopaliwa⁹¹.

Komisja Duńskiego Zarządu Energii ds. elektrowni wiatrowych, w swym raporcie (z 2007) zawarła propozycję lokalizacji nowych generatorów wiatrowych w obszarze duńskich wód terytorialnych. Propozycja zawarta w raporcie opracowanym na wniosek ministra transportu i energii może okazać się dla przedsiębiorstw i milionów duńskich odbiorców energii elektrycznej bardzo kosztownym rozwiązaniem. Według raportu Dania miałaby możliwość uzyskania za pośrednictwem 23 parków generatorów wiatrowych (200 MW każdy), w 2025 roku 18 mld kWh z wykorzystania energii wiatru, co odpowiadałoby połowie duńskiego zużycia energii elektrycznej. Rządowe plany mogą zostać zaakceptowane, jeśli spółki sektora energii (jak np. DONG Energy, niemiecka E.ON oraz szwedzka Vattenfall) podejmą się takiego zadania w zamian za gwarancje miliardowych dopłat finansowanych przez odbiorców energii (zdaniem DONG Energy generatory wiatrowe nie będą budowane na morzu, jeśli wytwarzana w efekcie energia będzie rozliczana po cenach rynkowych)⁹².

Różnica ceny będzie pobierana z rachunku odbiorców energii elektrycznej w formie specjalnej opłaty, tzw. PSO (Public Service Obligations). Bazując na cenie energii elektrycznej z marca 2007 r. i zawartej umowie ze spółką DONG Energy dotyczącej Horns Rev 2, proponowa-

⁹⁰ N. T. Andersen, *Niezależność od Rosji wymaga energii odnawialnej*, „Information” 24.08.2007 (tłum. R. M. Czarny).

⁹¹ „Berlingske Tidende” 16.03.2007.

⁹² W kwietniu 2007 r. Duński Zarząd Energii poinformował, że została zawarta umowa ze spółką DONG Energy o budowie parku generatorów wiatrowych Horns Rev 2 w okolicach Esbjerg gwarantująca DONG Energy cenę rozliczeniową za każdą kWh dostarczoną w pierwszych 12 latach funkcjonowania parku w wysokości 0,518 DKK, co stanowi wzrost ceny o 288% (ostatnie dane spółki przesyłowej Energinet.dk wskazują, że w marcu 2007 r. cena netto energii elektrycznej wynosiła 0,18 DKK za 1 kWh).

na budowa 23 generatorów wiatrowych oznacza zwiększenie wydatków przedsiębiorstw i odbiorców energii elektrycznej o 6,1 mld DKK rocznie. Minister transportu i Energii, F. Hansen ocenia raport jako identyfikujący realnie istniejące możliwości lokalizacji na morzu dużych wiatrowni, które mogą przyczyni się do spełnienia przyjętego przez rząd Danii celu podwojenia (z 15% do 30%) do 2025 roku udziału wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych⁹³.

Badania i rozwój – przełamywanie negatywnych relacji między postępem a degradacją środowiska

Największym obecnie wyzwaniem dla krajów nordyckich jest wypracowanie strategii pozwalającej utrzymać równowagę między ochroną i trwałością środowiska, bezpieczeństwem dostaw energii oraz rozwojem gospodarki i wzrostem dobrobytu. Według zgodnych opinii energia ze źródeł odnawialnych musi zastąpić paliwa kopalne, by umożliwić uniezależnienie się od ich ograniczonych zasobów oraz zmniejszyć emisję CO₂ do atmosfery. Takiemu rozwiązaniu może służyć aktualny rozwój wiedzy technologicznej umożliwiającej stosowanie nowych sposobów efektywnego wykorzystania energii. „Wierzę, że kraje nordyckie mogą być prekursorami w rozwoju pozytywnych dla środowiska technologii energetycznych” mówi M. Vanhanen – premier Finlandii, a Sekretarz Generalny Nordyckiej Rady Ministrów Halldór Ásgrímsson dodaje: „My w Skandynawii mamy długą tradycję wolnego rynku, a nordyckich przedsiębiorstw od dłuższego już czasu używaliśmy do działania w obszarach, w których była wolna i globalna konkurencja”⁹⁴.

Powyższe słowa oddają w istocie jedną z cech charakterystycznych dla krajów nordyckich, mianowicie społeczną świadomość, że innowacyjne technologie i rozwiązania dotyczące energii mają do odegrania istotną rolę w przełamywaniu dotychczasowych negatywnych związków pomiędzy rozwojem a degradacją środowiska. Realizować to winny zapewniając wystarczająco czystą i bezpieczną energię. Chodzi o trwałość politycznego i ekonomicznego celu, zgodnie z którym następową będzie zwiększenie efektywności wykorzystania energii, pojawią się bodźce służące wprowadzaniu niskowęglowych technologii, które to elementy połączone ze stabilnym rynkiem, ustalą właściwy kierunek odpowiadający zmianom postępowania.

⁹³ „Jyllands Posten”, 25.07.2007.

⁹⁴ Wypowiedzi na spotkaniu nordyckich premierów w Punkaharju, Finlandia, 18-19 czerwca 2007 r., (tłum. R. M. Czarny), Environmental and energy technology niche, „Norden” 10.05.2007, www.norden.org, (dostęp 04.02.2008).

Państwem w regionie nordyckim, które dba o wizerunek najbardziej przyjaznego środowisku i klimatowi – jest Szwecja. Badanie prowadzone przez „Norden i Focus” (Oslo) wykazało, że jeden na trzech badanych Skandynawów (Norwegowie, Szwedzi, Duńczycy), bez wahania typował pozytywnie właśnie Szwecję, z kolei za kraj najmniej przyjazny środowisku i klimatowi, ci sami badani uznawali Danię. Wszyscy respondenci byli też zdania, że kraje nordyckie mają szczególną rolę do spełnienia w działaniach na rzecz ochrony klimatu⁹⁵. W trakcie spotkania nordyckich premierów w Punkaharju (Finlandia, 18–19 czerwca 2007 r.), gdzie dyskutowano rolę regionu nordyckiego w procesach globalizacji, szefowie rządów zadecydowali o dążeniu do bardziej fachowego, widocznego i rozwiniętego regionu, w którym wdrażanie nowych, trwałych i skutecznych technologii i rozwiązań energetycznych winno odgrywać rolę kluczową. Przemysł regionu nordyckiego ma istotne kompetencje i osiągnięcia w tym zakresie, a już dziś eksport technologii w dziedzinie energii, realizowany przez państwa tego regionu wywołuje duże wrażenie na globalnych rynkach zarówno w USA, Chinach, Indiach jak i w nowych krajach UE.

Dobrym przykładem jest tutaj Finlandia, znajdująca się wśród światowych liderów technologii siłowni wiatrowych. Fiński przemysł wytwarza wszystkie kluczowe komponenty, włączając generatory, konstrukcje do budowy wież, włókna szklane, podpory, zasilanie śmigieł oraz przeciwooblodzeniowe sensory i systemy dla łopat, śmigieł i turbin, np. instalowanych w obszarach Arktycznych. Wartość aktualnego eksportu technologii siłowni wiatrowych wzrosła pięciokrotnie od 1996 r. (osiągnęło ponad 200 mln Euro)⁹⁶. Z kolei norweskie koncerny w 2007 r. zawarły porozumienie z Shellem o współpracy dot. wykorzystania CO₂ w celu zwiększenia wydobywania ropy. Zgodnie z planem gaz wydobywany z pola Heidrun (Norwegia) ma być przesyłany rurociągiem do nowej elektrowni gazowej w Tjeldbergodden. Powstały CO₂ ma zostać przesłany do z powrotem do pola Heidrun oraz pola Draugen, wpompowany do odwiertów i następnie wykorzystany przy jej wydobywaniu. Elektryczność wyprodukowana w elektrowni będzie przesyłana na platformy, które obecnie wykorzystują gaz i emitują duże ilości CO₂ i NOX. Elektrownia i pozostałe elementy projektu będą najwcześniej gotowe w latach 2010–2012. Statoil uzyskał już koncesję na budowę elektrowni spełniającą wymogi ustawy o energii. Zdaniem Państwowego Inspektoratu ds. Zanieczyszczeń koncesja musi być uwarunkowana istnieniem oczyszczalni

⁹⁵ Badania prowadzone przez „Norden i Focus”, zob. „Dagsavisen” 20.12.2007.

⁹⁶ „Af enposten”, 09.03.2007.

CO₂. Realizacja projektu wymaga znacznej pomocy ze strony państwa. Komisarz UE ds. energii A. Piebalgs pozytywnie ocenia projekt stwierdzając, że o ile uda się go zrealizować, Europa uzyska elektrownię gazową wyposażoną w oczyszczalnię CO₂ oraz zastosuje iniekcje CO₂ w celu zwiększenia wydobywania ropy (na wiele lat przed USA)⁹⁷. Pomoc państwa w budowie elektrowni gazowych z oczyszczalniami CO₂ może zapoczątkować wypróbowanie nowej, interesującej koncepcji technologicznej, ale nie powinna ona być udzielona bez rozważenia innych wariantów ograniczenia emisji CO₂⁹⁸.

W przyszłości wymagania i popyt na czyste, bezpieczne i trwałe rozwiązania w zakresie produkcji dostaw energii rosną będą wyjątkowo dynamicznie. Oznacza to dodatkowe możliwości dla konkurencyjnego nordyckiego biznesu. To z kolei rodzi konieczność umieszczenia tej problematyki w centrum uwagi oraz zaawansowanych działań na rzecz tworzenia i szerzenia wiedzy o innowacyjnych technologiach energii⁹⁹.

Kraje nordyckie inwestują (średnio) około 2,8% ich PKB w działalność na rzecz R&D (Research and Development) – badań rozwojowych, co ilustruje tabela 4.13.

Tabela 4.13. Nakłady na badania rozwojowe w krajach nordyckich

Kraj	PKB w mln euro (2005)	R&D/PKB % 2004	Prywatne R&D/ PKB % 2004	Publiczne R&D/PKB % 2004
Finlandia	155000	3,4	2,3	0,9
Dania	205000	2,4	1,4	0,7
Norwegia	230000	1,7	0,8	0,7
Szwecja	285000	3,9	2,6	0,9
Islandia	13000	2,9	1,2	1,1
Państwa nordyckie	888000	2,9	1,7	0,9
Japonia	2960000	3,1	2,3	0,6
USA (2004)	9126000	2,7	1,7	0,8

Źródło: OECD (2006), [w:] *Energy and knowledge in the North, Norden, Nordic Energy research, Research and Development Activities, 2003–2006*, s. 25.

⁹⁷ „Af enposten”, 09.03.2007.

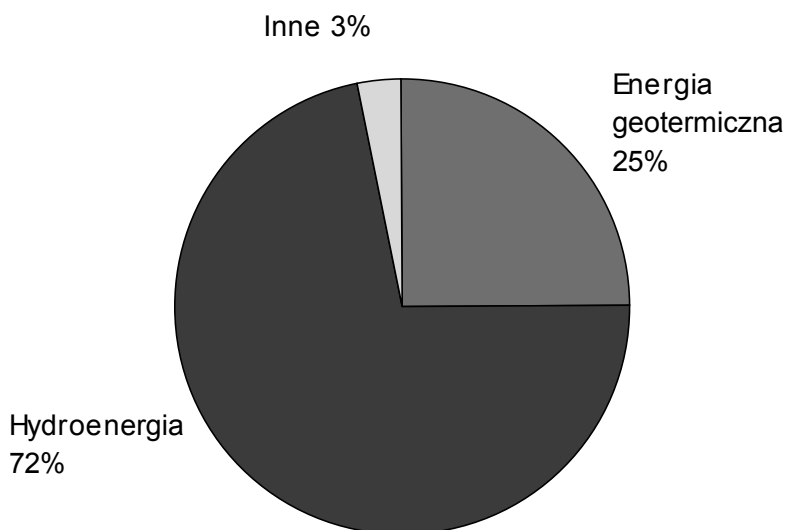
⁹⁸ „Dagsavisen”, 09.03.2007 stwierdza, że zdaniem specjalistów ewentualny wkład państwa w realizację projektu Statoil/Shell może wynieść ok. 3 mld koron. Poza tym rząd pokryje w dużej części (ok. 2 mld koron) koszty budowy oczyszczalni CO₂ przy elektrowni w Kaarstoe. W sumie rachunek za uzyskanie czystej energii wyniosłby w najbliższych 4 latach ok. 5 mld koron.

⁹⁹ Nordic Energy Innovation, *New trends in Nordic energy innovation*, Pre-seminar, 29 November 2007, Oulu – Finland, Norden, Nordic Energy Research, zob. również: www.nordicinnovation.net.

Biorąc pod uwagę ustalenia Deklaracji Barcelońskiej (3% udział R&D w PKB do 2010 r.) ich pozycję można uznać za znaczącą, choć widać wyraźnie różnice między Finlandią i Szwecją spełniającymi cele Deklaracji Barcelońskiej z nadwyżką a np. Norwegię mającą tu słabsze wyniki.

W Islandii wielkość nakładów na R&D w dziedzinie energii szacuje się na 8,3 mln euro (w 2003) kierowanych przez Rannis, The Icelandic Centre for Research and Orkustofnun i The National Energy Authority. Prawie 2/3 tego finansowego wsparcia w 2003 r. zostało przeznaczony na hydroenergię, drugą wielkość osiągnęły nakłady na badania rozwojowe w zakresie energii geotermicznej – ok. 25%.

Rys. 4.1. Nakłady na R&D w poszczególnych sektorach energetycznych (Islandia 2005)

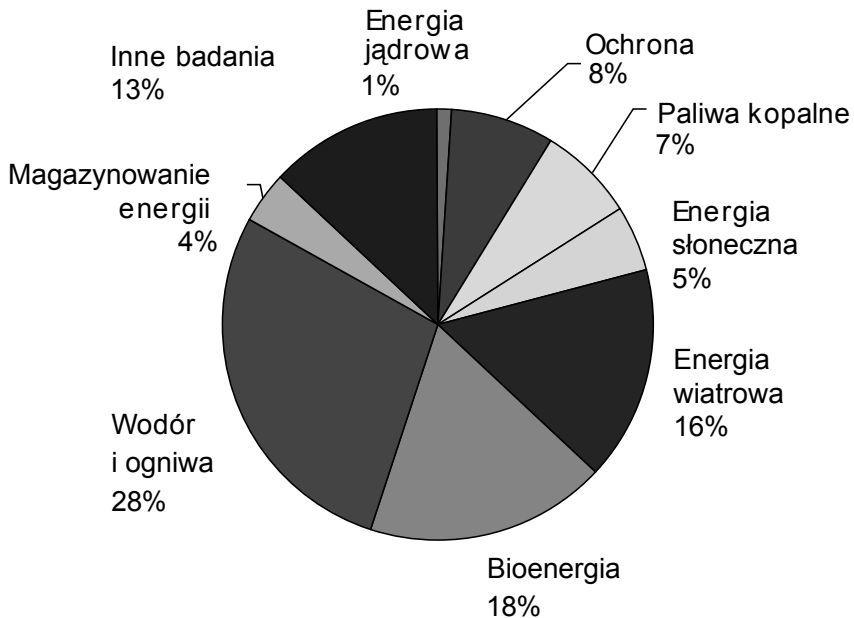


Źródło: Rannis 2004, cyt. za Norden, Nordic Energy Research, research and Development, Activities 2003-2006, s. 37.

Rząd Danii w ostatnich latach zwiększył nakłady na R&D, dotyczące energii – wszystkie granty zostały co najmniej podwojone w latach 2004/2005 (w stosunku do 2002/2003). W roku 2005 środki te były szacowane na 61 mln euro. Znacząca ich część została skierowana na badania nad odnawialnymi źródłami energii, wśród których badania dotyczące nowych technologii użycia wodoru i ogniwo paliwowych skonsumowały co

najmniej 28%. Wzrosły środki na prace naukowców w zakresie wykorzystania biopaliw w transporcie, natomiast stałą wartością wykazują nakłady na badania nad energią wiatrową.

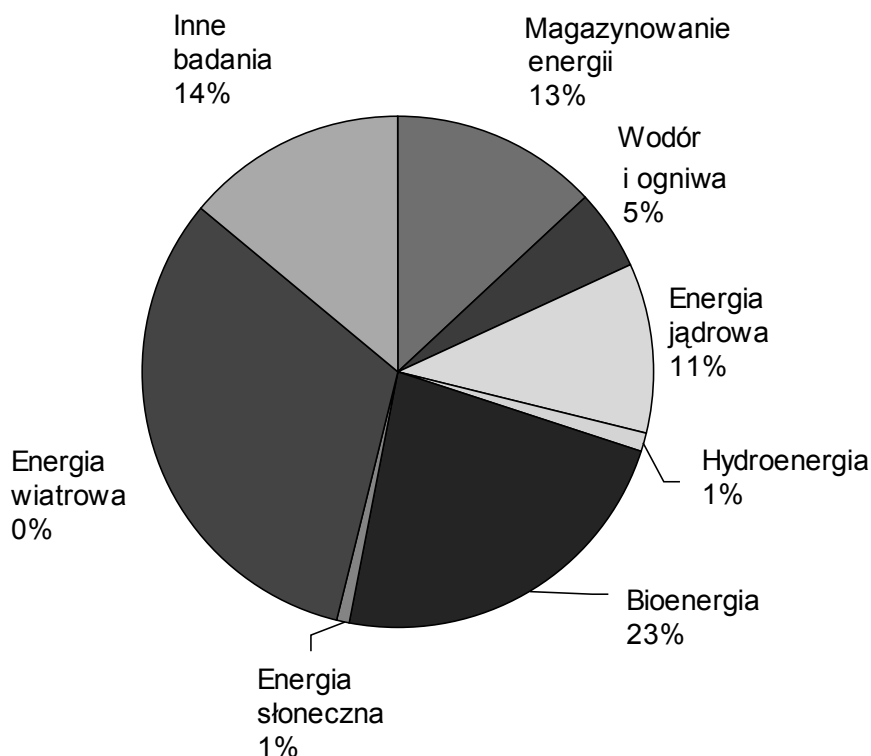
Rys. 4.2. Nakłady na R&D w poszczególnych sektorach energetycznych w Danii (2005)



Źródło: IEA (2005), cyt. za Norden, *Nordic Energy...*, *op. cit.*, s. 34.

Zakres nakładów na energię z budżetu państwa na R&D w Szwecji (2005) szacuje się na 48 mln euro, co było (niestety) najniższym poziomem od 1974 r. W okresie 1975–1980 Szwecja inwestowała w R&D w energii około 35 mln euro rocznie. Następnie obniżyła nakłady (1999–2004) do 5 mln euro rocznie. Dzisiaj Szwecja prowadzi istotne badania nad konserwacją i unowocześnieniem instalacji elektrycznych, wydając na nie 32% całych nakładów R&D. Drugą pozycję, co do wielkości nakładów zajmują badania nad stałymi i płynnymi biopaliwami – 23%.

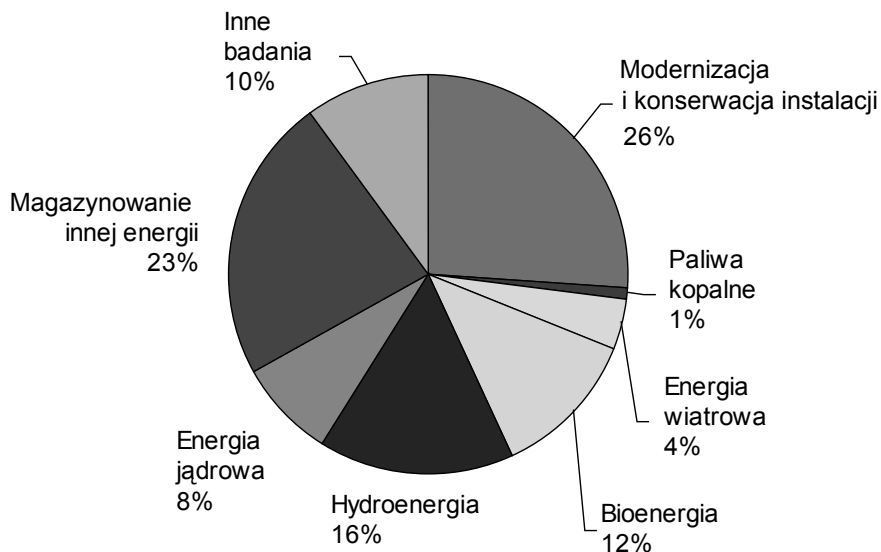
Rys. 4.3. Nakłady na R&D w poszczególnych sektorach w Szwecji (2005)



Źródło: Swedish Energy Agency (2005).

W Finlandii całkowite nakłady na energetyczny R&D w 2003 r. kształtowały się na poziomie 55 mln euro. Głównymi ich beneficjentami były: modernizacja i konserwacja instalacji oraz bioenergia – 26% publicznych środków na badania rozwojowe w dziedzinie energii. Dla porównania: na energetykę jądrową przeznaczono jedynie 8% środków.

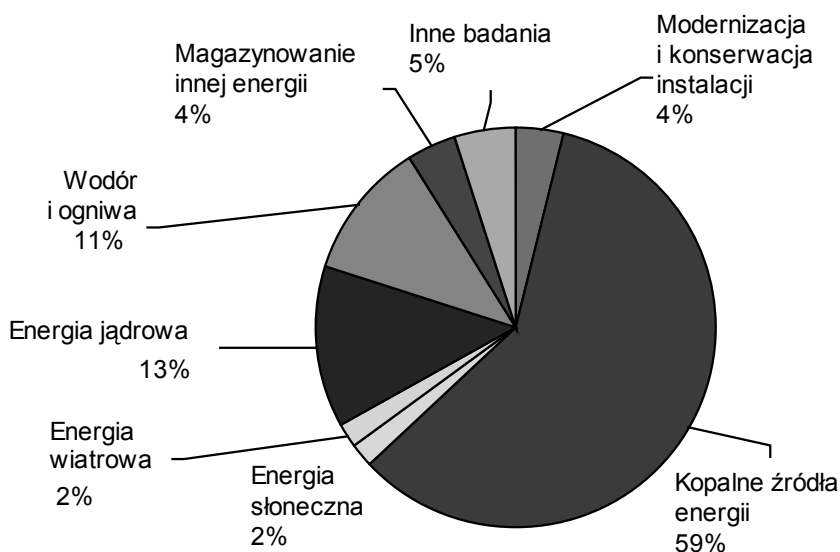
Rys. 4.4. Nakłady na R&D w poszczególnych sektorach energetycznych w Finlandii (2003)



Źródło: Ministerstwo Handlu i Przemysłu (2005).

W Norwegii w 2005 r. inwestycje w energetyczny R&D zostały podwojone i osiągnęły pułap 70 mln euro. Nakierowano je głównie na obszar of - shore – około 70% całości pochodziło z ministerstwa Ropy i Energii (transfer przez Norweską Radę Badań Naukowych), pozostałą część sfinansowały duże koncerny typu: Statkraft, Gasnova, jak również inne ministerstwa. Istotną część stanowią też nakłady na badania w zakresie wykorzystania ogniw i wodoru jako paliwa – ok. 11% całości nakładów na badania.

Rys. 4.5. Nakłady na R&D w poszczególnych sektorach energetycznych w Norwegii (2005)



Źródło: IEA (2005), cyt. za: Norden, *Nordic Energy...op.cit.*, s. 36.

Działania w sektorze energii a ochrona środowiska i zmiany klimatyczne

Zmiany klimatyczne są największym i najważniejszym środowiskowym wyzwaniem naszych czasów. Aby powstrzymać te zmiany, należy zredukować skalę emisji gazów cieplarnianych, a to wymaga będzie przeobrażeń światowych systemów energetycznych. Polityka energetyczna musi pomagać w zagwarantowaniu przyszłych dostaw energii i kreować niezbędne przemiany. Międzynarodowa współpraca w sprawach klimatu to przesłanka, a zarazem instrument dokonywania opłacalnych, sprawiedliwych i trwałych rozwiązań. Warto tu podkreślić wagę działań podejmowanych w ramach Wymiaru Północnego. U podłoża tej koncepcji leżała – jak sądzę – potrzeba jak najskuteczniejszego wykorzystania potencjału tkwiącego nie tylko w bogactwie unikalnej przyrody, ale przede wszystkim w zasobach surowców kopalnych i predyspozycjach gospodarczych Północy. Przed Wymiarciem Północnym UE, w aktualnej fazie jego ewoluowania, stoją obec-

nie bardzo trudne zadania. Rozumiała je doskonale większość uczestników I Konferencji Parlamentarnej w sprawie Wymiaru Północnego (28.02–1.03. 2007), którzy na pierwszym miejscu wymieniaли konieczność wspólnego przeciwstawienia się gwałtownym zmianom klimatycznym. Rejon Arktyki odgrywa w tym procesie szczególną rolę¹⁰⁰.

Szwedzcy naukowcy byli wśród tych, którzy jako pierwsi odkryli co niosą za sobą kwaśne deszcze. To odkrycie stało się punktem zwrotnym dla pierwszej Konferencji Narodów Zjednoczonych w sprawie środowiska (Sztokholm 1972), której kontynuacją była konferencja w Rio de Janeiro w 1992 r. Dziś premier Szwecji F. Reinfeldt za główny cel w okresie szwedzkiego przewodnictwa w UE (2009) uznaje doprowadzenie do wypracowania nowej umowy w sprawie klimatu między USA, Europą i Azją. Ambicją Szwecji jest pełnienie roli katalizatora w tych procesach. Zmiany klimatyczne były też głównym tematem rozmów Reinfeldta z b. wiceprezydentem USA A. Gorem (30.03.2007). Podobna tematyka zdominowała wizytę szwedzkiego premiera na Islandii (początek IV 2007). Dla tego wyspiarskiego państwa zjawisko ocieplenia klimatu stanowi poważne zagrożenie – część wyspy może bowiem znaleźć się w przyszłości pod wodą. Obserwatorzy szwedzkiej sceny politycznej zauważają, że F. Reinfeldt jest obecnie bardzo aktywny w kwestiach związanych z klimatem, natomiast w kampanii przed wrześniowymi wyborami w 2006 r. był to jego słaby punkt. Po objęciu stanowiska premiera szwedzkiego rządu, F. Reinfeldt zaczął poświęcać coraz więcej czasu na dyskusje dotyczące konsekwencji zmian klimatycznych. W związku z tym, że Protokół z Kioto nie został jeszcze ratyfikowany przez wiele państw, pojawia się pytanie, czy jest szansa na wypracowanie rozwiązań na skalę globalną, które poparłyby nie tylko państwa europejskie, ale także USA, Chiny i Indie. F. Reinfeldt uważa, że Szwecja powinna w tych procesach odgrywać istotną rolę, gdyż jego kraj osiągnął duży postęp w rozwijaniu ekologicznych technologii i może stać się pośrednikiem między różnymi państwami. Należy pamiętać, że problemów związanych z klimatem nie będzie można rozwiązać bez udziału przemysłu. Może on bowiem stymulować rozwój przyjaznych środowisku technologii. W opinii szwedzkiego premiera, już dziś, jako sukces komercyjny firmy wymieniają stosowanie proekologicznych rozwiązań¹⁰¹. Rząd duński zamierza już w bieżącym roku wprowadzić regulacje prawne zobowiązujące firmy dystrybucji paliw do sprzedaży wszystkich rodzajów benzyny i oleju napę-

¹⁰⁰ Ponadto jako platforma współpracy z Rosją, Wymiar Północny ma szansę przyczyniać się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej.

¹⁰¹ „Dagens Nyheter”, 10.04.2007.

dowego z zawartością 5,75 % biopaliwa. Ekspertcy oceniają, że stanowi to będzie dobry krok, ale zdaniem sceptyków wątpliwym jest jego pozytywny efekt dla środowiska naturalnego, albowiem istnieje ryzyko konfliktu z polityką podatkową rządu duńskiego, gdyż dodatki biopaliw spowodują wzrost cen paliw. Wniosek ten potwierdza ocena Konfederacji Duńskiego Handlu i Usług (Dansk Erhverv) sugerująca, że jedyną kwestią niejasną jest, czy obywatele i firmy Danii będą ponosi koszt realizacji przez rząd celów przyjętych przez UE. Duńskie Stowarzyszenie Inżynierów Doradców pozytywnie ocenia zamierzenia rządu wskazując efekt w postaci ograniczenia emisji CO₂ oraz nawołując do wprowadzenia przez rząd obowiązku 10% udziału biopaliw od 2010 roku¹⁰². Według przyjętego przez rząd Danii porozumienia, wszystkie rodzaje paliw transportowych na stacjach benzynowych Danii będą od 2008 r. zawiera 2% dodatek biopaliw. W 2009 roku udział ten w Danii ma wzrosnąć do 3%, a w 2010 roku do 5,75%. Duński minister transportu i energii, Flemming Hansen, wskazuje, że nowe przepisy przyczynią się do znacznego ograniczenia emisji CO₂ przez sektor transportu (zużywającego 60% całkowitej konsumpcji ropy naftowej w Danii), a w niedalekiej przyszłości Duńczycy będą jeździ na „zielonej” benzynie i „zielonym” oleju napędowym¹⁰³.

Dzisiejszy świat stoi wobec dwóch wyzwań: zwiększenia produkcji energii oraz redukcji emisji zanieczyszczeń z paliw kopalnianych. Prognozy wskazują, że zapotrzebowanie na energię wzrośnie w następnych 25 latach o 50%, przy jednoczesnym znaczącym wzroście emisji CO₂. Ekspertcy z Centrum Trwałej i Zielonej Chemii przy DTU (Politechnika Duńska) są zgodni, że oczywista potrzeba zaopatrzenia w energię konieczną do utrzymania wzrostu gospodarczego nie stanowi kwestii wyłącznie wytworzenia wystarczającej ilości energii dla zaspokojenia potrzeb stale rosnącej liczby ludności, ale również zachowania równowagi klimatycznej na Ziemi w związku ze zwiększaniem emisji CO₂ (mogącymi spowodować w skrajnej sytuacji kataklizmy w postaci suszy i głodu milionów ludzi). Dużym wyzwaniem wg ekspertów z DTU jest zapobieżenie upadkowi gospodarek w konsekwencji nagłego zatrzymania dostaw energii, co w obecnej sytuacji uzależnienia od ropy i gazu oznaczałoby sparaliżowanie funkcjonowania społeczeństw. Warto tu przytoczyć wypowiedź profesora Clausa Hvid Christensena, którego zdaniem istniejące problemy podaży energii mogą być rozwiązane dzięki zastosowaniu jednego z czterech poniżej podanych sposobów:

¹⁰² Wymóg wprowadzenia 5,75% udziału biopaliw do 2010 roku został przyjęty przez kraje UE w 2003 r.

¹⁰³ Zob.: „Jyllands-Posten”, 10.06.2007.

- 1) **dalsze stosowanie paliw kopalnych**, albowiem światowe złoża węgla wystarczą przynajmniej jeszcze na 300 lat, a w międzyczasie zostaną opracowane inne technologie. Sposób ten implikuje potrzebę zbierania i magazynowania CO₂ poza atmosferą, np. w podziemnych magazynach, oraz konieczność oczyszczania dymu z cząsteczek metali ciężkich i szkodliwych. Przytaczana opinia wskazuje na duże trudności polityczne w tym rozwiązaniu;
- 2) **wykorzystanie biopaliw** wg prostej zasady, że światło słoneczne powoduje wzrost upraw roślinnych, z których uzyskuje się energię np. w formie bioetanolu i innych paliw. Panuje przekonanie, że właśnie ta droga jest najbardziej właściwa, ale i tu wskazuje się na trudności polityczne i praktyczne. Zgodnie z przytaczaną opinią maksymalny potencjał tej technologii jest niepewny, gdyż wykorzystanie kukurydzy do produkcji biopaliw spowoduje wzrost jej cen, przynosząc negatywne skutki dla dużych grup ludności;
- 3) **zamiana energii słonecznej na energię elektryczną**, zakładająca jednak uzależnienie produkcji od słońca, które implikuje ograniczenia, zwłaszcza w najbardziej na północ wysuniętych zakątkach globu ziemskiego, co oznacza niedoskonałość również tej wersji;
- 4) **mieszkańcy Ziemi mogliby w przyszłości korzystać z energii fuzyjnej** (gdy będzie ona już powszechnie dostępna), będącej nową generacją energii atomowej o nieomal nieograniczonym potencjale, ale niezwykle trudnej do kontroli.

Zdaniem profesora C.H. Christensena istnieje wiele innych możliwości poza wymienionymi, zaspokojenia potrzeb energii, a świat będzie korzystał z kombinacji możliwości przy najbardziej efektywnym wykorzystaniu każdego ze źródeł energii¹⁰⁴.

Produkcja energii i jej użytkowanie są związane z wpływem na środowisko. Wynika to z faktu, że większość źródeł energii to pochodne przeróbki paliw kopalnych, w procesie spalania emitujących CO₂, potęgujące tzw. efekt cieplarniany. Produkcja elektryczności, oparta na energii wodnej nie zwiększa emisji CO₂ – dotyczy to jej wytwarzania w Norwegii, Islandii i Szwecji, których elektryczność w znaczącej części pochodzi z hydroelektrowni. Również energia geotermiczna – najważniejsze źródło w Islandii i energia jądrowa – główne źródło w Finlandii i częściowo w Szwecji, nie zwiększają emisji CO₂. Z wyjątkiem Danii, sposób wytwarzania energii w krajach nordyckich, emitujący umiarkowane ilości ga-

¹⁰⁴ Zob. „Energiekonomii” – dodatek do „Borsen”, czerwiec 2007.

zów ciepłarnianych jest porównywalny do innych rozwiniętych krajów podobnych rozmiarów.

Wśród państw członkowskich UE istnieje spór dotyczący polityki w sektorze energii (aspekty energii atomowej i liberalizacji rynku), stanowiący zagrożenie dla ambitnego celu UE uzyskania większej samowystarczalności w wyniku wykorzystania nowych źródeł energii, przy jednoczesnym ograniczeniu emisji gazów ciepłarnianych i utrzymaniu wzrostu gospodarczego, rozwoju i eksportu technologii oraz tworzeniu tysięcy nowych miejsc pracy. Przed każdą z kolejnych prezydencji w UE staje to samo trudne zadanie przekonania pozostałych szefów państw i rządów do historycznego porozumienia w sprawach polityki energii i wobec zmian klimatycznych, początkujących przemysłową rewolucję w sektorze energii, poprawie ochrony środowiska naturalnego oraz utrzymania wzrostu gospodarczego w Europie.

22 stycznia 2008 r. Komisja Europejska oficjalnie przedstawiła pakiet reform, które mają doprowadzić do radykalnego ograniczenia emisji CO₂ i powstrzymać zmiany klimatyczne. Dwadzieścia, dwadzieścia, dwadzieścia – o tyle procent KE chce zredukować emisje dwutlenku węgla do atmosfery, zwiększyć udział odnawialnych źródeł energii i oszczędności energetyczne. Wszystko to do 2020 r.¹⁰⁵ „Propozycje są ambitne, ale do osiągnięcia (...) Przy jednym ogniu Europa upiecze dodatkową pieczeń i zmniejszy uzależnienie od importowanych źródeł energii, zwłaszcza ropy i gazu”¹⁰⁶. Nowy pakiet propozycji zmierzających do ograniczenia poziomu emisji dwutlenku węgla do atmosfery dla Szwecji oznacza konieczność spełnienia wielu trudnych wymogów, które jednak minister środowiska Anders Carlgren uznał za realistyczne. Podczas swojej wizyty w Brukseli minister akcentował, że Szwecja należy już do czołówki państw w dziedzinie ekologii (ponad 40% zużywanej energii pochodzi ze źródeł odnawialnych). Komisja Europejska będzie zapewne domagała się, aby odsetek ten zwiększył się do 50% do 2020 roku. Jednocześnie Szwecja będzie musiała dokonać ograniczenia emisji gazów o 20%. Wcześniej minister ds. przemysłu Maud Olofsson wyrażała obawy, że Szwecji trudno będzie wypełnić te żądania. Minister A. Carlgren jest jednak optymistą. W jego zdaniem, konieczne będą kolejne inwestycje w elektrownie wiatrowe oraz produkcję bioener-

¹⁰⁵ Propozycje Komisji musi zaakceptować Rada UE oraz Parlament Europejski, co nie nastąpi wcześniej niż pod koniec 2008 r.

¹⁰⁶ K. Niklewicz, R. Zasuń, D. Pszczółkowska, 3 razy 20 na 2020 rok – ekologiczny plan UE, www.gazeta.pl/gospodarka, 23.01.2008.

gii¹⁰⁷. Przed trudnym zadaniem stoi również Finlandia – emisje dwutlenku węgla mają być zmniejszone o ok. 16%, zaś udział energii odnawialnej ma wzrosnąć z poziomu 28,5% aż do 38% do roku 2020. Pakiet KE wzbudził silny sprzeciw w fińskich środowiskach przemysłowych, a rząd obawia się osłabienia konkurencyjności fińskiego przemysłu ciężkiego. Finlandia należy do czołówki europejskiej, jeśli chodzi o wykorzystywanie energii odnawialnej i paradoksalnie ten „dobry start” jest przyczyną, ustanowienia dla Finlandii pułków wyższych niż przeciętne pułki dla innych krajów członkowskich. Według ministra finansów Jyrki Katainena, należy zwiększyć wykorzystanie drewna, a także energii wiatru i wodnej. Obecnie w ministerstwie finansów Finlandii trwa dyskusja nad tym, jak zróżnicować system podatków za szkodliwe emisje¹⁰⁸. Zdaniem Federacji Przemysłu Energetycznego przyjęte rozwiązanie będzie kosztowne dla Finlandii, która już osiągnęła, a nawet przekroczyła pułap wyznaczony przez Wspólnotę. W związku z tym jako limit docelowy dla Finlandii UE wymieniła wskaźnik 40%, a premier Matti Vanhanen wspomniął o 35%.

Zdaniem Federacji Przemysłu Energetycznego są to wielkości zdecydowanie zawyżone. „Wiążące zobowiązanie do redukcji emisji gazów cieplarnianych będzie niezwykle kosztowne dla społeczeństwa. Instrumentalne i sterowane ograniczenie źródeł pozyskiwania energii odbije się niekorzystnie na funkcjonowaniu rynku. Ponadto ministerstwo handlu i przemysłu zamierza wprowadzić rozwiązanie, zgodnie z którym część wpływów z opłat z tytułu dystrybucji energii elektrycznej przeznaczane będzie na dotowanie energii wytwarzanej ze źródeł odnawialnych. To wszystko nieuchronnie doprowadzi do wzrostu cen energii. Finlandia podjęła zobowiązanie bez jakiegokolwiek kalkulacji kosztów”¹⁰⁹, powiedział Juha Naukkarinen – prezes Federacji. Dodał, że znacznie bardziej pożądane byłyby zdecydowane działania zapobiegające ocieplaniu się klimatu w tych państwach, którym daleko jeszcze do poziomu osiągniętego przez Finlandię. J. Naukkarinen uważa obecne subwencje i system handlu emisjami dwutlenku węgla za instrumenty zupełnie wystarczające do propagowania proekologicznych nośników energii.

W ramach realizacji planu, zgodnie, z którym w 2020 r. 20% energii zużywanej w UE ma pochodzić ze źródeł odnawialnych, firma konsultingowa Econ Pöyry opracowała propozycję zobowiązania poszczególnych krajów unijnych do zwiększenia wykorzystania energii odnawialnej.

¹⁰⁷ „Dagens Nyheter”, 23.01.2008.

¹⁰⁸ „Helsingin Sanomat”, YLE, 23.01.2008.

¹⁰⁹ Cyt. za „Taloussanomat”, 10.03.2007.

Z projektu wynika, że udział energii odnawialnej w Danii powinien wzrosnąć z 17% obecnie, do 32% w 2020 r., a wyższe wymagania powinny zostać postawione jedynie wobec Luksemburga i Irlandii. Duńska minister ds. klimatu i energii, Connie Hedegaard, wyraziła niezadowolenie z faktu, że Komisja Europejska zamierza określi wymagania wobec poszczególnych państw członkowskich UE na podstawie ich PKB. W ten sposób największy wkład w osiągnięcie unijnego celu będą musiały wnieść państwa najbogatsze. Zdaniem minister C. Hedegaard, KE powinna uwzględnić również dotychczasowe wysiłki państw członkowskich w zakresie wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych¹¹⁰ (od 1997 Dania zwiększyła udział energii odnawialnej z 7,5% do 17%).

2007 r. duńska branżowa organizacja przedsiębiorstw sektora energii (Dansk Energi – DE) zaprezentowała ocenę, według której inwestycje w energię przyjazną dla środowiska naturalnego dałyby największy efekt poza granicami Danii. Z tego względu kraje UE, chcąc do 2020 r. uzyskać przyjęty cel 20% udziału energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii, winny podejmować inwestycje w odnawialne źródła energii i technologie energooszczędne tam, gdzie mogą one przynieść największą korzyść. Stanowisko takie zakłada potrzebę myślenia, w pierwszym rzędzie w kategoriach europejskich, a w drugiej kolejności na poziomie narodowym. Według powyższej oceny zarówno duńscy politycy, jak i ich wyborcy, musieliby uznać, iż mogą najwięcej uzyskać z zainwestowania posiadanych środków nie w Danii, lecz w wymagający sektor energii Europy środkowo-Wschodniej. Wizja DE finansowania technologii energooszczędnych w Europie środkowo-Wschodniej stanowi dla wielu przedsiębiorców przekroczenie pewnych granic, niemniej jednak taka sytuacja wystąpi w przyszłości (ale nie wcześniej niż po 2015)¹¹¹.

Jak dotąd polityka w sektorze energii była sprawą wewnętrzną każdego kraju, obecnie istnieje potrzeba oszczędnego podziału pracy oraz gwarancji właściwej lokalizacji inwestycji energetycznych. Dotychczasowy niski poziom integracji narodowych rynków elektryczności krajów członkowskich UE powoduje, że nie ma możliwości sprzedaży za granicę duńskiej energii wiatrowej w okresach jej największej produktywności (w okresie występowania silnych wiatrów). Wydaje się, że warunkiem efektywnego wykorzystania odnawialnych źródeł energii w UE oraz uzyskania jej ujednoliconych cen jest otwarcie narodowych rynków energii. Stąd potrzeba

¹¹⁰ Zob. „Jyllands-Posten”, 18.01.2008.

¹¹¹ Zob. „Borsen”, 13.02.2007.

zainicjowania ściślejszej współpracy w dziedzinie energii z rządami państw nordyckich, Niemiec, Holandii i Polski w celu utworzenia połączonego regionalnego rynku energii.

Gazociąg Północny – szansa czy źródło napięć?

Akwen Morza Bałtyckiego staje się strefą istotnych interesów strategicznych państw bałtyckich. Ma to związek z planem budowy Gazociągu Północnego, którym ma być dostarczany gaz z Rosji do Niemiec, Wielkiej Brytanii i innych państw UE. Budowa ta stwarza poważne problemy, które mogą zachwiać stabilną sytuacją strategiczną w basenie Morza Bałtyckiego. Zdaniem płk. S. Gustafssona, kierującego zespołem analiz szwedzkiego Sztabu Generalnego „budowa gazociągu sygnalizuje tworzenie się nowej sytuacji strategicznej w całej Północnej Europie – od Morza Barentsa po Bałtyk. Nośniki energii stają się tu obiektem rozgrywek politycznych”¹¹². Potwierdzeniem tej tezy jest stanowisko Danii, która praktycznie zaakceptowała projekt Gazociągu Północnego i dziś poprzez państwowy koncern energetyczny DONG koncentruje się na osiągnięciu możliwie znaczących korzyści wynikających ze współpracy z Nord Stream.

W 2006 r. między wspomnianym DONG-iem a rosyjskim Gazpromem został podpisany kontrakt na dostawę gazu, zgodnie z którym Rosjanie w okresie 2011–2030 będą dostarczać Duńczykom 1 mld m³ gazu rocznie. Dostawy mają się odbywać za pośrednictwem planowanego Gazociągu Północnego. DONG zobowiązał się także do dostarczania 600 mln m³ gazu firmom należącym do Gazpromu i działającym na rynku brytyjskim (w latach 2007–2021). Łączna wartość kontraktu obejmuje 29 mld m³ gazu o wartości 60 mld koron¹¹³.

Duńscy i zagraniczni eksperci uważają, że DONG Energy, zawierając umowy z rosyjskim gigantem gazowym, szkodzi wspólnym interesom europejskim i zostawia Europę Wschodnią samej sobie. Przedstawiciele koncernu odrzucają ten zarzut, twierdząc że DONG Energy działa na warunkach konkurencyjności wyznaczonych przez Komisję Europejską. Podobnie współpracę DONG Energy z Gazpromem ocenia duński Minister Transportu i Energii, Flemming Hansen: „DONG Energy jest spółką komercyjną, której rola w polityce energetycznej UE jest taka sama, jak innych spółek. Ważnym elementem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego jest dywersyfikacja dostaw, co dotyczy zarówno transportu surowców,

¹¹² Gazociąg Północny trudnym problemem strategicznym, PAP, 17.01.2007, www.gazeta.pl (dostęp 26.11.2007).

¹¹³ Dane za: „Boersen”, 20.06.2006.

jak i dostawców. Gazprom jest tylko jednym z dostawców gazu dla DONG Energy¹¹⁴. Rzecznik Partii Liberalnej ds. energii, Lars Christian Lilleholt, uważa, że „decydujące jest, aby DONG zapewnił dostawy do Danii. Moim zdaniem, DONG powinien działać zgodnie z zasadami biznesowymi”¹¹⁵. Innego zdania są przedstawiciele ugrupowań opozycyjnych. Rzecznik Socjaldemokratów ds. energii, Kim Mortensen, twierdzi: „To jest rzeczywisty problem w naszej polityce energetycznej, że polegamy na kilku najbardziej niestabilnych reżimach, np. na Rosji”¹¹⁶. Zdaniem rzecznika Listy Jedności ds. energii, Pera Clausena, umowy DONG Energy z Rosją świadczą o tym, że liberalizacja rynku energetycznego, za którą opowiada się UE, jest „niewłaściwa z politycznego punktu widzenia, ponieważ spółki energetyczne będą działać według zasad biznesowych, a nie według założeń polityki energetycznej”¹¹⁷.

Przeciwieństwem stanowiska i polityki Danii w tej sprawie jest dobrze znane stanowisko Polski. Pozostałe kraje basenu M. Bałtyckiego wyrażają co najmniej sceptycyzm wobec planów budowy gazociągu. Główne wątpliwości dotyczą środowiska, jednakże wiele państw nie ukrywa, iż w grę wchodzi także motyw polityczny. Jak dotąd zgody nie wyraziła Estonia, Finlandia wyraża wątpliwość, zaś pozostałe państwa nie rozpatrzyły jeszcze tej kwestii formalnie.

Choć w świetle prawa międzynarodowego spółka Nord Stream ma prawo poprowadzić gazociąg po dnie Bałtyku (zaś zainteresowane państwa mają ograniczone możliwości zgłaszania sprzeciwu), to jej sytuacja jest mocno skomplikowana. Bez wątplenia utrudniają ją informacje tego typu, jak przekazana przez „Der Spiegel” – 24.02.2008 r., z której wynika, że kierowane przez Gazprom konsorcjum Nord Stream zamierza użyć trujących płynów do czyszczenia gazociągu (chodzi o silnie trujący przemysłowy środek dezynfekujący – Glutaraldehyd)¹¹⁸.

Dziś istotnym jest pytanie, czy do koalicji przeciwników dołączy Szwecja, przez której strefę ekonomiczną w dużej części ma iść rurociąg.

Mniej lub bardziej otwarta krytyka Gazociągu Północnego (GP) oraz naciski różnych środowisk na rząd w Sztokholmie, aby powstrzymał budowę rurociągu, spowodowały, że Nord Stream przesunął planowany po-

¹¹⁴ N. T. Andersen, *Niezależnie od Rosji wymaga energii odnawialnej*, „Information”, 24.08.2007 (tłum. R. M. Czarny).

¹¹⁵ *Ibidem*.

¹¹⁶ *Ibidem*.

¹¹⁷ *Ibidem*.

¹¹⁸ Zob. „Der Spiegel”: *Gazociąg Północny grozi dla Bałtyku*, IAR, 24.02.2008, www.wiadomości.gazeta.pl (dostęp: 25.02.2008) oraz „Neues Deutschland” 04.02.2008.

czątek dostaw gazu z Rosji do RFN z 2010 na 2011 r. Ponadto Szwedzi postulują, aby Nord Stream rozważył poprowadzenie rurociągu drogą lądową. Obawiają się, że budowa może uszkodzić leżącą na dnie Bałtyku amunicję z czasów wojny i zniszczyć ekosystem. Politycy szwedzcy określają GP jako zagrażający bezpieczeństwu kraju. Boją się, że Rosja może użyć rurociągu jako argumentu, aby na Bałtyk wysłać więcej swoich okrętów wojennych.

Zgodnie z postulatami strony szwedzkiej w ostatniej dekadzie grudnia 2007 spółka Nord Stream przekazała raport na temat gazociągu, który miał złagodzić sceptycyzm szwedzkiego społeczeństwa. Raport stwierdza m. in., że w celu zmniejszenia ryzyka związanego z obszarami wykorzystywanymi do deponowania materiałów wojskowych, w tym pojemników z gazem musztardowym, gazociąg poprowadzony zostanie na północ od Bornholmu. Poza tym wieża przeznaczona dla celów konserwacji projektu ma być umieszczona w takiej odległości od Gotlandii, iż nie będzie widoczną, zaś sam rurociąg nie będzie zagrażał środowisku i stanowił przeszkody dla rybołówstwa. Szczególny sprzeciw na Gotlandii spowodował, że Nord Stream działa tu wyjątkowo dynamicznie, proponując ostatnio władzom Gotlandii rozbudowę portu Slite (oferta zakłada też sfinansowanie dwóch projektów badawczych na Bałtyku). Znajduje się on w pobliżu planowanej platformy serwisowej, której budowa jest planowana ok. 40 km na północny wschód od Gotlandii. Jednak port wymaga przebudowy i wstępne wyliczenia mówią, iż koszt jej będzie wynosił 7–8 mln €. Nord Stream jest gotów wyłożyć 2,5–3 mln gotówkę i resztę kwoty w ramach opłaty za użytkowanie portu. Jednak władze wyspy także muszą pokryć część kosztów, gdyż basen portu wymaga pogłębienia i konieczna jest budowa dodatkowych powierzchni do składowania rur. Jak ocenia Nord Stream, w rezultacie przebudowy w okresie 2008–2010 powstanie 80 nowych miejsc pracy, z czego 55 będzie przeznaczonych dla miejscowych mieszkańców. Kolejnym argumentem konsorcjum jest fakt, że będzie korzystał z portu tylko przez 4 miesiące w ciągu roku i po ukończeniu budowy wyspa będzie miała do niego pełny dostęp. Władze Gotlandii nie wyraziły jeszcze jednoznacznie swego stanowiska¹¹⁹. Z kolei dyskusja na temat rurociągu przeprowadzona przez szwedzki parlament w końcu 2007 r. dowiodła, że opinie parlamentarzystów są w tej kwestii podzielone, jedynie 11% opowiada się za budową. W lutym 2008 r. szwedzki rząd poinformował, że odsyła wniosek Nord

¹¹⁹ „Svenska Dagbladet”, 14.07.2007.

Stream o zgodę na budowę Gazociągu Północnego, jako nierozpatrzony. Rząd domaga się pogłębionych analiz i lądowego przebiegu trasy inwestycji.

Andreas Calgren, Minister Ochrony środowiska określił raport rosyjsko-niemiecko-holenderskiego konsorcjum jako zaskakująco niepełny¹²⁰. Szef resortu ochrony środowiska wyjaśnił, że w przedstawionym dwa miesiące temu dokumencie zabrakło opisu konsekwencji budowy gazociągu na całej długości Morza Bałtyckiego. Wnioskodawca nie przeprowadził także konsultacji z krajami, przez których obszar gazociąg ma przechodzić. Szwedzki minister domaga się również uwzględnienia wyników badań, które trwają lub dopiero mają się rozpocząć. Chodzi między innymi o konieczność przebadania amunicji spoczywającej na dnie Bałtyku. Szwedzi chcą też przedstawienia „opcji zerowej”, czyli analizy co się stanie jeśli gazociąg zamiast na dnie morza powstanie na lądzie. Warunki jakie stawia Szwecja, mogą uniemożliwić lub znacząco opóźnić powstanie Gazociągu Północnego. Tym bardziej, że wiele szwedzkich instytucji za wskazane uważa szukanie alternatywnych, w stosunku do trasy przez Bałtyk, rozwiązań.

W przekazanych do Urzędu Ochrony środowiska stanowiskach (UO), zarówno Szwedzki Uniwersytet Rolniczy (Sveriges Lantbruksuniversitet), jak i władze samorządowe regionu Blekinge w południowo-wschodniej części Szwecji zażądały, aby konsorcjum poinformowało, jakie są możliwości poprowadzenia rurociągu inną drogą. W grę wchodziłyby następujące rozwiązania: inna trasa po dnie Bałtyku, droga lądowa przez Szwecję, droga lądowa przez państwa bałtyckie lub przez Białoruś. Z informacji opublikowanych przez UO wynika, że ocena przedstawiona przez Uniwersytet jest najbardziej krytyczna¹²¹. Podkreśla się w niej, że największe zagrożenie dla środowiska, które może być efektem realizacji projektu GP, wynikałoby ze zwiększenia zużycia gazu, a tym samym zwiększenia ilości emisji gazów cieplarnianych do atmosfery. GP jest więc „krokiem w niewłaściwym kierunku”.

Równie krytyczne, choć wskazujące na wiele dodatkowych aspektów tego problemu jest stanowisko Instytutu Obrony Szwecji (Totalförsvarets Forskring Institut – FOI) z marca 2007¹²², którego autorami i redaktorami są: M. Winnerstig (dyrektor FOI) oraz R. Larsson (autor licznych analiz, raportów i opracowań głównie na temat zależności Szwecji od rosyjskiej ropy i gazu ziemnego).

¹²⁰ IAR, 12.02.2008, www.gospodarka.gazeta.pl (dostęp 20.02.2008).

¹²¹ „Dagens Nyheter”, 27.01.2008.

¹²² FOI, Raporter, mars 2007.

W tej prezentacji stanowisk nie można pominąć opinii prof. K. Wahlbäcka, wieloletniego eksperta szwedzkiego MSZ w dziedzinie bezpieczeństwa (profesora politologii związanego m.in. z Uniwersytetem Harvarda) wyrażonej na łamach „Dagens Nyheter”. Twierdzi on, że Szwecja ma nie tylko prawo, ale także możliwość przeciwstawienia się gazociągowi, bo leży to w jej interesie.

W dziedzinie prawa K. Wahlbäck powołuje się na artykuły 79–80 ONZ-owskiej Konwencji Morskiej, która głosi, że państwa na obszarze swych stref ekonomicznych mają prawo podejmować działania zapobiegające zanieczyszczeniom mórz. Takie niebezpieczeństwo niesie koncepcja budowy Gazociągu Północnego. Dlatego Szwecja ma pełne prawo domagania się od inwestora, by udowodnił, że nie istnieje alternatywa lądowa, która takich zagrożeń nie powoduje. Jednak inwestor – Nord Stream (NS) – jest spółką nietypową – uważa autor. Czując poparcie Kremla pozwala sobie na nonszalancję. Jest nią np. zbycie milczeniem postawionego jeszcze w lutym 2007 roku pytania w tej sprawie przez rząd fiński. Helsinki dwa tygodnie temu musiały to pytanie ponowić.

Podobną nonszalancję NS widą w stosunku do Polski, która jest w tym wypadku naturalnym krajem tranzytowym. Odpowiedź NS na pytania Szwecji o trasę m.in. przez Polskę jest nie do zaakceptowania. Sprowadza się do stwierdzenia, że nie jest zgodna z „koncepcją biznesową”. Jeśli tak, to „panowie powinni zmienić koncepcję, albo Gazprom poszuka nowych współpracowników”¹²³ pisze szwedki profesor. Już samo zagrożenie środowiska przez naruszenie na wielką skalę osadów dennych i uwolnienie do wód Bałtyku zgromadzonych przez stulecia trucizn i metali ciężkich dowodzi, że ta inwestycja nie leży w interesie Szwecji – podkreśla K. Wahlbäck. Jego zdaniem Sztokholm nie może też zaakceptować opinii, że planowany Gazociąg Północny ma „status inwestycji UE”; taki sam status inwestycji unijnej powinna mieć też opcja lądowa. Wytaczane są argumenty o solidarności wobec Niemiec i innych potrzebujących gazu państw unijnych. „Zapomina się, że solidarność taka powinna obowiązywać także wobec nowych państw UE, w tym np. Polski” – zauważa K. Wahlbäck i dodaje: „Obiekcje Polski winny liczyć się tym bardziej, że Niemcy okazały jaskrawy brak solidarności z nami (Szwecją), gdy w 2003 roku (ówczesny kanclerz Niemiec) Gerhard Schröder i (prezydent Rosji) Władimir Putin ogłaszali plan bałtyckiego gazociągu.

¹²³ Wszystkie cytaty pochodzą z wypowiedzi prof. K. Wahlbäcka, cyt. za: „Dagens Nyheter” 12.02.2008, (tłum. M. Haykowski – PAP).

Robili to bez prób najprostszych konsultacji z państwami, których strefy ekonomiczne zamierzali wykorzystywać”. Zdaniem profesora Wahlbäcka trzeba brać pod uwagę obawy, że stawianie przeszkód przez Sztokholm może grozić szwedzkim inwestycjom w Rosji. Starając się uniknąć ewentualnych represji ze strony potężnych sąsiadów, można zrezygnować z przestrzegania praw i konwencji międzynarodowych.

Do rachunku zysków i strat trzeba jednak wprowadzić możliwość naruszenia poziomu bezpieczeństwa w regionie Bałtyku. „Linia (gazociągu) na mapie mająca oddzielić państwa bałtyckie od Zachodu w przyszłości może skusić Rosjan, by przyjął ją za linię wyznaczającą ich strefę wpływów” – ostrzega autor.

W polityce Rosji zauważa też niepokojące tendencje, np. „mało wyrefinowane próby” nacisków na Estonię czy Polskę. Nadzieją są tu przyszłe zmiany w sferze polityki, do tego jednak „potrzeba czegoś więcej niż sympatycznej powierzchowności Miedwiediewa” – konkluduje Krister Wahlbäck.

Przytaczane tu opinie, potwierdzają co najmniej sceptyczne stanowiska większości państw jak i wielu ekspertów, trudno więc nie uznać projektu Gazociągu Północnego za źródło emocji i niezadowolenia, mogące przerodzić się w napięcia, a nawet zarzewie konfliktu w przyszłości. Z pewnością zachwieje on też dotychczasową stabilną sytuacją strategiczną w basenie Morza Bałtyckiego.

Wnioski

Omówione zagrożenia i wyzwania prowadzą do następujących wniosków ogólnych:

1. Państwa regionu nordyckiego są wyraźnie zróżnicowane pod względem zasobów surowców energetycznych: od bogatej w ropę i gaz Norwegii, energetycznie samowystarczalnej Danii, przez posiadającą zasoby energii hydro- i geotermicznej Islandię, stawiającą na ekspansję biopaliw i realizującą ambitną politykę na rzecz energii odnawialnej Szwecję, aż do skazanej na import energii z Rosji, ale próbującej energię tę oszczędzać, Finlandię.
2. Kraje te łączą współpraca w dziedzinie bezpieczeństwa energetycznego, jako wyzwania nie tylko na dziś, ale i na dającą się przewidzieć przyszłość. Jej istotą jest potrzeba wypracowania zarówno krajowych, jak

- i wspólnej strategii, pozwalających utrzymać równowagę pomiędzy ochroną i trwałością środowiska, bezpieczeństwem dostaw energii oraz rozwojem gospodarki i wzrostem dobrobytu. Praktycznym tego wyrazem jest dbałość o środowisko naturalne, dywersyfikacja dostaw energii, troska o rezerwy strategiczne, stosowanie nowoczesnych technologii w energetyce oraz wyjątkowo intensywne poszukiwanie nowych technik i technologii w zakresie odnawialnych źródeł energii.
3. Problematyka bezpieczeństwa energetycznego w regionie północnym została ostatnimi laty wzbogacona o interesującą próbę koegzystencji czynnika rywalizacji z konieczną i niejako wymuszoną przez okoliczności, technikę i technologię oraz siły przyrody – współpracą. Rywalizacja dotyczy przede wszystkim wyścigu o energetyczne zasoby Arktyki. Ropa i gaz oraz powstające szlaki transportowe to obiekt szczególnych starań Rosji, Kanady, USA, Norwegii i Danii. Sprawy te budzą równie silne emocje i ogromne zainteresowanie w Szwecji, Finlandii i Islandii. Trudno więc dziwić się, że rywalizacja o dostęp do energetycznych skarbów Północy staje się coraz ostrzejsza i mniej przewidywalna. Przecież eksploracja zasobów surowcowych, korytarz transportowy i problematyka ochrony środowiska naturalnego to strategiczne elementy określające dzisiejszą i przyszłą sytuację w tym rejonie, istotnym nie tylko w układzie regionalnym, ale oddziałującym na polityczne, ekologiczne i energetyczne uwarunkowania globalne.
 4. Zdaniem państw nordyckich, do realizacji optymalnych celów w polityce energetycznej nie wystarczy uporządkowanie spraw w jednym miejscu czy regionie, np. wiodąca rola regionu nordyckiego czy Europy w zakresie odnawialnych źródeł energii oraz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Swoistym imperatywem staje się konieczność globalnego poszukiwania obejmującego jak największą liczbę krajów zobowiązanych do osiągnięcia wspólnych celów w tej dziedzinie.
 5. Polityka energetyczna państw nordyckich, będąca interesującą kompozycją zabiegów indywidualnych oraz systematycznych konsultacji najważniejszych przedsięwzięć stanowiących o ich bezpieczeństwie energetycznym, mogłaby stanowić rodzaj istotnego wzorca działań w zakresie bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju. Jednak Polska od kilkunastu już lat skupia uwagę nie na nordyckich formach i metodach działania (innowacyjność i poszukiwanie nowych technik i technologii), ale na norweskich zasobach gazu, wiążąc je z dywersyfikacją źródeł zaopatrzenia kraju w surowce energetyczne. Uwagę zwracają występujące tu zasadnicze różnice podejścia: z polskiej strony oznaczające nie tylko ekonomiczne,

ale głównie polityczne starania państwa (zróżnicowane taktycznie i strategicznie w przypadku poszczególnych ekip rządowych), z norweskiej zaś brak zaangażowania politycznego rządu, który traktuje całość sprawy jako „czysty biznes” i odsyła do kontraktów z poszczególnymi licencjonowanymi koncernami. Poważne pytania rodzi musi również brak wyraźnego stanowiska obecnego rządu, co do norweskiego kierunku zaopatrzenia w gaz i wynikających z tego implikacji, typu: budowa gazoportu, gazociągu z Danii czy dalszych inwestycji PGNiG na norweskim szelfie kontynentalnym.

Rozdział 5

Magdalena Tomala

Bezpieczeństwo energetyczne Litwy, Łotwy i Estonii

Wstęp

Brak zaufania oraz obawa przed mocarstwem, sąsiadującym z Litwą, Łotwą i Estonią miały ogromny wpływ na sposób postrzegania bezpieczeństwa w tych krajach. Jak twierdzi O.F. Knudsen, między trzema republikami występuje specyficzny rodzaj partnerstwa, w którym państwa współpracują kolektywnie na rzecz zapewnienia sobie bezpieczeństwa¹. Wskazuje on na dwa czynniki determinujące relacje między dużymi a małymi państwami. Po pierwsze, pyta, jak ważne są małe państwa dla tych dużych, a po drugie, jak bardzo podatne są na zranienia małe państwa w obliczu agresji bądź interwencji ze strony mocarstwa²?

Pojęcie „Co-operative security” jest w tym przypadku słowem kluczem, określającym rodzaj współpracy, którą prowadzą Litwa, Łotwa i Estonia wspólnie na rzecz bezpieczeństwa.

Odzyskanie niepodległości nie zdjęło z Litwy, Łotwy i Estonii odpowiedzialności za zabezpieczenie interesów narodowych. I choć NATO gwarantuje im pomoc w obliczu napaści zbrojnej od momentu przystąpienia do organizacji, to nadal bardzo istotne są inne kwestie związane z bezpieczeństwem, jak choćby bezpieczeństwo energetyczne.

Problem zapewnienia dostaw energii dotyczy państw byłego bloku wschodniego w sposób szczególny. Przyczyniły się do tego historyczne uwarunkowania. Przemiany systemowe, jakie zaszły na przełomie lat 80. i 90. XX w. w krajach Europy środkowo-Wschodniej sprawiły, iż państwa te stały się „wyspami energetycznymi”³ uzależnionymi jedynie od importu energii z Federacji Rosyjskiej, gdy w tym samym czasie niektóre z nich roz-

¹ O. F. Knudsen, *Shoring Borders with a Great Power: An Examination of Small State Predicaments*, Oslo 1992, s.6. Zob. Także: R. Vayrynen, *Constraints and Opportunities in the Foreign Policies of Small States*, w: B. Heurlin, Ch. Thune (eds.), *Danmark og det Internationale System*, Copenhagen 1989.

² *Ibidem*.

³ Zob.: L. Małecki, *Cele i zakres oraz oczekiwane rezultaty Międzynarodowego Seminarium „Perspektywy współpracy pomiędzy Polską, Litwą, Łotwą i Estonią w procesie przygotowania do pojęcia systemu elektroenergetycznego Państw Bałtyckich z systemem UCTE”*, Wilno, 5 października 2007 r. [w:] www.mg.gov.pl.

poczęły proces integracji politycznej, gospodarczej z UE. Tak właśnie stało się w przypadku państw bałtyckich, czyli: Litwy, Łotwy i Estonii. Przez wiele lat kraje te odizolowane były od zachodnio-europejskiego rynku energii. Brak połączenia z systemem elektroenergetycznym UE przyczynia się do tego, iż w żaden sposób w razie awarii nie mogą one liczyć na pomoc ze strony zachodnich sąsiadów. Rozwiązanie problemu dostaw energii jest więc kwestią kluczową dla krajów bałtyckich.

Celem niniejszej analizy jest odpowiedź na dwa pytania: **Czy państwa bałtyckie są w stanie zapewnić sobie bezpieczeństwo energetyczne? Czy jest to możliwe w sytuacji, gdy przez bardzo długi okres państwa te były uzależnione od jednego dostawcy, jakim była Federacja Rosyjska? Interesująca wydaje się być też kwestia stosunku Rosji do państw bałtyckich i jej reakcji na ich politykę energetyczną.**

Bezpieczeństwo energetyczne w państwach bałtyckich jest sprawą aktualną w polityce międzynarodowej. Brak jest dystansu czasowego do poszczególnych problemów, które nadal toczą się na forum europejskim, a przy tym nie ma jeszcze ich definitywnego rozstrzygnięcia. Ma to swoje odzwierciedlenie przy wyborze literatury przedmiotu. W niniejszym opracowaniu poddano analizie stosunek państw bałtyckich do najważniejszych problemów energetycznych, koncentrując uwagę na sprawach bieżących. Dlatego, w zdecydowanej większości korzystano z materiału źródłowego, który relacjonował wydarzenia związane z energetyką państw bałtyckich na arenie międzynarodowej, takie jak przemówienia, wywiady, opinie ekspertów czy polityków. Niemniej na uwagę zasługuje opracowanie *L. Małeckiego, Perspektywy współpracy pomiędzy Polsk , Litw , Łotw i Estoni w procesie przygotowa do połączenia systemu elektroenergetycznego Państw Bałtyckich z systemem UCTE*, które porusza kwestie budowy wspólnego rynku energii UE oraz przyłączenia państw bałtyckich do zachodnioeuropejskiego systemu energetycznego UCTE.

Opracowanie składa się z trzech części, w których starano się odpowiedzieć na wskazane wyżej pytania badawcze. W pierwszej części poddano analizie zasoby energetyczne, od posiadania których zależy bezpieczeństwo energetyczne państwa. Kolejne dwie części odnoszą się do najważniejszych problemów i dylematów państw bałtyckich, które pozwolą na zapewnienie dostaw energii w długim okresie czasu, tj. kwestia budowy połączeń energetycznych państw bałtyckich z sąsiednimi państwami oraz koncepcja budowy elektrowni atomowej na Litwie.

5.1. Bilans energetyczny Litwy, Łotwy i Estonii

Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego nieodłącznie związane jest z zasobami surowców energetycznych, jakie posiada dany kraj oraz stopniem dywersyfikacji dostaw energii lub nośników energii. Stąd też poszczególne kraje lub związki krajów, takie jak np. Unia Europejska, dążą do zróżnicowania źródeł zakupu nośników energii, włączając w to również własne zasoby surowców energetycznych. W celu zapewnienia sobie bezpieczeństwa dostaw starają się nie kupować od jednego eksportera więcej niż 30% nośnika energii.

Problem ten nabiera szczególnego znaczenia w przypadku państw bałtyckich, które uzależnione były przez wiele lat od jednego dostawcy, tj. Rosji. Tym samym państwa te narażone są na ryzyko braku dostaw surowców energetycznych w wypadku np. konfliktu z Federacją Rosyjską czy awarii infrastruktury technicznej.

Surowce energetyczne decydują o koniunkturze gospodarczej całego świata, w tym również Litwy, Łotwy i Estonii. Ich posiadanie wpływa na bogactwo państwa, umożliwia również prowadzenie elastycznej, ekonomicznie racjonalnej polityki energetycznej oraz na uniezależnienie od dostawców z zagranicy.

Sektory energetyczne w krajach bałtyckich charakteryzują się różną strukturą produkcji energii, mocą zainstalowaną, bilansem wymiany energii z zagranicą itp.

Wskaźnik samowystarczalności energetycznej określa stosunek pozyskania energii do zużycia energii i może być uznawany za jeden z elementów oceny bezpieczeństwa energetycznego kraju. Należy podkreślić, że w większości krajów UE wskaźnik ten jest niekorzystny. Jak zatem kształtuje się poziom pozyskania oraz zużycia energii w krajach bałtyckich?

Choć zużycie energii na świecie wzrasta z roku na rok, to na Litwie, Łotwie i w Estonii w latach 1992–2005 konsumpcja energii utrzymuje się na podobnym poziomie⁴. W roku 2005 w Estonii i na Łotwie wartość jej zużycia wyniosła 0,2 mld Btu. Na Litwie jest ono większe i wynosi 0,3 mld Btu. Oczekuje się, że w państwach rozwijających się, a tym samym w państwach bałtyckich zużycie energii będzie rosło, jednak przeliczając na jednego mieszkańca będzie nadal niewielkie (zob. tabela 5.1).

⁴ Zob. EIA, International Energy Annual, Short Term Energy Outlook, w: <http://www.eia.doe.gov>.

Tabela 5.1. Produkcja oraz konsumpcja energii w latach 1992–2005 w państwach bałtyckich (mld Btu)⁵

Kraj \ Rok	1992		1994		1996		1998		2000		2002		2004		2005	
	z	p	z	p	z	p	z	p	z	p	z	p	z	p	z	p
Litwa	0,5	0,2	0,4	0,1	0,4	0,1	0,4	0,2	0,3	0,1	0,3	0,2	0,4	0,2	0,3	0,1
Łotwa	0,2	0	0,2	0	0,2	0	0,2	0	0,2	0	0,2	0	0,2	0	0,2	0
Estonia	0,3	0,2	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1

Objaśnienia: z – zużycie energii pierwotnej,
p – produkcja energii pierwotnej

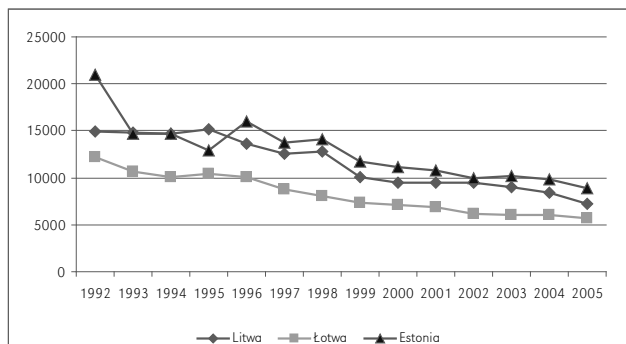
Źródło: opracowanie własne na podstawie EIA, International Energy Annual, Short Term Energy Outlook, [w:] <http://www.eia.doe.gov>.

Energię pierwotną, która jest sumą energii zawartej w pierwotnych nośnikach energii pozyskujemy m.in. z węgla, ropy naftowej, gazu ziemnego. Produkcja surowców energetycznych w państwach bałtyckich nie pokrywa nawet połowy ich potrzeb. Na uwagę zasługuje fakt, że **Łotwa w ogóle nie jest producentem energii pierwotnej**, tym samym uzależniona jest od dostaw surowców energetycznych w 100%. Zapotrzebowanie na surowce energetyczne musi być więc pokrywane przez media pochodzące z importu. Zwraca na to uwagę przyjęta w ubiegłym roku „Zielona Księga” dotycząca bezpieczeństwa podaży energetycznej w Europie. Prognozy dotyczące obecnej sytuacji energetycznej sugerują, że w najbliższych latach gospodarka wszystkich państw europejskich coraz bardziej będzie odczuwała brak stabilizacji na tym rynku.

Poziom wzrostu zapotrzebowania na energię wiąże się z prognozami tempa wzrostu gospodarczego poprzez tzw. współczynniki energochłonności PKB (ang. Energy Intensity) i mierzony jest w Btu na USD. **Energochłonność**, zwana niekiedy energochłonnością pierwotną, rozumiana jest jako stosunek zużywanej energii pierwotnej do PKB (zob. rys. 5.1.).

⁵ British Thermal Unit (BTU) jest jednostką energii używaną przede wszystkim w Stanach Zjednoczonych. 1 BTU to ilość energii potrzebna do podniesienia temperatury jednego funta wody o jeden stopień Fahrenheita.

Rys. 5.1. Energochłonność Litwy, Łotwy i Estonii w latach 1992–2005 (Btu na USD (2000) ppp)



Źródło: opracowanie własne na podstawie EIA, International Energy Annual, Short Term Energy Outlook, w: <http://www.eia.doe.gov>.

W skali globalnej energochłonność ulega stałemu obniżeniu. Według danych Komisji Europejskiej energochłonność PKB w skali globalnej z wartości ok. 0,26 toe/tys. USD (1990) ppp⁶ w 2000 r. obniży się do poziomu 0,21 toe/tys. USD (1990) ppp w 2020 roku⁷.

Energochłonność na Litwie, Łotwie i w Estonii jest dość niska i w latach 1992-2005 podobnie, jak w skali globalnej, widać niewielką tendencję spadkową. Potencjał w zakresie oszczędności i racjonalizacji zużycia energii jest z kolei duży. Poprawa efektywności energetycznej staje się dlatego bardzo poważnym problemem, który może zostać rozwiązany po podjęciu odpowiednich działań sterowanych i koordynowanych przez rządy państw bałtyckich. Promocja oszczędności energii, poprawa efektywności wykorzystania zasobów naturalnych (choć niewielkich w państwach bałtyckich) oraz działania w zakresie ochrony środowiska są kluczowymi czynnikami dla zapewnienia zrównoważonego rozwoju tych państw. Ponadto wdrożenie takich działań traktowane jest jako jeden z istotnych warunków funkcjonowania krajów w Unii Europejskiej. Jednocześnie jest to sprawa istotna z ekonomicznego punktu widzenia.

⁶ Toe/1000 USD – jednostka używana przez OECD/IEA do mierzenia efektywności energetycznej.

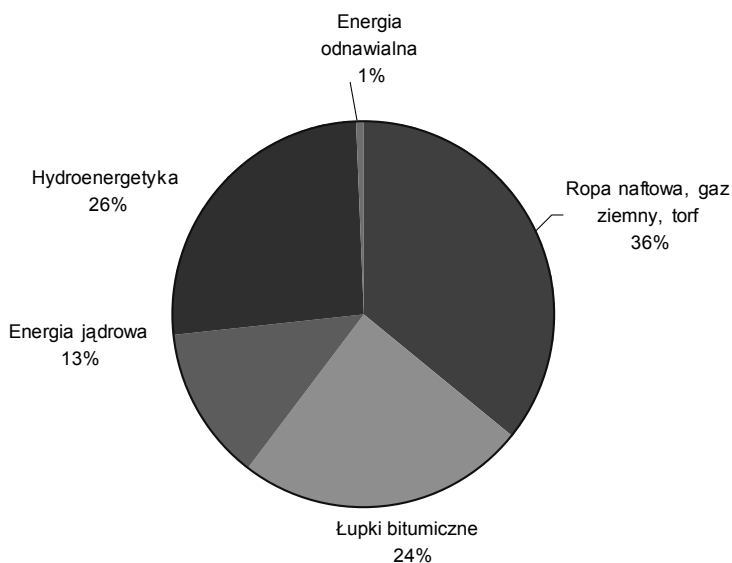
⁷ Dane WEC różnią się w tym zakresie od danych Komisji Europejskiej i IEA ze względu na włączenie do statystyk tzw. niehandlowej energii pierwotnej. Według WEC energochłonność PKB w skali globalnej dla 2000 r. wyniosła 0,33 a dla 2010 r. wyniesie 0,31, natomiast dla 2020 r. – 0,27 toe/tys. USD (1990).

Z danych zamieszczonych na rys. 5.1. wynika, że zapotrzebowanie na energię pozostaje niezmiennie, a nawet spada. Natomiast zmienia się struktura zużycia pierwotnych źródeł energii.

Elektroenergetyka

Na szczególną uwagę w obszarze energetyki zasługuje elektroenergetyka. Łączna moc zainstalowana źródeł wytwarzania energii elektrycznej państw bałtyckich wynosi prawie 9 GW, w tym: na Litwie – 4,0 GW, na Łotwie – 2,2 GW i w Estonii – 2,4 GW⁸. Struktura paliw pierwotnych używanych łącznie przez Litwę, Łotwę i Estonię do wytwarzania energii elektrycznej jest następująca:

Wykres 5.1. Struktura paliw pierwotnych do wytwarzania energii elektrycznej w państwach bałtyckich



Źródło: EIA, International Energy Annual, Short Term Energy Outlook, <http://www.eia.doe.gov>.

⁸ Zob.: EIA, International Energy Annual, Short Term Energy Outlook, <http://www.eia.doe.gov>

Największym potencjałem mocy elektrycznej dysponuje Litwa. Wynika to ze struktury paliw pierwotnych, używanych przez państwa bałtyckie. Litwa pokrywa zapotrzebowanie na energię elektryczną z: NPP Ignalina w 66%, ze źródeł opartych na gazie ziemnym, w 23% ze źródeł hydroenergetycznych w 5% – innych, głównie odnawialnych źródeł energii w 2%.

Z kolei Estonia wytwarza 93% finalnej energii elektrycznej w oparciu o łupki bitumiczne, następnie gaz ziemny (4,7%) i z odnawialnych źródłach energii (2%). Estonia, w porównaniu z sąsiadami, zasobna jest w bogactwa naturalne, a szczególnie opałowe. Bogate złoża łupków palnych są położone w północno-wschodniej Estonii w okolicach Kohtla-Järve. Około 60% wydobytych łupków wykorzystuje się jako paliwa w dużych elektrociepłowniach, pozostała część służy do produkcji oleju łupkowego i gazu energetycznego.

Destylacja łupków palnych pozwala uzyskać bardzo cenne surowce chemiczne, zdolne konkurować z produktami uzyskiwanymi z ropy naftowej czy gazu ziemnego. Z surowców tych wytwarza się środki myjące, lakiery, formalinę, garbniki syntetyczne, benzol, oleje silnikowe, benzynę. Na przestrzeni lat 90. XX w. w bilansie paliwowym Estonii wyraźnie wzrosło wykorzystanie łupków palnych i innych rodzajów paliw miejscowych z 58% do 67%.

Drugim bogactwem naturalnym Estonii jest torf. Występuje on na terenach bagnistych, zajmując 22% terytorium Estonii. Zagłębie torfu przemysłowego zajmuje obszar 477 tysięcy hektarów. Surowiec ten, pomimo tak bogatych zasobów, odgrywa niewielką rolę energetyczną, gdyż nie jest wykorzystywany jako paliwo w elektrociepłowniach. Jego znaczenie energetyczne sprowadza się jedynie do ogrzewania mieszkań metodą tradycyjną (w formie brykietów)⁹.

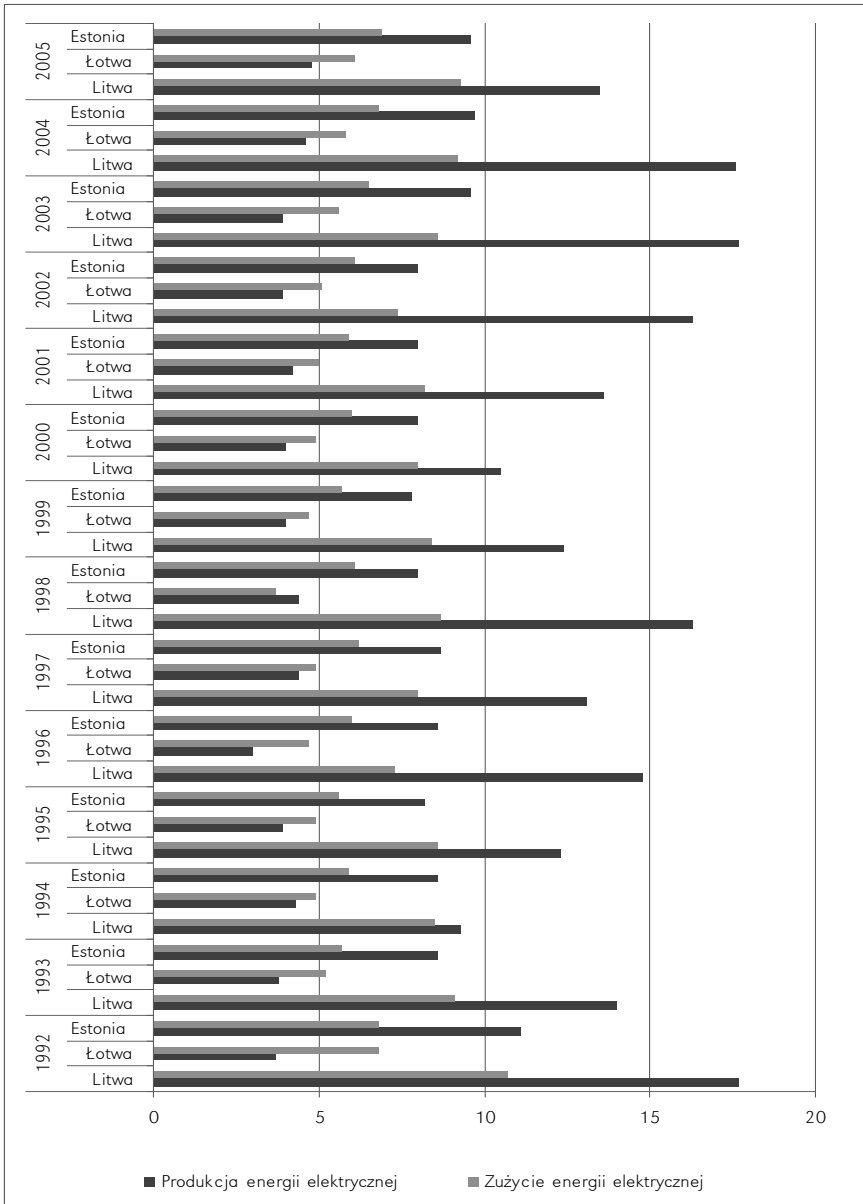
Struktura wywarzania energii elektrycznej na Łotwie opiera się na gazie ziemnym (30%) oraz na odnawialnych źródłach (70%), w tym: w elektrowniach wiatrowych – 1%, hydroelektrowniach – 67,8% i innych¹⁰.

Energię elektryczną ze względu na jej powszechność postrzega się jako dobro strategiczne. Zatem stopień zaspokojenia popytu zgłaszanego na energię elektryczną jest kolejnym kryterium zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju (zob. rys. 5.3.).

⁹ *Gospodarka – informacje podstawowe*, w: <http://www.eesti.pl/gospodarka.html>.

¹⁰ Zob. L. Małecki, *Bałtycki System Elektroenergetyczny w perspektywie budowy jednolitego rynku energii elektrycznej*, w: www.mg.gov.pl.

Rys. 5.3. Stosunek produkcji do konsumpcji energii elektrycznej w państwach bałtyckich (mld kWh)



Źródło: EIA, International Energy Annual, Short Term Energy Outlook, <http://www.eia.doe.gov>.

Nieprzypadkowo pismo „The Economist” nazwało Litwę „bałtyckim tygrysem”. Jest ona eksporterem mocy netto w regionie, dzięki pozyskiwaniu energii z elektrowni atomowej. Korzystny bilans nadwyżki wytwarzania energii nad konsumpcją ma również Estonia, pozyskująca ją z łupków bitumicznych. Natomiast Łotwa, jest jednym z największych importerów energii elektrycznej w Europie środkowo-Wschodniej. Stosunek produkcji do zużycia energii elektrycznej, przedstawiony na rys. 5.3. wskazuje, że na Łotwie produkuje się ponad trzy razy mniej energii elektrycznej niż w sąsiedniej Litwie, i około dwa razy mniej niż w Estonii. Należy przy tym pamiętać, iż proces transformacji sektora energetycznego i jego adaptacja do ekonomii rynkowej oraz wymogów UE, zapoczątkowana w latach 90., przyczyniła się do zmiany struktury produkcji energii elektrycznej. Dotyczy to w szczególności Litwy, która zobowiązała się do zamknięcia przestarzałej elektrowni atomowej w Ignalinie. Pod naciskiem UE, Litwa 31 grudnia 2004 r. wyłączyła pierwszy reaktor w ignalińskiej elektrowni atomowej. Do końca 2009 r. ma też wyłączyć drugi, ostatni reaktor. Na marginesie można dodać, że oba reaktory są tego samego typu, co ten w Czarnobylu. Są więc uznawane za niebezpieczne. Zobowiązania wobec UE dotyczące zamknięcia elektrowni stwarzają zagrożenie utraty bezpieczeństwa energetycznego Litwy¹¹. Dlatego planuje się budowę nowego reaktora, który ma powstać najpóźniej dziesięć lat po zamknięciu tego w Ignalinie. Nowa elektrownia atomowa ma zwiększyć także niezależność od Federacji Rosyjskiej.

Na obszarze państw bałtyckich operatorami systemu przesyłowego są trzy spółki¹²:

- dla Litwy: Lietuvos Energija AB,
- dla Łotwy: AS Augstsprieguma Tikls,
- dla Estonii: OU Pohivork.

Operatorzy ci podpisali w marcu 2006 r. porozumienie założycielskie stowarzyszenia operatorów pod nazwą BALTSO, którego głównym celem jest koordynacja funkcji kontrolnych i operacyjnych elektrowni oraz sieci w państwach bałtyckich. Na bałtyckim rynku energii powołali do życia Bałtycki System Elektroenergetyczny (Baltic Interconnected Power System).

Sieć przesyłowa BIPS składa się z 59 naziemnych linii 330 kV długości 4216 km, 35 łączników międzysystemowych wyposażonych w 56 stacji 347/242 kV i 330/115 kV, o łącznej mocy 9155 MVA. W zakresie linii przesyłowych 330 na Litwę przypada 1670 km, Łotwę 1248 km i Estonię

¹¹ Zob.: S. Arnszwałd, *EU Enlargement and the Baltic States. The Incremental Making of New Members*, Kauhava 2000, s. 204–206.

¹² Zob. www.baltso.eu.

1297 km. Moc transformatorów wynosi na Litwie 4050 MVA_r, na Łotwie 2825 MVA_r i w Estonii 2080 MVA_r.

W Estonii wytwarzaniem, przesyłem i dystrybucją energii zajmuje się Eesti Energia AS (EE AS), na Litwie dystrybucją energii zajmuje się AB Rytu Skirstomieji Tinklai (RST – czyli tzw. Sieci Wschodnie) oraz Daka-ru Skirstomieji Tinklai (czyli tzw. Sieci Zachodnie), a na Łotwie państwo-
wa spółka AS Latvenergo.

Dobrze rozwinięta infrastruktura stanowi warunek zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w regionie Morza Bałtyckiego. Jej zasięg przestrzenny i stan determinuje procesy rozwojowe regionu, co wpływa na konkurencyjność państw bałtyckich. Jest również istotnym elementem analizowanym przez potencjalnych inwestorów. Decydującą rolę w procesie integracji sieci energetycznych krajów bałtyckich w zjednoczony europejski system energetyczny (UCTE) odgrywa Litwa. Jest połączona elektroenergetycznymi liniami transmisyjnymi o napięciu 320 KW z Białorusią (5 ELP), Łotwą (4 ELP) oraz Obwodem Kaliningradzkim Federacji Rosyjskiej (3 ELP), nie posiada jednak ELP z Polską. Obecnie planowana jest ELP o wysokim napięciu (400 KW) między Litwą i Polską (ostatnie ogniwo bałtyckiego pierścienia elektrycznego), jednak do tego konieczne jest wsparcie finansowe Unii Europejskiej.

Gaz ziemny

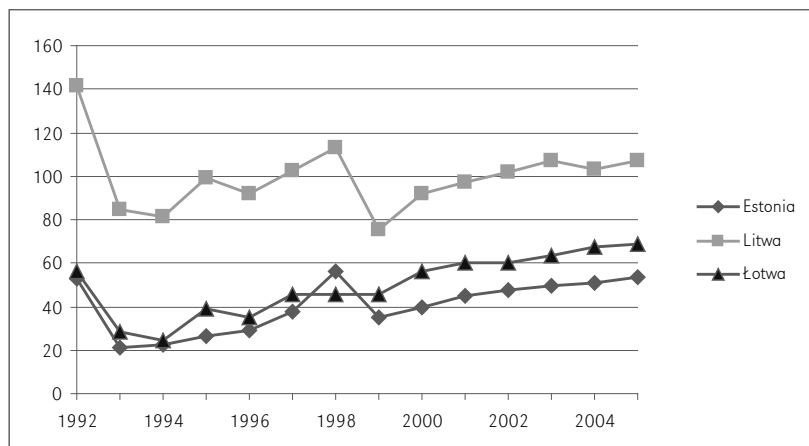
Kraje bałtyckie, mimo braku własnych zasobów, konsumują rocznie ponad 200 mld stóp sześciennych gazu ziemnego. Pojawia się zatem problem bezpieczeństwa dostaw oraz zróżnicowania źródeł importu.

Dostawy gazu ziemnego mogą być realizowane zarówno gazociągami, jak i w postaci morskich dostaw gazu skroplonego (LNG – Liquefied Natural Gas). Państwa bałtyckie importują go przede wszystkim z Rosji. Dostawy są zmonopolizowane przez państwowy Gazprom.

Kwestia bezpieczeństwa energetycznego nabiera w tym przypadku szczególnego znaczenia. Litwa, Łotwa i Estonia w chwili obecnej oraz w najbliższych kilku latach nie mają możliwości dywersyfikacji dostaw surowca. Rosja pozostanie największym i najważniejszym dostawcą gazu ziemnego. Stąd też państwa te w prowadzonej polityce bezpieczeństwa energetycznego akcent kładą na równoważeniu zależności surowcowej przez zwiększanie swojej roli tranzytowej. Tylko w ten sposób państwa te mogą zmniejszyć stopień jednostronnego uzależnienia od importu z Federacji Rosyjskiej, a przez to poprawi swoje bezpieczeństwo energetyczne. Aby umocni swoją pozycję w kwestii gazu, państwa bałtyckie prowadzą politykę sprzeciwu

dla budowy gazociągu północnego przy równoczesnym poparciu dla projektów budowy drugiej nitki gazociągu Amber¹³.

Rys. 5.4. Konsumpcja gazu ziemnego państw bałtyckich (mld stóp sześciennych)



Źródło: EIA, International Energy Annual, Short Term Energy Outlook, <http://www.eia.doe.gov>

Dwie rozważane obecnie nowe drogi transportu gazu z Rosji do Unii Europejskiej mają swoje ograniczenia i atuty. Gazociąg północny, popierany przez dostawcę surowca – Gazprom, jest bardzo kosztowną inwestycją oraz niekorzystną z punktu widzenia nowych państw członkowskich UE leżących nad Morzem Bałtyckim, ponieważ omijając ich terytorium zmniejsza ich rolę tranzytową i redukuje ich znaczenie dla Rosji. Tym samym uniemożliwia tym krajom – niezwykle ważne z punktu widzenia ich bezpieczeństwa energetycznego – zrównoważenie zależności od dostawcy gazu kontrolą nad tranzytem tego surowca¹⁴.

Na uwagę zasługuje fakt, że Łotwa jako jedyne państwo bałtyckie nie wypowiedziało się konkretnie w sprawie budowy gazociągu północnego. E. Urpena¹⁵ określa stanowisko Łotwy jako neutralne: „Jeśli przedstawiciele Nord Stream zdołają udowodnić, że budowa gazociągu nie stanowi zagrożenia dla środowiska, Łotwa nie będzie sprzeciwiać się realizacji tego pro-

¹³ A. Łoskot, *Bezpieczeństwo dostaw rosyjskiego gazu do UE – kwestia polityki infrastrukturalnych, O rodek Studiów Wschodnich*, luty 2005.

¹⁴ Zob. A. Łoskot, *Bezpieczeństwo dostaw rosyjskiego gazu do UE – kwestia polityki infrastrukturalnych*, Warszawa 2005, s. 7, 11–12.

¹⁵ E. Urpen – kierownik Wydziału Stosunków Społecznych w Ministerstwie Łotwy.

jektu. Należy poza tym uwzględnić interesy gospodarcze Łotwy – by może zaistnieje konieczność wykorzystania naszych przechowalni gazu w Dobele”. Jednak należy pamiętać, że Łotwa nie będzie miała żadnych korzyści z budowy gazociągu na dnie Bałtyku. Uważają tak przedstawiciele Nord Stream, którzy podważyli celowość budowy odgałęzienia na Łotwę, ponieważ nie rozpoczęto tam nawet badań, które mogłyby określić objętość magazynów gazu w Dobele. Poza tym, rynek konsumentów gazu na Łotwie jest zbyt mały, aby opłacało się budować tam specjalne odgałęzienie¹⁶.

Natomiast gazociąg jamalski, a zwłaszcza nowa koncepcja budowy jego drugiej nitki – czyli projekt Amber, zwiększa bezpieczeństwo energetyczne nowych członków UE i jednocześnie pozwala rozbudować nowe drogi transportu gazu rosyjskiego do Europy Zachodniej. Patrząc zaś z drugiej strony – Rosja sprzeciwia się budowie gazociągu przez państwa bałtyckie czy Polskę, wskazując na niedogodności związane z tranzytem przez te kraje. Interesująca wydaje się być inicjatywa D. Tuska, który proponuje zrewidowanie projektu budowy gazociągu na dnie Bałtyku i budowy zamiast tego gazociągu na lądzie przez państwa bałtyckie. Miaby on – zdaniem premiera Tuska – większe uzasadnienie gospodarcze i byłby bardziej bezpieczny dla środowiska¹⁷.

Latem 2007 r. rząd Polski zaproponował Łotwie, podobnie jak rządowi Litwy i Estonii, wspólne wystąpienie do Komisji Europejskiej (KE) o wsparcie prac nad studium budowy gazociągu Amber. Pozwoliłoby to porównać zalety i wady gazociągu podmorskiego i lądowego oraz ocenić, która inwestycja jest tańsza i bezpieczniejsza dla środowiska. Wniosek do KE był podpisany przez ministrów gospodarki Polski, Litwy i Estonii utknął jesienią minionego roku w Rydze. Tam, z powodu kryzysu politycznego, przez wiele miesięcy nie było ministra gospodarki. Dopiero pod koniec roku stanowisko to objął Kaspar Gerhards. Jednak łotewska strona odmówiła podpisania dokumentu. Łotewski minister stwierdził, że nie może zaakceptować sformułowania wniosku. Łotwa zgodziła się tylko ogólnie poprzeć ewentualną budowę gazociągu Amber w deklaracji o rozwoju współpracy energetycznej między Polską i państwami nadbałtyckimi. Prezydent Łotwy, Valdis Zatlers powiedział, że Ryga poprze gazociąg Amber, ale dopiero wtedy, kiedy inwestycję uzgodnią Polska, Rosja i Niemcy.

Łotwa blokuje w ten sposób szansę, aby pod egidą KE oceniono zalety i wady obu gazociągów: Amber i Nord Stream. Choć inwestycja w pro-

¹⁶ I. Tomson, *Stanowisko Łotwy w sprawie projektu Nord Stream*, „Latvijas Avīze”, 30.01.2008.

¹⁷ A. Kublik, *Gazociąg Amber utknął w Rydze*, „Gazeta Wyborcza” 06.02.2008.

jekt Amber wydaje się być dużo tańsza oraz bezpieczniejsza (jeśli chodzi o ochronę środowiska Morza Bałtyckiego) niż gazociąg północny, to problem polega na braku zainteresowania ze strony Gazpromu jej realizacją.

Stanowisko Łotwy także może budzić niepokój. I choć głównym argumentem jest konieczność skoordynowania działań wielu państw, przez których terytorium gazociąg miałby przebiegać¹⁸, to jedynym uzasadnieniem budowy gazociągu na dnie Bałtyku, jest dążenie Rosji do wykorzystania dostaw energii jako instrumentu nacisku politycznego. Taką tezę stawia V. Dombrovskis, który uważa, że zainicjowany przez Rosję projekt od samego początku był projektem politycznym i miał na celu odizolowanie niektórych państw członkowskich UE od szlaku transportowego gazu. Z tego powodu gazociąg postanowiono budować w morzu, co jest trzy razy droższe¹⁹.

Eurodeputowany z Litwy – Vitautas Landsbergis – dokonuje bardziej ostrej oceny. Uważa, że jest to brak poszanowania ze strony Niemiec i Rosji dla UE i umów międzynarodowych, np. dla terenów objętych programem „Natura 2000” oraz dla Planu działań dla ochrony Morza Bałtyckiego. Według V. Landsbergisa jest to nieposzanowanie przez mocarstwa takich zasadniczych wartości UE, jak humanizm, solidarność i praworządność²⁰.

Podobne stanowisko reprezentuje deputowany do Parlamentu Europejskiego (PE) z Estonii T. Kelamas: „Projekt powinien przede wszystkim opierać się na aspektach politycznych. Dwustronna umowa między Rosją i Niemcami zawiera niebezpieczeństwo wywierania przez Rosję nacisku politycznego na sąsiadów – nowe państwa członkowskie – Polskę i państwa bałtyckie²¹”.

Powyższa analiza pozwala wysunąć wniosek, że stanowisko państw bałtyckich oraz Polski nie jest jednogłośne w sprawie budowy gazociągu północnego. Stanowiska poszczególnych krajów należy rozpatrywać przez pryzmat ich interesów narodowych. Propozycja, którą wystosowała Rosja do Łotwy wydaje się być na tyle atrakcyjna, że rozważa ona akceptację budowy gazociągu na dnie Bałtyku. Tym samym projekt gazociągu Amber prawdopodobnie nie zostanie zrealizowany, co może odbić się niekorzystnie na gospodarkach Litwy, Estonii i Polski. Mimo deklaracji rosyjskich co do transportu gazu na Łotwę za darmo, należy ocenić stanowisko tego kraju jako ryzykowne i nie dające gwarancji zapewnienia bezpieczeństwa dostaw.

¹⁸ *Ibidem*.

¹⁹ V. Dombrovskis dla „Diena Bizness”, 30.01.2008.

²⁰ V. Landsbergis dla „Diena Bizness”, 30.01.2008.

²¹ T. Kelamas dla „Diena Bizness”, 30.01.2008.

Ropa naftowa

Kolejnym surowcem, którego stabilne dostawy decydują o bezpieczeństwie energetycznym państw bałtyckich jest ropa naftowa. Razem Litwa, Łotwa i Estonia zużywają rocznie około 120 tys. ton tego surowca (zob. rys. 5.5).

Ze względu na niewielkie możliwości wytwórcze krajów bałtyckich, problemem stało się uzależnienie od dostaw rosyjskiej ropy naftowej. Choć zgodnie z badaniami przeprowadzonymi jeszcze przez sowieckich geologów na terenie Łotwy mogą znajdować się złoża ropy naftowej o wielkości przemysłowej²², nie oznacza to w praktyce, że Łotwa przestawi się na korzystanie z ropy własnego wydobycia. Tym bardziej, że większość złóż znajduje się pod dnem morza, co oznacza wysokie koszty jej wydobycia.

Brak możliwości wydobycia ropy naftowej skutkuje tym, że państwa bałtyckie zmuszone są do transportu tego surowca energetycznego. Od zapewnienia ciągłości jego dostaw zależy rytmiczność pracy rafinerii naftowych, a w konsekwencji funkcjonowanie całej gospodarki. Głównym przedsiębiorstwem na Litwie, zajmującym się przetwarzaniem ropy naftowej jest Rafineria Możejki – jedyna rafineria w krajach nadbałtyckich i jedna z największych rafinerii naftowych w Europie środkowo-Wschodniej. Na uwagę zasługuje fakt, że w 2006 r. litewska rafineria została nabyta przez PKN Orlen (jest to największa inwestycja zagraniczna w historii Polski)²³. „Dla litewskiego rządu Możejki są perłą w koronie. To największe przedsiębiorstwo na Litwie, ważne także dla Łotwy i Estonii”²⁴. Atutem Litwy jest to, iż rosyjskie surowce transportowane są przez jej terminale bałtyckie w Butyndze i Kłajpedzie. Konkurencją dla rafinerii Możejki może być projekt budowy na Łotwie najnowocześniejszej rafinerii w Europie. Pomysł budowy rafinerii na Łotwie wspiera zarejestrowana na Łotwie spółka Euro Oil Refinery o kapitale rosyjsko-amerykańskim, wchodząca w skład holdingu Dinaz²⁵.

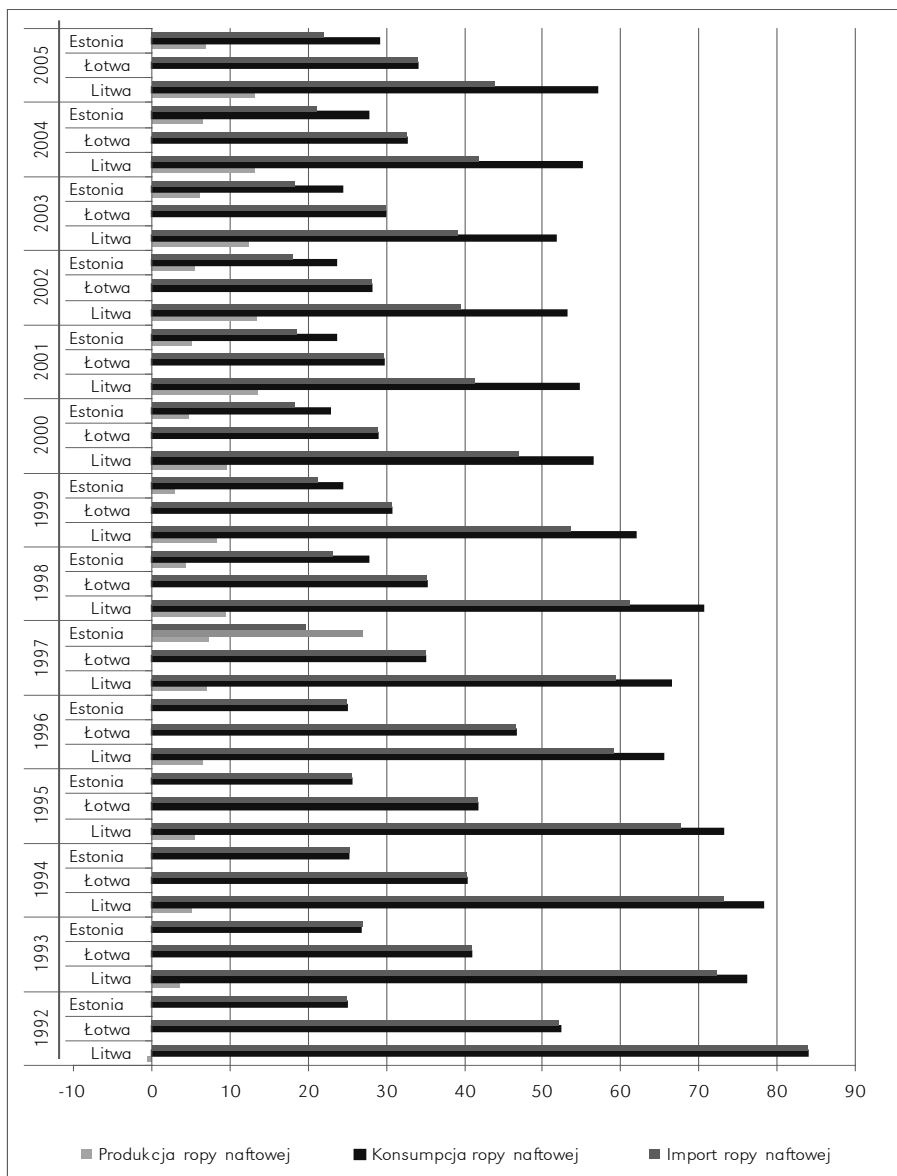
²² Według ówczesnych szacunków na terenie Łotwy znajdują się złoża ropy o łącznej wielkości 460 mln baryłek. Z czego aż 360 mln baryłek znajduje się pod dnem morza, zob.: (las), *Łotwa ma wielkie złoża ropy?*, www.gazeta.pl, 27.05.2007.

²³ Orlen przejął 53,70% udziałów w Możejki Nafta od Yukos International UK B.V. (379 918 411 akcji) o wartości 1 492 mln USD oraz 30,66% udziałów (216 915 941 akcji) wycenionych na 851,8 mln USD należących do rządu Litwy. Cena za jedną akcję w obu transakcjach była taka sama i wynosiła 3,93 USD. Rząd Litwy podpisał z polską firmą także umowę opcji sprzedaży pozostałych 10% akcji, którą może wykonać w ciągu pięciu lat od zamknięcia transakcji. Cena za ten pakiet wyniesie 284 mln USD, jeżeli do sprzedaży dojdzie w ciągu trzech lat, a jeśli później – 278 mln USD. Zob. Investor Relation, www.nafta.lt

²⁴ J. Miękowski, *Litewska rafineria*, „CEO”, styczeń 2007.

²⁵ [b. a.], *Najnowocześniejsza rafineria Europy na Łotwie?*, „Gazeta Wyborcza” 18.04.2007.

Rys. 5.5. Stosunek produkcji do konsumpcji oraz importu ropy naftowej państw bałtyckich w latach 1992–2006 (boepd – baryłki ekwiwalentu ropy dziennie)



Źródło: EIA, International Energy Annual, Short Term Energy Outlook, <http://www.eia.doe.gov>.

Najefektywniejszym sposobem ekspediowania ropy naftowej oraz paliw płynnych na duże odległości jest transport systemem rurociągów. Cechuje go wysoka wydajność, znikomy stopień oddziaływania na środowisko oraz niekolidyjność wobec innych form transportu. Niestety awaria, jaka nastąpiła 29 lipca 2006 r. na odnodze rurociągu „Przyjaźń” na Litwę po stronie rosyjskiej uniemożliwiła transport ropy naftowej. Zdaniem obserwatorów był to odwet Moskwy za zwycięstwo PKN Orlen nad rosyjskimi koncernami w przetargu na Możejki. Mimo iż rosyjscy dyplomaci przekonują, że nie ma w tym żadnego podtekstu politycznego, to zastanawiające jest to, iż po kilku dniach rurę naprawiono na tyle, by wznowić transport do białoruskiej rafinerii, ale rura na Litwę pozostała zakręcona i ropa do Możejki dopływa tankowcami, co podraża jej produkcję. Wiktor Christienko – rosyjski minister ds. przemysłu i energii – oznajmił, że Rosjanie nie zamierzają reperować rurociągu, ze względu na nieopłacalność tej inwestycji²⁶. Minimalne są dziś szanse na ponowne uruchomienie tego odcinka. Siergiej Grigoriew²⁷ stwierdził, że: „Transnief nie ma w planach finansowania projektu Rostiechnadzoru. Spółka ma inne priorytety – zwłaszcza, że Bałtycki System Rurociągowy (BTS) radzi sobie z obciążeniem, a koncerny naftowe nie odczuwają braku tego odcinka «Przyjaźni»”²⁸. O tym, że nie należy wierzyć stronie rosyjskiej przekonuje politolog Aleksiej Makarkin (partner niemieckiego „Handelsblatt”: „Litwa dokonała wyboru, sprzedając rafinerię (w Możejkach) polskiemu, a nie rosyjskiemu koncernowi. Dlatego powinna być gotowa do odbioru droższej ropy morską. Rosji ze strategicznego punktu widzenia bardziej opłaca się zbudować BTS-2, niż remontować starą «Przyjaźń»”²⁹.

Nie bezzasadna wydaje się obawa tak państw bałtyckich, jak również Polski, że ropociąg „Przyjaźń”, może zostać wyłączony z eksploatacji. Już zmalał jego przesył odcinkiem zachodnim, którym płynny surowiec dostarczany jest niemieckim rafineriom. Rosjanie o 20% zmniejszyli dostawy ropy rafineriom w Niemczech, które rekompensują sobie niedostateczną ilość tego surowca, sprowadzając go tankowcami z innych krajów. Przywiezioną ropę wyładowuje się w gdańskiej bazie paliwowej, tłoczy do bazy PERN w Płocku, a potem – przesyła do niemieckich rafinerii w Schwedt i Nieder Spergau³⁰.

²⁶ Zob. *Rosja nie chce naprawić ropociągu Przyjaźń*, www.gospodarka.gazeta.pl, 07.09.07.

²⁷ Siergiej Grigoriew jest wiceprezesem Transniefu, operatora wszystkich ropociągów w Rosji

²⁸ RBK-daily: *Szanse na uruchomienie ropociągu do Możejki minimalne*, cyt. za PAP, 07.09.2007.

²⁹ *Ibidem*.

³⁰ *Ropociąg naftowy „Przyjaźń” do rozbiórki. W porcie gdańskim może być używany*, „Dziennik Bałtycki”, 20.09.2007, <http://www.portalmorski.pl>.

Nader ważnym zadaniem wydaje się by kwestia uniezależnienia dostaw surowców energetycznych, w tym transportu ropy naftowej. Jednak dotychczasowe wysiłki nie powiodły się. Najbardziej wyrazistym przykładem niepowodzenia polityki pozyskania surowców zachodnich była decyzja o kosztownej budowie litewskiego terminalu naftowego w Butyngdzie (lit. Butinge). Nowy projekt stworzył wprawdzie możliwość przyjmowania przez Litwę ropy naftowej z Zachodu drogą morską, jednak Litwy nie było stałe na stałe kupowanie dużej ilości zachodnich surowców po cenach światowych. W efekcie terminal, zamiast służyć do importu zachodniej ropy, funkcjonuje jedynie dzięki eksportowi rosyjskiego surowca na Zachód. Paradoksalnie więc terminal, który w założeniu miał uniezależnić Litwę, wciąż służy raczej umocnieniu obecności rosyjskiego kapitału³¹.

Powyższe rozważania pozwalają wyciągnąć wniosek, iż właśnie dzięki importowi do państw bałtyckich surowców energetycznych z Rosji, funkcjonują tam takie strategiczne obiekty, jak rafineria naftowa w Możejkach na Litwie oraz największy port i terminal naftowy w łotewskiej Windawie, a także mniejsze porty i terminale, takie jak w Kłajpedzie, Butyngdzie czy Tallinie.

5.2. Integracja rynku energii elektrycznej Litwy, Łotwy i Estonii z Unią Europejską

Najważniejszym z istniejących nadal niedostatków w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii do państw bałtyckich jest brak integracji rynków krajowych. Główne wskaźniki, które o tym świadczą, to brak konwergencji cen w UE oraz niski poziom transgranicznego handlu energią. Istniejące bariery utrudniają wejście na rynek, co bezpośrednio wiąże się z niewłaściwym wykorzystaniem istniejącej infrastruktury oraz – w przypadku energii elektrycznej – w niewystarczającej przepustowości połączeń między sieciami państw członkowskich UE. Sytuacja ta prowadzi do ograniczeń przesyłowych. Należy również pamiętać, że krajowe rynki trzech państw bałtyckich charakteryzuje ponadto wysoki stopień koncentracji w sektorze energetycznym, utrudniający powstanie rzeczywistej konkurencji.

Od początku lat 90. XX wieku rynek elektroenergetyczny napotykał problemy, wynikające z braku płynności zarówno w zakresie zasobów, jak i możliwości transportowych. Przyczyny takiego stanu rzeczy miały swoje

³¹ Zob.: A. Kublik, *Naftowa potęga przyjaciół Putina*, „Gazeta Wyborcza”, 04.11.2007.

źródło w okresie, kiedy kraje bałtyckie należały do ZSRR. Do dziś funkcjonują one w ramach systemu rosyjskiego UPS/IPS, a nie jak inne kraje UE w ramach UCTE. System, skoncentrowany wokół Federacji Rosyjskiej różni się od tego, który występuje w Europie Zachodniej³². Charakteryzuje się on zainstalowaną mocą 310 GW, zapotrzebowaniem szczytowym na moc elektryczną 180 GW, konsumpcją energii na poziomie 1200 TWh. Z kolei system UCTE charakteryzuje się zainstalowaną mocą 510 GW, obciążeniem szczytowym 340 GW i zużyciem 2150 TWh³³.

Potencjalne korzyści zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, wynikające z synchronicznej pracy połączonych systemów elektroenergetycznych w ramach UCTE są powodem, dla którego państwa bałtyckie dążą do przewyższenia istniejących barier. Jednak tworzenie jednolitego rynku energii Litwy, Łotwy i Estonii z UE napotyka od początku lat 90. XX wieku na przeszkody techniczne. Wiążą się one z brakiem połączeń międzysystemowych, które powodują odizolowanie od IEEM (Internal European Electricity Market)³⁴.

Przyłączenie nowych systemów do UCTE jest procesem długotrwałym, gdyż zachowanie bezpieczeństwa i stabilności pracy systemów połączonych wymaga spełnienia przez kraje wielu wymagań, zarówno technicznych, jak i organizacyjnych. Projekt ten realizowany jest pod hasłem stworzenia bałtyckiego pierścienia elektroenergetycznego – Baltic Ring Study (BRS)³⁵. Obejmuje on nie tylko Litwę, Łotwę i Estonię, ale Norwegię, Szwecję, Finlandię, Danię, Niemcy, Polskę oraz Rosję. Jego celem jest zwiększenie zdolności przesyłowych elektroenergetycznych połączeń wzajemnych oraz ewentualna integracja zlokalizowanych na morzu elektrowni wiatrowych³⁶.

Koncepcja stworzenia Pierścienia Bałtyckiego została zainicjowana przez 18 bałtyckich przedsiębiorstw elektroenergetycznych i wprowadzana w życie w latach 1996–1998. Celem BRS było poszukiwanie możliwości kreowania warunków powstania wspólnego rynku energii elektrycznej wokół Morza Bałtyckiego oraz synchronizacja systemów elektroenergetycznych państw bałtyckich z systemem UCTE.

³² Zob. W. Kułagowski, *Energia w dobrych rękach*, „Zintegrowana energia Europy” Warszawa, listopad 2005, www.pse-operator.pl.

³³ *Ibidem*.

³⁴ Systemy te różnią się czasem przywracania częstotliwości 50 (+/- 0,02) Hz i sposobem bilansowania (dłuższy czas, hydroelektrownie szczytowo-pompowe w IPS/UPS natomiast w UCTE – natychmiastowy czas bilansowania i elektrownie jądrowe jako rezerwowe).

³⁵ M. enkiewicz, *Bałtycki Pierścień Energetyczny – Baltic Ring*, „Energetyka” 1998, nr 3, s. 105–109.

³⁶ Bałtycki Pierścień Energetyczny obejmuje takie kraje jak: Niemcy – Polska – Białoruś – Rosja – Litwa – Łotwa – Estonia – Finlandia – Szwecja – Norwegia – Dania, zob.: *Trans europejskie sieci energetyczne*, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej, 07.06.2005.

Zacząto poszukiwania optymalnych rozwiązań w zakresie połączeń międzysystemowych³⁷.

Perspektywa rozszerzenia UE z 2004 r. przyczyniła się do intensyfikacji prac związanych z budową połączeń międzysystemowych. W tym celu 5 września 2003 r., niecały rok przed integracją Litwy, Łotwy i Estonii z UE, odbyło się w Wilnie spotkanie, w którym na zaproszenie Bałtyckiej Rady Ministrów udział wzięli: premier Republiki Estońskiej – Juhan Parts, premier Republiki Finlandii – Matti Vanhanen, premier Republiki Łotewskiej – Einar Repka, premier Republiki Litewskiej – Algirdas Brazauskas i premier Rzeczypospolitej Polskiej – Leszek Miller. Celem spotkania było przedyskutowanie wspólnych zagadnień związanych m.in. z infrastrukturą energetyczną. Należy podkreślić, że spotkanie to odbyło się w bardzo istotnym momencie, ponieważ rozszerzenie UE stworzyło nowy kontekst, a także warunki konieczne do realizacji wspólnych projektów w dziedzinie energetyki. W UE projekty subregionalne stanowią zasadniczy element rozwoju sieci transeuropejskich³⁸. Premierzy za dwa najważniejsze projekty transeuropejskiej sieci energetycznej (TEN-E) uznali projekt litewsko-polskiego połączenia systemów zasilania energią elektryczną oraz połączenie systemów energii elektrycznej Estonii i Finlandii. Poparli również realizację głównej wizji Współpracy Elektro-Energetycznej w ramach Pierścienia Bałtyckiego w celu utworzenia wspólnego, otwartego rynku energetycznego w rejonie Morza Bałtyckiego. Podkreślili znaczenie, jakie ma integracja Wspólnego Bałtyckiego Rynku Energii Elektrycznej z innymi regionalnymi rynkami energii elektrycznej i gazu w ramach rozszerzonej Unii Europejskiej³⁹.

Organizacją, którą powołano w celu rozwiązywania problemów pracy równoległych systemów energetycznych państw bałtyckich oraz zapewnienia efektywnej współpracy operatorów systemów tych krajów na rynkach energii elektrycznej, rozwoju i koordynacji systemów przesyłowych oraz promocji współpracy przedsiębiorstw energetycznych z krajami trzecimi i z profesjonalnymi organizacjami w Europie i na świecie było BALTSO. Porozumienie założycielskie o powołaniu do życia BALTSO (Baltic Transmission System Operators) zostało podpisane 30 marca 2006 r. w Rydze

³⁷ Zob. L. Małecki, *Synchronizacja systemu elektroenergetycznego państw bałtyckich z systemem UCTE*, www.mg.gov.pl, 28.09.2007.

³⁸ Traktat ustanawiający Unię Europejską stanowi podstawę prawną dla sieci transeuropejskich. Rozdział XV traktatu (art. 154, 155 i 156) przewiduje, że „Unia Europejska musi sprzyjać rozwojowi sieci transeuropejskich jako kluczowego elementu w tworzeniu rynku wewnętrznego i wzmocnienia spójności gospodarczej i społecznej.

³⁹ Spotkanie Premierów rozszerzonej Bałtyckiej Rady Ministrów z premierami Finlandii i Polski, Wspólne oświadczenie, Wilno, 5 września 2003.

przez operatorów systemów przesyłowych: OU Pohivork z Estonii, Augstsprieguma Tikls AS z Łotwy i Lietuvos Energija AB z Litwy⁴⁰. 28 grudnia 2006 r. tych trzech operatorów podpisało porozumienie o pracy równoległych systemów energetycznych Litwy, Łotwy i Estonii. W kolejnym roku do współpracy trzech bałtyckich operatorów dołączyła (w 2007) polska spółka PSE-Operator SA.

PSE-Operator SA jest przedsiębiorstwem energetycznym, działającym zgodnie z wymogami Dyrektywy UE 2003/54/EC. Posiada licencję do przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej w Polsce poprzez sieci przesyłowe: 750 kV, 400 kV oraz 220 kV. Kluczowymi zadaniami PSE-Operator SA są: odpowiedzialność za bieżące i długofalowe bezpieczeństwo energetyczne kraju i bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, zagwarantowanie bezpiecznego i efektywnego ekonomicznie działania KSE, jak i sprawnego wypełniania krajowych i międzynarodowych funkcji Operatora Sieci Przesyłowych zgodnie z obowiązującymi przepisami krajowymi i międzynarodowymi.

Pierwsze spotkanie czterech partnerów odbyło się w Warszawie 23 sierpnia 2007 r. Strony uzgodniły, że jest potrzebna bliższa współpraca między operatorami, aby zintegrować regionalne rynki energii elektrycznej. Za główny cel zaplanowanej współpracy uznano połączenie regionalnych rynków energii obszaru Bałtyckiego oraz Europy Centralnej i Wschodniej, zdefiniowanych przez Electricity Regional Initiative ERGEG.

W lutym 2006 r. premierzy Litwy, Łotwy i Estonii podpisali w Trakae wspólny komunikat i porozumeli się w sprawie stworzenia do końca roku jednolitej strategii energetycznej, dzięki której łatwiej byłoby rozstrzygać problemy bezpieczeństwa energetycznego i integracji rynków energetycznych trzech krajów. Zadanie to zostało powierzone BALTSO.

Zadaniem Bałtyckiej Strategii Energetycznej (Baltic Energy Strategy) było wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego państw bałtyckich. W projekcie tym w charakterze celu strategicznego wymieniona została integracja systemów elektroenergetycznych i dostawa gazu do systemów energetycznych i rynków energii UE. Wspomina się w niej również problem dywersyfikacji źródeł i dostawców energii naturalnej, zwiększenie zużycia odnawialnych źródeł energii z krajów spoza UE. Poza tym, w dokumencie poddano analizie słabe i silne strony dostaw energii, zagrożenia stojące przed sektorem energetycznym oraz zaproponowano wspólne działania, które pozwoliłyby uniknąć możliwego zagrożenia⁴¹.

⁴⁰ Zob. *About BALTSO. Historical Development*, www.baltso.org.

⁴¹ Zob. BNS, *Kraje bałtyckie wzmacniają bezpieczeństwo energetyczne*, „Mołodoż” 05.01.2007.

Najważniejszym jej punktem jest integracja regionalnych rynków energii: Bałtyckiego oraz Europy środkowo-Wschodniej, jak też dostosowanie się do wymogów członkostwa UCTE przez zwrócenie się do władz tego stowarzyszenia o wydanie warunków rozszerzenia systemu o BIPS. Kluczowym elementem powodzenia tych przedsięwzięć jest Polska oraz silne zaangażowanie każdego z czterech państw (Polski, Litwy, Łotwy i Estonii).

Choć połączenie systemów elektroenergetycznych Państw Bałtyckich z systemem UCTE jest możliwe technicznie, wymaga znacznych środków na inwestycje. Według opinii BALTSO, rozszerzenie systemu UCTE na BIPS wymaga środków na:

- 1) utworzenie transgranicznego połączenia elektroenergetycznego Polski z Litwą, wraz z rozbudową północno-wschodniej części polskiego KSE,
- 2) budowę trzeciej linii 330 kV Sindi-Ryga,
- 3) wdrożenie nowych źródeł wytwarzania energii elektrycznej – powyżej 500 MW turbin gazowych na paliwo płynne,
- 4) odłączenie BIPS od rosyjsko/białoruskich sieci,
- 5) położenie drugiego kabla podmorskiego między Estonią i Finlandią („EST-Link 2”) 500 MW oraz
- 7) zainstalowanie kabla podmorskiego między Litwą a Szwecją („Swind-Lit”) 700 MW⁴².

Włączenie się państw bałtyckich do systemu energetycznego Europy nie jest możliwe bez mostu energetycznego. Jaki jest jego koszt? W dokumencie dotyczącym wykonalności projektu mostu energetycznego, podpisanym przez przedstawicieli firm energetycznych w Wilnie 31 lipca 2007 r., stwierdzono, że realizacja projektu będzie wymagała inwestycji w wysokości 237 mln euro, w tym Polski wkład wyniesie 71 mln euro, a koszt Litwy 166 mln euro. Zaznaczy przy tym trzeba, że aż 80% tej kwoty może pochodzić z funduszy europejskich. Należy jednak pamiętać o tym, że Polska poniesie również koszt modernizacji wewnętrznych sieci energetycznych, który szacowany jest na 371 mln euro. Ten sam koszt na Litwie wyniesie 95 mln euro. Część tych inwestycji również mogłaby pochodzić ze środków strukturalnych UE.

10 stycznia 2007 r. Komisja Europejska zatwierdziła „Priorytetowy plan połączeń sieci energetycznych UE”. Wśród wyróżnionych projektów znalazło się połączenie między Polską a Litwą. Plan ten został zatwierdzony 8–9 marca 2007 r. podczas szczytu szefów rządu dwudziestu siedmiu

⁴² L. Małecki, *op. cit.*

państw UE. Taka decyzja potwierdza wagę projektu w skali całej UE oraz zobowiązuje zainteresowane strony do szybkiej i pomyślnej jego realizacji. W tym celu we wrześniu Komisja Europejska powołała koordynatora ds. energii W. Mielczarskiego – polskiego specjalistę ds. energetyki z Politechniki Łódzkiej⁴³.

Strona polska uznała za cel strategiczny połączenie systemów energetycznych Litwy i Polski. wiadczy o tym dokument, przygotowany przez Ministerstwo Gospodarki RE Polityka energetyczna Polski do 2030 r., w którym m.in. czytamy, że realizacja tego projektu przyczyni się do zwiększenia poziomu bezpieczeństwa energetycznego nie tylko Polski i Litwy, ale także całej Europy. Jednocześnie zwiększy obszar wewnętrznego rynku energii Unii Europejskiej przez włączenie do niego krajów bałtyckich, pozostających do tej pory poza systemem elektroenergetycznym UCTE⁴⁴.

Rozmowy między zainteresowanymi państwami na temat budowy wymienionych połączeń energetycznych są bardzo trudne. Pierwsze wątpliwości co do tego, czy budowa mostu energetycznego ruszy z martwego punktu, powstały po oświadczeniu ministra gospodarki Polski P. Woźniaka, że priorytety energetyczne obu krajów mogą być opóźniane, jeśli Polska nie otrzyma 1200 MW z nowej elektrowni atomowej⁴⁵. Choć koordynator ds. polsko-litewskiego mostu energetycznego W. Mielczarski zdementował stwierdzenie, że RP zrezygnuje z budowy mostu, jeśli nie otrzyma jednej trzeciej produkowanej tam mocy, pojawiają się pytania: kto będzie operatorem mostu, w jaki sposób most będzie zarządzany w razie zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego.

Sektor energetyczny jako podstawa ekonomiczna każdego państwa, powoduje, że bezpieczeństwo energetyczne należy w polityce do priorytetów. Ze względu na wzrost cen na zasoby czy surowce energetyczne oraz przeszkody w ich dostawach tak duże znaczenie miał szczyt energetyczny, który odbył się na Litwie 10–11 października 2007 r. Uczestniczące w nim państwa: Polska, Litwa, Ukraina, Azerbejdżan oraz Gruzja starały się dojść do porozumienia, mającego uregulować współpracę w zakresie m.in. rurociągu Odessa–Brody.

Brak uzgodnień co do treści porozumienia o budowie mostu energetycznego między Polską a Litwą był powodem, dla którego ocenia się, że szczyt energetyczny w Wilnie (10 października 2007) zakończył się impasem. Jego celem było m.in. podpisanie umowy między Litwą a Polską. Jed-

⁴³ Zob. szerzej *Komunikat prasowy Ambasady Republiki Litewskiej w Rzeczypospolitej Polskiej*, www.lietuva.pl, 07.11.2007.

⁴⁴ Zob. *Polityka energetyczna Polski do 2030 r.*, Warszawa 2007, www.mg.gov.pl

⁴⁵ Zob. Pkt. 5. . Energia atomowa dla państw bałtyckich.

nak do podpisania dokumentu nie doszło. Prezydent Litwy V. Adamkus zapewniał, że zawiniły tu kwestie techniczne. Sformułowanie „sprawy techniczne” są mało przekonujące, ponieważ negocjacje, toczone się od wielu lat nadal nie przynoszą rezultatu.

Powyżej wymienione wątpliwości wskazują na możliwość przedłużenia w czasie realizacji inwestycji budowy mostu energetycznego Polska–Litwa. R. Juozaitis⁴⁶ twierdzi, że chociaż linia do Polski jest niezbędna, jednak nie byłaby ona wyjściem z sytuacji zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej po zamknięciu elektrowni atomowej w Ignalinie, ponieważ wewnętrzna sieć Polski jest zbyt słaba⁴⁷. „Strona polska zadeklarowała, że od Polski z mostu energetycznego (po zakończeniu pierwszego etapu budowy do 2012 r.), Litwa nie otrzyma energii elektrycznej, ponieważ na terytorium o obszarze 100 tys. m², na którym będzie poprowadzony most energetyczny, jest tylko jedna elektrownia o mocy 400 MW”⁴⁸.

Wynika z tego, że Polska sama potrzebuje energii, natomiast Litwa powinna szuka partnera energetycznego wśród innych sąsiadów. Istnieje zatem zagrożenie, że most nie zostanie zbudowany w planowanym czasie. W. Mielczarski, który nie gwarantuje jego budowy do roku 2012. Uważa, że przyłączenie Litwy do UCTE będzie możliwe dopiero w 2025 r.

Należy pamiętać, że rozmowy podczas szczytu w Wilnie o moście energetycznym toczyły się w przededniu wyborów parlamentarnych w Polsce (21 października 2007). Działania obozu rządzącego z premierem Jarosławem Kaczyńskim na czele ocenić można jako powściągliwe. Ewentualne ustępstwa strony polskiej mogły by wtedy potraktowane przez elektorat jako zaniedbanie interesów kraju. Wydaje się, że właśnie ten czynnik zaważył na powstrzymaniu się od podjęcia wiążących decyzji.

Potrzeba zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii po zamknięciu drugiego reaktora ignalińskiej elektrowni oraz twarde stanowisko Polaków w sprawie połączenia energetycznego tych dwóch krajów doprowadziło do tego, że dyplomacja litewska zaczęła skłaniać się w owym czasie ku rozmowom ze Szwedami. „Jak to jest możliwe, należy wzmocnić działalność w innym kierunku – mostu energetycznego ze Szwecją”. Dlatego m.in. kwestia połączenia energetycznego dwóch państw była głównym tematem spotkania prezydenta Litwy V. Adamkusa z królem Szwecji Karolem Gustawem XVI⁴⁹.

⁴⁶ R. Juozaitis – dyrektor generalny Lietuvos Energija.

⁴⁷ Litwa zarzuca Polsce zwlekanie z projektem mostu energetycznego: www.onet.pl, 07.05.2008.

⁴⁸ Zob.: W. Janczys, *Mocne słowa polskiego ministra*, „Kurier Wileński” 09.05.2008.

⁴⁹ *The Lithuanian President in Sweden – 'Lets get connected!'*, November 15, 2007 In: <http://irzikevicius.wordpress.com/>.

Takie działania Litwy miały na celu wywarcie presji na Polsce oraz zmuszenie jej do ustępstw, bowiem pod względem czysto gospodarczym most ten jest ważny dla obu stron.

Czy litewska polityka bezpieczeństwa energetycznego może być skuteczna bez wspólnych projektów z Polską? Należy uświadomić sobie, że projekt budowy mostu energetycznego to przede wszystkim interes Litwy, a nie Polski. I nie może dziwić, ani oburzać strony litewskiej⁵⁰ to, że Polska chce na tym projekcie skorzystać jak najwięcej.

Wybory październikowe oraz wygrana liberałów dała nadzieję na przerwanie impasu w rozmowach polsko-litewskich. Szef nowego rządu spotkał się z władzami Litwy już 30 listopada 2007 r. Była to pierwsza wizyta nowo zaprzysiężonego premiera. Zdaniem ambasadora RP w FR S. Cioska „wizyta D. Tuska jest ładnym gestem wobec Litwinów”.

Jednak wizyta premiera nie wniosła żadnych konkretów w nierozstrzygnięte dotychczas kwestie energetyczne. Choć jak wspomina dziennik litewski „Lietuvos Rytas” w artykule „Polski premier powitany jak członek rodziny” pisze: „Wczorajsza wizyta w Wilnie premiera Polski Donalda Tuska przypominała powrót do domu długo oczekiwanego i utęsknionego członka rodziny”, to D. Tusk utrzymywał, że nie należy wskazywać konkretnych dat podpisania porozumienia w sprawie budowy mostu. Na korzyść premiera świadczy jednak ton jego wypowiedzi, różny od tego, który reprezentował J. Kaczyński. Zadeklarował on, że do rozwiązania tego problemu zostały powołane konkretne osoby, które w najbliższym czasie je znajdą. V. Adamkus bardzo pozytywnie ocenił decyzję złożenia przez D. Tuska pierwszej wizyty w Wilnie. Zdaniem prezydenta Litwy, wizyta ta świadczy o sile partnerstwa strategicznego.

Wskazane powyżej problemy z partnerem strategicznym, jakim jest Polska zadecydowały o tym, że premier G. Kirkilas ogłosił chęć wznowienia negocjacji z UE w sprawie możliwości przedłużenia pracy Ignalińskiej Elektrowni Atomowej do 2015 r. Bowiem właśnie wtedy spodziewane jest, że produkcję energii rozpocznie nowa elektrownia jądrowa⁵¹. Jest to o tyle korzystne dla Litwy, że nie musiałaby liczyć się ze stroną polską w sprawie budowy mostu energetycznego między naszymi krajami. Osłabiłoby to też

⁵⁰ W prasie litewskiej po tym, jak Polska nie podpisała porozumienia o moście energetycznym między dwoma krajami pojawiły się komentarze o „szantażu ze strony polskiej”, zdradzie strategicznych stosunków między obu krajami oraz że jest to wyrazem wielkomocarstwowego polskiego nacjonalizmu, zob. szerzej.: *Bezpieczeństwo energetyczne Litwy bez Polski nie jest możliwe*, „Gazeta Wyborcza” 18.10.2007.

⁵¹ [b.a.], *Przedłużenie pracy IEA*, „Delfi” 12.02.2008.

pozycję negocjacyjną naszego kraju, który stawia twarde warunki uczestnictwa w projekcie.

Strony doszły do porozumienia w lutym 2008 r. w sprawie budowy mostu energetycznego. 12 lutego 2008 r. w Warszawie, w obecności prezydenta Polski Lecha Kaczyńskiego i prezydenta Litwy Valdasas Adamkusa, prezesi spółek PSE Operator i Lietuvos Energia podpisali umowę o powołaniu spółki, która zajmie się przygotowaniem inwestycji mostu energetycznego łączącego oba kraje. Firmę powołali do życia prezesi operatorów systemów przesyłowych Polski i Litwy. Przygotuje ona analizy i koszty przyszłego połączenia systemów energetycznych obu krajów. Jak powiedział prezydent Kaczyński, sprawa mostu energetycznego, ma wiele wymiarów: zarówno wymiar współpracy między Polską a Litwą, współpracy krajów nadbałtyckich, jak i współpracy w ramach UE. Prezydent Adamkus dodał, że wtorkowe wydarzenie to „jeden z kamieni węgielnych” nie tylko na rzecz obu narodów, ale i całej Europy. „To jest krok dla przyszłości (...), krok, który historia doceni” – podkreślił⁵².

Zadaniem nowo powołanej spółki będzie analiza różnych wariantów budowy połączenia energetycznego, również tego, czy energia i w jakiej wielkości, będzie do niego dostarczana z odbudowywanej elektrowni atomowej w Ignalinie na Litwie.

Konkludując, Polacy poczynili pierwszy krok, aby zagwarantować, że polsko-litewski most energetyczny zostanie wybudowany. Niestety na efekty i ocenę współpracy energetycznej należy jeszcze poczekać. Choć nie jest jeszcze znany potencjał nowego połączenia, most mógłby zapobiec ewentualnej awarii systemu na dużym obszarze, szczególnie w północno-wschodniej Polsce, tym samym wzmocni bezpieczeństwo energetyczne Polski i Litwy.

5.3. Energia atomowa w państwach bałtyckich

Porozumienie w sprawie mostu energetycznego między Polską i Litwą wiąże się, szczególnie ostatnio, ze sprawą budowy na Litwie nowej elektrowni atomowej. Dzieje się tak dlatego, że podział energii z mającej powstać elektrowni jest kartą przetargową w stosunkach między państwami. Formalnie, wszystkie cztery kraje zaangażowane w projekt – czyli Polska, Litwa, Łotwa i Estonia – popierają go. Na początku kraje bałtyckie zdecy-

⁵² PAP, Polska/ Powstała spółka przygotowująca inwestycję mostu energetycznego, [www. http://euro.pap.com.pl](http://euro.pap.com.pl), 12.02.2008.

dowały się na budowę wspólnej elektrowni nuklearnej, by móc zapewnić sobie dostawy surowca po zamknięciu starych bloków w Ignalinie, co zaplanowano na koniec 2009 r. Wstępnie zaplanowano, że nowa elektrownia będzie miała moc od 800 do 1600 MW i kosztowa ok. 2,5–4 mld euro. Gdy okazało się, że do projektu może dołączyć Polska, zaczęto rozmowy o zwiększeniu mocy elektrowni do 3200 MW, co zwiększy koszt inwestycji do 5–6 mld euro⁵³.

28 lipca 2007 r. Sejm Litwy przyjął ustawę o elektrowni atomowej. Umożliwiła ona budowę nowej elektrowni na terenie likwidowanej Ignalińskiej Elektrowni Atomowej⁵⁴. Ustawa przewiduje, że Litwa w tym projekcie będzie miała co najmniej 34% akcji. Pozostałe po równo przypadną Polsce, Łotwie i Estonii. Dokument ten stanowi ważny, strategiczny krok w celu zapewnienia wszystkim państwom bałtyckim bezpieczeństwa energetycznego. Treść ustawy budziła jednak wątpliwości ze strony partnerów projektu i nie została przyjęta w sposób entuzjastyczny. Przed decydującym głosowaniem premierzy Łotwy, Estonii oraz Polski wystosowali list do premiera Litwy G. Kirkilasa z prośbą o spotkanie i przedyskutowanie projektu ustawy. Premier nie wyraził zgody na spotkanie i oświadczył, że zainteresowane strony nie będą miały pretensji do treści ustawy. Natomiast w sprawie podziału udziałów między cztery strony uznał, że „Chodziło o pewien niuans, ponieważ partnerzy nie chcieliby, żeby zapis 34% znalazł się w ustawie”. Głosując za ustawą o elektrowni w Ignalinie II parlament Republiki Litewskiej otworzył bramę dla projektu energetycznego krajów bałtyckich.

Niestety nie chodziło wówczas o „niuans”, jak się wyraził premier Litwy. Na uwagę zasługują dwie sprawy. Po pierwsze, Polska sprzeciwiła się wówczas zaproponowanemu podziałowi mocy z nowej elektrowni, żądając dla siebie 1200 MW. Po drugie jej wątpliwości budziło przyznanie akcji prywatnym przedsiębiorcom. Te dwa aspekty wpłynęły na stanowisko Polski, która ostrzegła, że niespełnienie jej postulatów postawi pod znakiem zapytania budowę mostu elektroenergetycznego⁵⁵.

W budowę elektrowni atomowej zaangażowany został inwestor narodowy Lietuvos energija, Wschodnie Sieci Dystrybucyjne (RTS) oraz prywatyzowane Zachodnie Sieci Dystrybucyjne (VST) i partnerzy zagraniczni z Polski, Łotwy, Estonii. Zalety tej idei są jasne. Elektrownia ma kluczowe

⁵³ Zob. A. Łakomska, *Atomowe porozumienie*, „Rzeczpospolita” 01.07.2007.

⁵⁴ Zob.: *Baltic 21-Energy. Sustainable energy development in the Baltic sea Region*, „Baltic 21 Series” No 3/98; A Brief Overview of Ignalina NPP Safety Issues, In: www.iae.lt/ic/Sauga/INPP_en.html.

⁵⁵ *Dalszy ci g litewskich kontrowersji wokół budowy nowej elektrowni atomowej*, „Kurier Wileński”, 05.12.2007, „Lietuvos Zinios” 05.12.2007, „Respublika” 05.12.2007.

znaczenie dla państw bałtyckich. Będzie w przyszłości ich głównym źródłem zaopatrzenia w energię. Jeśli chodzi o inwestora narodowego, również i w tym przypadku wystąpiły pewne kontrowersje. Po przeprowadzonej wycenie majątku spółek uczestniczących w tworzeniu narodowego inwestora okazało się, że to prywatna NDX Energia zarządzająca VST może liczyć oraz chce być w pozycji lidera. Wywołało to zatargi między spółką Lietuvos Energia oraz grupą MAXIMA, do której należy NDX Energija.

12 lutego 2008 r. prezydent Adamkus podpisał poprawki do ustawy o elektrowni atomowej⁵⁶, które określają zasady powołania narodowej spółki inwestycyjnej LEO LT z udziałem prywatnego inwestora NDX Energija. Szef rządu wyraził przekonanie, że spółka narodowa zostanie powołana jeszcze w lutym. Otwiera to drogę do dalszych negocjacji ze spółkami energetycznymi z Polski, Łotwy i Estonii.

Stanowisko Estonii: Nadal istnieją jednak duże wątpliwości co do partnerów, którzy wezmą udział w realizacji inwestycji. Po pierwsze obawy budzi stanowisko Estonii, która rozważa swój udział w budowie elektrowni atomowej zarówno na Litwie, jak i w Finlandii⁵⁷. Juhan Parts⁵⁸ stwierdził, że: „Jesteśmy bardzo zainteresowani włączeniem estońskich przedsiębiorstw do projektu budowania nowej fińskiej elektrowni atomowej”. Wynika to m.in. z faktu, że prace przygotowawcze uruchomienia ignalińskiego projektu przeciągają się – nawet jeszcze nie rozpoczęto sporządzania umowy akcjonariuszy. Estonia uważa, że projekt ten jest zahamowany z powodów politycznych. Każda strona chce dla siebie osiągnąć jak najwięcej, nie licząc się z potrzebami partnera. Powoduje to spowolnienie prac nad nim oraz mniejsze zaufanie do współników. Estonia boi się utraty bezpieczeństwa energetycznego, z powodu zamknięcia kotłów, bazujących na łupkach bitumicznych w 2016 r. Dlatego dąży do urozmaicenia źródeł produkowania energii elektrycznej z surowców odtwarzalnych oraz rozważa różne warianty importu energii od sąsiadów.

O tym, że Estonia nie jest pewna swojej decyzji świadczy również fakt, iż estońska opozycyjna Partia Centrum złożyła w parlamencie wnioski zor-

⁵⁶ 1 lutego Sejm RL przyjął poprawki do ustawy o powołaniu inwestora narodowego. Jak podaje PAP, spółka narodową spółkę inwestycyjną mają utworzyć dwie państwowe firmy: Lietuvos Energia i Wschodnie Sieci Rozdzielcze oraz prywatne Zachodnie Sieci Rozdzielcze, których właścicielem jest NDX Energija. W nowo powstałej spółce, państwo będzie miało 61,7 proc. akcji, a NDX Energija 38,3 proc, zob. szerzej. A. Akińczo, *Litwa/ Parlament przyjął poprawki do ustawy o elektrowni atomowej*, www.europap.com.pl, 01.02.2008.

⁵⁷ Zob. A. Karnaua, *Wywiad z ministrem gospodarki Estonii J. Partsem*, „Postimees” 03.09.2007.

⁵⁸ Juhan Parts – minister gospodarki Estonii.

ganizowania referendum w sprawie udziału Estonii w budowie nowej elektrowni atomowej na Litwie. W taki sposób próbuje się wywołać dyskusję na temat energetycznej przyszłości kraju oraz zainteresować społeczeństwo udziałem w podejmowaniu ważnych decyzji. Jak podaje J. Cziczinkas⁵⁹ „Oczywiście chcielibyśmy, aby Estonia uczestniczyła w projekcie budowy nowej elektrowni atomowej – umocniłoby to naszą współpracę gospodarczą, jak też polityczną w regionie. Od początku planowaliśmy, że w tym projekcie będą uczestniczyły cztery państwa. Obecnie projekt jest w pierwszym stadium realizacji, dlatego lepiej byłoby wiedzieć teraz, kto zamierza wycofać się. Nie wierzymy jednak, że Estonia wycofa się z projektu. Uważamy, że zwyciężą racjonalne argumenty – Estonia będzie miała korzyści ekonomiczne z udziału w projekcie”⁶⁰.

Estonia uczestniczy w budowie nowej EA. Stanowisko Estonii w tej sprawie Litwa traktuje z dystansem. Lider Partii Centrum mógł wykorzystać ideę referendum do celów polityki wewnętrznej. Budzi wątpliwość, czy partia zdoła zebrać wystarczającą liczbę głosów w parlamencie. Ale ewentualna rezygnacja Estonii z udziału w projekcie nie powinna wzbudzać zaniepokojenia na Litwie.

Stanowisko Ukrainy: Takie stanowisko partnera przyczyniło się do tego, że Litwa zaczęła poszukiwać na własną rękę kooperanta. Rząd Litwy zaprosił do rozmów stronę ukraińską. Aby zapewnić sobie partnerów w projekcie, prezydent Republiki Litewskiej spotkał się z prezydentem Ukrainy Wiktorem Juszczenko. Prezydent Ukrainy oświadczył, że jest zainteresowany przyłączeniem się jego państwa do inicjatywy. Zapowiedział też udział Ukrainy w konferencji w Wilnie w październiku 2007 r.⁶¹ Ukraina nie chce pretendować do zarządzania elektrownią atomową w Ignalinie, ale proponuje wykonanie pewnych prac przy jej budowie, chodzi o możliwość uczestniczenia w budowie trzeciego reaktora. G. Neczeporenka stwierdził m.in., iż w sferze energetycznej Ukraina posiada duże doświadczenie. W kraju funkcjonują cztery elektrownie atomowe – razem piętnaście reaktorów, w tym trzy wybudowane po odzyskaniu niepodległości kraju tzn. w latach 2004–2006. Propozycję Ukrainy należy traktować jako wstępne rozmowy.

⁵⁹ J. Cziczinkas – Profesor Instytutu Stosunków Międzynarodowych i Nauk Politycznych przy Uniwersytecie Wileńskim.

⁶⁰ [b.a.], *Referendum ws. udziału kraju w budowie nowej EA na Litwie*, „Republika” 14.08.2007.

⁶¹ Zob.: [b.a.], *Wracamy na Litwę. Most energetyczny między Litwą a Polską może być największym wydarzeniem gospodarczym w naszym kraju*, „Gazeta Bankowa” 20.10.2007.

Budzi to jednak niepokój Estonii, Łotwy i Polski, gdyż nie tylko nie skonsultowano tego z nimi, ale nawet nie poinformowano ich o takim posunięciu. Od początku było jasne, że litewska strona podejmie się inicjatywy kierowania projektem, jednak jeśli grono partnerów dowiaduje się, że kwestie podziału udziałów oraz mocy przyszłej elektrowni regulowane są w trybie jednostronnym, musi budzić to ich poważne zastrzeżenia.

W odpowiedzi na zarzuty kooperantów, prezydent Litwy podkreślił, że chętnie przyjąłby propozycję Ukrainy, jednak zdecydował o jej udziale w projekcie powinny pozostałe zainteresowane strony

Stanowisko Łotwy: Interesujące wydaje się być też stanowisko Łotwy w sprawie budowy elektrowni na Litwie. Łotewski minister gospodarki J. Strods podczas spotkania z litewskim ministrem gospodarki oświadczył, że jego kraj nie będzie stawiał specjalnych warunków ani w kwestii podziału akcji nowej elektrowni, ani w podziale energii elektrycznej. „Dla Łotwy nie jest to projekt komercyjny, raczej jest to projekt uniezależnienia się od jednego źródła energii”⁶² Stanowisko to poparł również minister V. Navickas „Łotwa w sposób rzeczowy podchodzi do tego projektu i z góry nie stawia żadnych warunków, mogących ograniczyć swobodę działania na obecnym etapie rozwoju projektu”⁶³. Strona łotewska nie widzi także zagrożenia w tym, że w składzie litewskiego inwestora narodowego znajdzie się kapitał prywatny, ponieważ najważniejsze jest to, by kontrolę na całością inicjatywy sprawowało państwo. Za najważniejsze uważa natomiast kwestie związane z uzgodnieniami, co do których powinny zapadać wspólne decyzje, np.: określenie warunków ewentualnego wycofania się z projektu któregośkolwiek udziałowca oraz przyjęcie nowych partnerów.

Takie stanowisko Łotwy jest jej atutem. Litwa uważa ją za partnera pewnego i stabilnego. Dlatego nie dziwi fakt, że minister V. Navickas zaproponował, aby Łotwa przyłączyła się do litewsko-szwedzkiego projektu połączenia systemów energetycznych tych krajów.

Patrząc na bezpieczeństwo energetyczne Łotwy, należy jednak pamiętać o tym, że jest to państwo najbardziej narażone na utratę płynności dostaw energii. Z braku własnych źródeł energetycznych potrzebuje gwarancji dostaw energii, które może uzyskać od Litwy. Jej miękkie stanowisko negocjacyjne wynika z tego, że „łotewska energetyka jest w ślepych zaułku”. Zdaniem łotewskiego dziennika „Diena”, celowe, długotrwałe nieroz-

⁶² O spotkaniu ministrów gospodarki Republiki Łotewskiej i Republiki Litewskiej w sprawie budowy elektrowni atomowej Ignalina II pisze „Lietuvos Rytas”, „Lituvos Zinios” 26.07.2007.

⁶³ *Ibidem*.

wiązywanie problemu grożącego brakiem mocy energetycznych spowodowało sytuację, w której jedynym wyjściem, m.in. ze względu na brak czasu, będzie właśnie budowa elektrowni gazowej, czy elektrowni na węgiel. Inne rozwiązania, które mogłaby zastosować Łotwa to: elektrownia na skroplonym gazie, własna elektrownia atomowa czy też budowa nowej elektrowni wodnej. Ze względu na duże nakłady lub zagrożenie dla środowiska, najprawdopodobniej zostanie wybrany gaz.

Istotny głos w sprawie bezpieczeństwa energetycznego Łotwy podniosła strona rosyjska. Mimo podejmowanych wysiłków państw bałtyckich na rzecz odciążenia się od dominacji Federacji Rosyjskiej w dziedzinie energii, kraj ten chce nadal pozostawać najważniejszą jej dostawcą. Wiadczą o tym propozycja wybudowania na Łotwie konkurencyjnej do ignalińskiej elektrowni gazowej⁶⁴. Miałyby ona powstać na zachodzie Łotwy, w Kurzeme, stawiałoby to pod znakiem zapytania projekt elektrowni na Litwie. Strona rosyjska zapowiedziała, że jest gotowa na to, by Łotwa, dzięki swojej sieci tranzytowej, otrzymywała gaz z Rosji nieodpłatnie, w zamian za przechowywanie gazu. Wydaje się to korzystna oferta, lecz polityka FR nie jest stabilna.

Zdaniem J. Ozolinsa⁶⁵ jest to niezwykle ryzykownym rozwiązaniem ze względu na istotne uzależnienie się od jednego dostawcy, czyli Rosji. Podkreślił, że rząd łotewski mógłby tak robić, gdyby miał znaczne zasoby tego surowca⁶⁶. Wybudowanie elektrowni gazowej na Łotwie mogłoby spowodować, że Rosja będzie kontrolowała 69% łotewskiego rynku energetycznego. Jest to ponad dwukrotnie więcej, niż zaleca UE. Stwarza to duże niebezpieczeństwo, ponieważ Rosja może wykorzystać swoje zasoby w charakterze nacisku na Łotwę. Przykładem na taki obrót wydarzeń może być wspomniana sprawa rafinerii w Możejkach na Litwie.

Stanowisko Polski: Stanowisko łotewskie jest zdecydowanie różne od tego, które reprezentuje Polska. Chce ona otrzymywać jedną trzecią energii z przyszłej elektrowni atomowej. Polacy grożą, że w przeciwnym wypadku wycofają się z projektu i nie wezmą udziału w budowie mostu energetycznego. Jest to szczególnie ważna kwestia dla Litwy, która po zamknięciu drugiego reaktora będzie potrzebowała energii z zewnątrz. Według byłego dyrektora Instytutu Energetyki Republiki Litewskiej J. Vilemasa, negocjacje czterech

⁶⁴ Zob. I. Leonow, *Gigantyczna elektrownia w Kurlandii*, „Biznes & Baltija” 23.04.2007.

⁶⁵ J. Ozolins – jest doradcą komisarza ds. energetyki UE.

⁶⁶ Z. Dumini, *Rosja mogłaby kontrolować 69% rynku energetycznego*, „Diena” 11.12.2007; Z. Dumini, *Łotewska energetyka w lepszym zaułku*, „Diena” 12.12.2007.

krajów dotyczące mocy przyszłej elektrowni oraz podziału akcji nie będą łatwe, jeśli Polska zawczasu będzie stawiała tego rodzaju warunki.

Czy twarde stanowisko Polaków może zniechęci pozostałych partnerów? Trudno dziś powiedzieć. Zainteresowanie, jakie budzi litewski projekt świadczy, że nie będzie problemu z zastąpieniem Polski przez inny kraj. Zainteresowanie okazują zarówno Czechy, jaki i Ukraina oraz niemieckie przedsiębiorstwo w Szwecji E.ON Nordic. Odsunięcie naszego kraju od udziału w budowie elektrowni może wywoła szereg utrudnień i perturbacji ze strony Polski, jeśli chodzi o połączenie systemu elektroenergetycznego Litwy z UCTE. Mimo takiej groźby, należy pamiętać, że UE dąży do tego, aby wszystkie kraje unijne miały połączenia energetyczne i funkcjonowały w ramach systemu zachodnioeuropejskiego UCTE. Występowanie przeciw jednemu z państw UE świadczyłoby na niekorzyś Polski na arenie unijnej, cho nikt nie może zabroni jej odracza terminów realizacji mostu elektroenergetycznego.

Konkludując, budowa elektrowni jądrowej jest wyzwaniem, ale i szansą dla wszystkich państw bałtyckich. Pozwoli im w przyszłości na zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego w długim okresie. Jeśli chodzi o ewentualne referendum w Estonii w tej sprawie, czy stanowisko Polski po zmianie rządu, to wskazane wątpliwości nie powinny mie wpływu na realizację projektu, ponieważ polityczne warunki budowy są już uzgodnione. Na tym etapie do pracy powinny przystąpi firmy energetyczne z czterech państw.

Wnioski

1. Konieczne jest dogłębne przeanalizowanie i następnie jasne określenie stanowiska państw bałtyckich wobec postulatu liberalizacji, demonopolizacji i denacjonalizacji europejskiego rynku energii – najważniejszych, obok dywersyfikacji dostaw, propozycji zapewnienia europejskiego bezpieczeństwa energetycznego. Bliższe ich interesom wydaje się dążenie Komisji do liberalizacji i demonopolizacji rynku, hamowane jednak przez niektóre państwa, w których tego typu quasi-monopoliści działają. Z drugiej strony, obecne tendencje w energetyce w Europie – rodkowo-Wschodniej wskazuje na odwrót od prywatyzacji i dążenie do tworzenia dużych grup energetycznych.
2. Państwa bałtyckie nie są samowystarczalne, jeśli chodzi o zasoby energetyczne. Najmocniejszym ogniwem jest Litwa, która posiada Elektrownię

- Atomową w Ignalinie. Tym samym jest eksporterem energii elektrycznej do krajów sąsiednich. Nie posiada jednak połączenia z Polską, co dziś stanowi podstawowe wyzwanie dla stosunków obu krajów. Łotwa z kolei stanowi najsłabsze ogniwo, i jest najbardziej uzależniona od dostaw energii. Trzeci kraj, położony nad Morzem Bałtyckim – Estonia, mimo braku elektrowni atomowej, posiada znaczne bogactwa naturalne, szczególnie opałowe. Niestety, ich wykorzystanie ogranicza się do minimum.
3. Ryzyko, iż Rosja może z przyczyn politycznych zdecydować się na odcięcie gazu do jednego z państw bałtyckich jest dość niskie, choć należy brać taką możliwość pod uwagę. Dlatego państwa bałtyckie potrzebują dostępu do alternatywnych dostaw gazu. W tym celu należy skoncentrować uwagę na budowie tzw. łączników na granicy północnej i wschodniej, tj. z państwami skandynawskimi i Polską. Należy jasno określić strategiczne i taktyczne cele państw bałtyckich w zakresie polityki importu gazu i ich realność oraz wykonalność. Biorąc pod uwagę obiektywne, europejskie jak i zewnętrzne, uwarunkowania państwa te powinny szukać sojuszników na arenie UE w sprawie projektu budowy gazociągu przez Morze Bałtyckie.
 4. Kraje położone nad Bałtykiem są od siebie zależne w zakresie zapotrzebowania na energię. Przykładem tego może być połączona wzajemnie sieć energetyczna. Handel energią w poszczególnych krajach prowadzony jest w oparciu o wielkość produkcji oraz zapotrzebowanie. Bałtycki system elektroenergetyczny działa jako składowa systemu UPS/IPS z Rosją na czele, tym samym działa on poza systemem zachodnioeuropejskim. Pozostawienie obecnego układu bez zmian spowodowałoby zwiększenie ryzyka zależności energetycznej od Rosji.
 5. Wszelkie wysiłki na rzecz zapewnienia Litwie, Łotwie i Estonii bezpieczeństwa energetycznego muszą być wpisane w kontekst europejski, tak by maksymalnie wykorzystywać ramy i możliwości, jakie daje członkostwo w Unii i jej mechanizmy działania. Propozycje państw bałtyckich nie tylko winny korespondować z kierunkiem i językiem głównych nurtów unijnej dyskusji na temat europejskiej polityki energetycznej, ale być również wpisane w kalendarz i praktykę działania Unii, zwłaszcza Komisji i Sekretariatu Generalnego.
 6. Włączenie rynku bałtyckiego do wspólnego jednolitego europejskiego rynku energii elektrycznej wymaga inwestycji w rozwój węzłowych połączeń międzysystemowych. Projekt ten realizowany jest pod hasłem stworzenia Bałtyckiego Pierścienia Energetycznego. Jego ostatnim elementem jest budowa mostu energetycznego między Polską i Litwą, któ-

ry obejmuje zasadniczo linie dwutorowe: w Polsce Ełk-Alytus oraz na Litwie Alutus-Kruonis. Budowa mostu energetycznego między Polską a Litwą jest potrzebna obu krajom. Mimo że strona polska stawia twarde warunki Litwie, domagając się udziałów w przyszłej elektrowni atomowej oraz jednej trzeciej megawatów, to nie należy za wszelką cenę dążyć do maksymalizacji korzyści. Jest to sposób patrzenia wąski, a w perspektywie czasowej może być nieopłacalny.

Rozdział 6

Marcin Lason

**Polska wobec wyzwań
bezpieczeństwa energetycznego**

Wstęp

Polityka bezpieczeństwa energetycznego każdego państwa musi uwzględniać 3 podstawowe cele: niskie koszty dostaw (konkurencyjność cen), zapewnienie ciągłości dostaw (niezawodność dostaw zależna także od stanu infrastruktury energetycznej kraju) i ochronę środowiska naturalnego. Aby je zrealizować, każdy rząd musi podejmować decyzje dotyczące utrzymania możliwie równych proporcji między korzystaniem ze źródeł krajowych i zagranicznych, zachowania równowagi w ramach stosowanych technologii, wprowadzenia jak najkorzystniejszej proporcji pomiędzy kosztami, środowiskiem naturalnym a bezpieczeństwem państwa. Państwo jest w stanie wpływać na osiągnięcie celów i sposób ich realizacji stosując np. odpowiednie systemy podatkowe, subsydia, regulacje prawne czy obecność własności państwowej w przemyśle energetycznym. Optimum, jakie może zostać osiągnięte, to samowystarczalność źródeł energii¹.

W wypadku Polski nie istnieje możliwość samowystarczalności energetycznej. Nie dysponuje ona odpowiednimi zasobami, ani nie jest w stanie szybko zwiększyć niezależności pod tym względem poprzez budowę elektrowni jądrowych i szerokie wykorzystanie źródeł odnawialnych. Koszty takich działań są bowiem zbyt wysokie. Stąd zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego może nastąpić przede wszystkim poprzez dywersyfikację typów używanych paliw, źródeł ich dostaw (kierunki geograficzne, kraje, firmy), jak i stosowanych technologii w energetyce. W niniejszym tekście przedstawione zostaną działania i środki stosowane w tym celu. Omówione zostaną wszystkie najważniejsze projekty dotyczące gazu ziemnego i ropy naftowej. Przedstawione zostanie także syntetycznie stanowisko Polski wobec kluczowych wyzwań związanych z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz wobec międzynarodowych aspektów tego zagadnienia w pierwszej dekadzie XXI w. Poruszane zagadnienie będzie omawiane zarówno

¹ Zob. szerzej: P. Czerpak, *Bezpieczeństwo energetyczne*, [w:] *Bezpieczeństwo międzynarodowe. Teoria i praktyka*, red. K. Łukrowska i M. Grąciak, Warszawa 2006, s. 130–133.

w aspekcie teoretycznym, jak i praktycznym – poprzez ukazanie i ocenę ogólnych uwarunkowań i założeń polityki bezpieczeństwa energetycznego Polski i związanych z tym wyzwań i zagrożeń na przykładzie ropy naftowej i gazu ziemnego.

Podjęty temat jest aktualny i atrakcyjny badawczo, dlatego też istnieje znaczna liczba źródeł i bogata literatura, która jednak ogranicza się do niewielkiej liczby monografii, a dominującą rolę odgrywają analizy, artykuły i rozdziały w pracach zbiorowych poświęconych zagadnieniom bezpieczeństwa. Autorzy analizują to zagadnienie z perspektywy politologicznej, szczególnie w ramach umieszczania polityki energetycznej Polski w kontekście europejskim, ale i technicznej, stosując podejście interdyscyplinarne, konieczne w ramach przedstawiania bilansu energetycznego państwa czy szeregu zagadnień specjalistycznych branżowych. Uwzględniają także aspekty teoretycznej analizy pojęcia bezpieczeństwa energetycznego².

W kręgu zainteresowań autora problematyka ta pojawiła się w związku z badaniami nad bezpieczeństwem, realizowanymi w ramach szerszego projektu badawczego prowadzonego pod kierunkiem prof. dr. hab. Erharda Cziomera: „Wyzwania i problemy międzynarodowego bezpieczeństwa energetycznego” (projekt badawczy KSW, Kraków 2006–2008). Widomym znakiem prac nad tym zagadnieniem jest publikacja pt. *Spoleczne, gospodarcze, i polityczne relacje we współczesnych stosunkach międzynarodowych* (red. B. Bednarczyk i M. Lasoń, Kraków 2007), w ramach której znalazły się też prace poświęcone bezpieczeństwu energetycznemu.

6.1. Uwarunkowania polskiej polityki energetycznej

Ze względu na specyfikę i znaczenie bezpieczeństwa energetycznego dla państwa, politykę w tym zakresie prowadzą władze państwowe. W Polsce

² Warto wymieni: A. Ciupiński, K. Malak, *Bezpieczeństwo polityczne i wojskowe*, Warszawa 2004; M. Kaliski, D. Staško, *Bezpieczeństwo energetyczne Polski – rola tradycyjnych nośników energii dziś i w przyszłości*, Kraków 2006; P. Czerpak, *Bezpieczeństwo energetyczne*, [w:] *Bezpieczeństwo międzynarodowe. Teoria i praktyka...*; A. Podolski, *Gaz narodowy czy europejski? Polityczne i historyczne uwarunkowania percepcji wybranych wyzwań dla bezpieczeństwa energetycznego RP*, „Raporty i Analizy”, nr 2, Centrum Stosunków Międzynarodowych, Warszawa 2007; M. Piechocki, *Polsko-niemiecko-rosyjskie kontrowersje wokół Gazocięgu Północnego*, [w:] *Polacy i Niemcy w XXI wieku. Nowe oblicza partnerstwa?*, red. B. Koszel, Poznań 2007; dodatkowo niezwykle bogata publicystyka, wiele artykułów dostępnych online, np. w specjalnych działach głównych dzienników czy portalach poświęconych energetyce (m.in. *Wirtualny nowy Przemysł*, www.wnp.pl).

szczególną rolę w tym zakresie odgrywa rząd, który ma uprawnienia decyzyjne. Oprócz przyjmowania uchwał i dokumentów określających kierunki i sposoby realizacji polityki bezpieczeństwa energetycznego (patrz dalsza część rozdziału), poprzez wyspecjalizowane instytucje prowadzi także bieżące działania w tym zakresie. Kluczową rolę odgrywa Ministerstwo Gospodarki (MG), zgodnie z uprawnieniami określonymi w Ustawie z 4 IX 1997 roku o działach administracji rządowej³, która wskazuje na konieczność zajmowania się przez ten resort takimi sprawami, jak funkcjonowanie krajowych systemów energetycznych czy działalność związana z wykorzystaniem energii atomowej. Zadania te realizowane są poprzez przygotowywanie projektów aktów prawnych (ustaw, rozporządzeń), które powstają w oparciu o prace istniejących departamentów⁴:

- Departament Dywersyfikacji Dostaw Nośników Energii, zajmujący się obsługą Pełnomocnika Rządu ds. Dywersyfikacji Dostaw Nośników Energii do Rzeczypospolitej Polskiej, powołanego w XI 2005 roku w celu aktywizacji działań w tym kluczowym dla Polski aspekcie bezpieczeństwa energetycznego,
- Departament Energetyki, który realizuje politykę energetyczną i bezpieczeństwa funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego i ciepłownictwa,
- Departament Ropy i Gazu, zajmujący się kształtowaniem polityki energetycznej w sektorze gazu i ropy naftowej, w tym bezpieczeństwem funkcjonowania sektora przemysłowego, tworzeniem zapasów i planu działań w sytuacjach kryzysowych oraz przygotowywaniem ocen i analiz w zakresie przydzielonych kompetencji,
- Departament Górnictwa, który przygotowuje i realizuje politykę dotyczącą górnictwa.

Należy także pamiętać o podległych MG agencjach. Kluczową rolę odgrywa tutaj Urząd Regulacji Energetyki, obsługujący prezesa Urzędu Regulacji Energetyki⁵ i zajmujący się rynkiem energii elektrycznej, paliw gazowych, ciekłych, ciepła, biokomponentami i biopaliwami oraz odnawialnymi źródłami energii. W szczególności stoją przed nim zadania związane z restrukturyzacją i modernizacją przedsiębiorstw energetycznych, liberalizacją rynku energii zgodnie z zasadą TPA (Third Party Access – czyli możliwość wyboru przez odbiorcę indywidualnego tego dostawcy energii, który zaoferuje najlepszą cenę i warunki dostawy), działaniami na rzecz zmniejsz-

³ Dz.U. z 1999 r., Nr 82, poz. 928 z późn. zm.

⁴ Zob. szerzej: Ministerstwo Gospodarki, www.mg.gov.pl.

⁵ Zob. szerzej: Urząd Regulacji Energetyki, www.ure.gov.pl.

szenia strat energii, kontrolą udziału energii ze źródeł odnawialnych w ramach obowiązkowych jej zakupów przez uczestników rynku.

Prezydent RP Lech Kaczyński po objęciu urzędu rozpoczął działania na rzecz rozszerzenia roli urzędu prezydenta w zakresie polityki bezpieczeństwa energetycznego państwa. Było to widoczne szczególnie przez angażowanie się w rozmowy na temat inicjowania i realizacji projektów związanych z dywersyfikacją dostaw surowców energetycznych do Polski. Przygotowaniem analiz i projektów działań zajęło się podległe prezydentowi Biuro Bezpieczeństwa Narodowego. Rola parlamentu ogranicza się do przyjmowania ustaw z tego zakresu oraz prowadzenia prac w ramach komisji np. sejmowej Komisji Gospodarki. Komisja ta zainicjowała m.in. wiele spotkań i konferencji, także z udziałem ekspertów branżowych, poświęconych temu tematowi; przykładem może być konferencja „Bezpieczeństwo energetyczne Polski a polityka energetyczna Unii Europejskiej”, zorganizowana 30 V 2006 roku z inicjatywy trzech senackich komisji: Spraw Unii Europejskiej, Gospodarki Narodowej oraz Rolnictwa i Ochrony środowiska, pod patronatem marszałka Senatu RP Bogdana Borusewicza⁶.

6.1.1. Zapotrzebowanie na surowce energetyczne

Punktem wyjścia w realizacji polityki państwa zapewniającej bezpieczeństwo energetyczne jest dokładna analiza zapotrzebowania na energię, nie tylko w określonym czasie, ale i w dłuższej perspektywie. Konieczne jest zatem poznanie bilansu energetycznego i potrzeb państwa. Można w tym przypadku przytoczyć różne dane i prognozy, zależne od metod stosowanych przy ich sporządzaniu. Ze względu na temat niniejszej publikacji, skoncentrowano się na gazie ziemnym i ropy naftowej. Zgodnie z raportem BBN, podstawowe dane są następujące⁷:

- źródłem 65% polskiej energii jest węgiel, udział gazu wynosi około 11%, ropy naftowej 19%, pozostałych – około 5%, z tego energia elektryczna i ciepło są w ponad 90% oparte na węglu kamiennym i brunatnym. Istnieje konieczność importu około 35% potrzebnej energii, co oznacza dużą samowystarczalność energetyczną Polski na tle innych państw UE,
- w ciągu 20 lat powinien zostać zbudowany potencjał wytwórczy energii elektrycznej na skalę obecnie istniejącego, ze względu na wzrost za-

⁶ *Bezpieczeństwo energetyczne Polski a polityka energetyczna Unii Europejskiej*, materiał z konferencji z 30 V 2006 r., www.ie.senat.gov.pl/k6/agenda/seminar/a/060530.pdf (dostęp 20 I 2008).

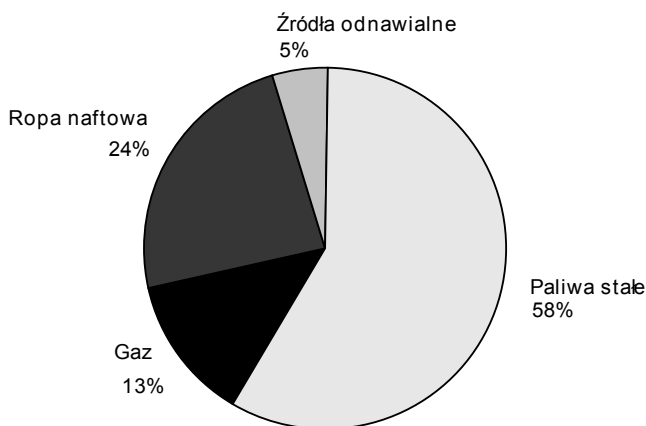
⁷ Zob. szerzej: *Bezpieczeństwo energetyczne Polski*, „Bezpieczeństwo Narodowe” 2006, nr 1, s. 16–24.

potrzebowania na energię elektryczną oraz proces zastępowania starych rozwiązań technologicznych nowoczesnymi. Zgodnie z wynikiem analiz, do 2025 roku Polska powinna **dysponować systemem wytwórczym elektroenergetyki o mocy ponad 52 GW, co oznacza, że do tego czasu należy uruchomić nowe bloki elektroenergetyczne o mocy 31 GW,**

- około jedna trzecia zużywanego w skali roku gazu ziemnego pochodzi ze źródeł (łącznie zużycie to 15 mld m sześć.). Ponad 60% importowanego surowca pochodzi z Rosji lub ze źródeł kontrolowanych przez Gazprom. Nie istnieje alternatywne źródło, z którego gaz ziemny mógłby by sprowadzony w razie problemów z dostawami z Rosji, co w znaczny sposób rzutuje na bezpieczeństwo energetyczne kraju,
- **ponad 90% ropy naftowej zużywanej w Polsce jest importowane z Rosji. Nie zagraża to jednak bezpośrednio bezpieczeństwu energetycznemu, ponieważ Polska posiada infrastrukturę pozwalającą sprowadzać ropę z innego źródła. Własne zasoby ropy naftowej są niewielkie, a wydobycie w 2004 roku wyniosło 866 tysięcy ton.**

Według najnowszego opracowania Eurostatu dla Komisji Europejskiej z 9 I 2007 roku, prezentującego podstawowe dane dotyczące polskiej energetyki (stan na 2004 rok), podstawowe dane dotyczące sektora energetycznego wyglądają następująco⁸:

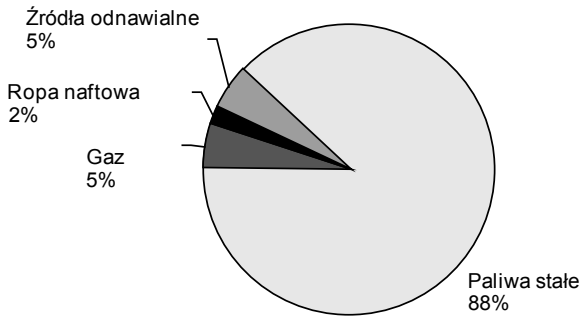
Wykres 6.1. Zużycie energii pierwotnej



Źródło: Polska – Arkusz informacyjny kombinacji ródleł energii, www.ec.europa.eu.

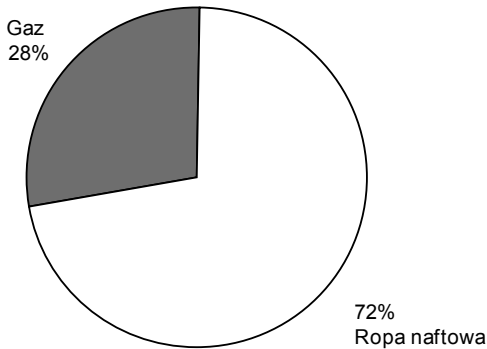
⁸ Polska – Arkusz informacyjny kombinacji ródleł energii, www.ec.europa.eu.

Wykres 6.2. Produkcja krajowa



Źródło: Polska – Arkusz...

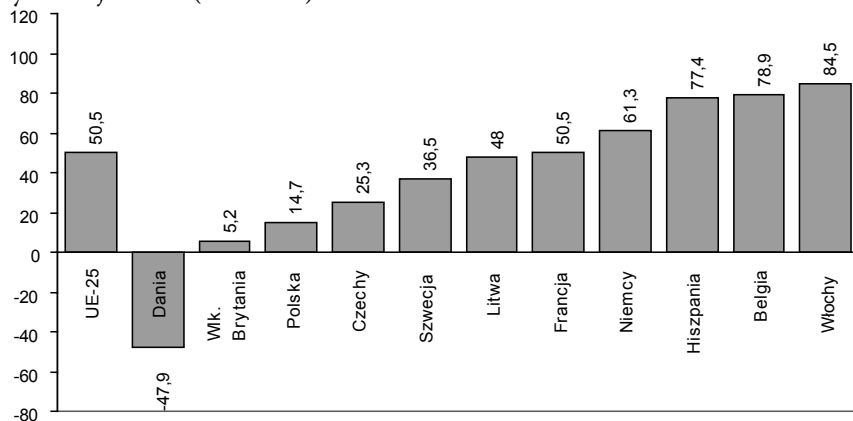
Wykres 6.3. Import netto według produktów energetycznych



Źródło: Polska – Arkusz...

Warto zaznaczyć, że z chwilą przystąpienia nowych państw do Unii Europejskiej, wzrosło jej uzależnienie od dostaw surowców energetycznych z Rosji, ponieważ większość nowych członków (poza Cyprem i Maltą) sprowadzała ropę i gaz przede wszystkim od tego dostawcy – odpowiednio ok. 80% ropy i 75% gazu. Wynikało to nie tylko z powodów ekonomicznych (cena surowca), ale i braku terminali morskich potrzebnych do importu oraz innej infrastruktury. W ten sposób poprzez dostawy z Rosji cała UE pokrywała swoje zaopatrzenie na ropę w 80%, a gaz w 40%. Z tego względu zostały podjęte działania dotyczące prowadzenia polityki energetycznej przez całą UE, a nie tylko przez jej członków.

Wykres 6.4. Uzależnienie od importu surowców energetycznych wybranych krajów UE (rok 2005)



Źródło: „Nowy Przemysł” na podstawie danych z Komisji Europejskiej, www.cire.pl.

W analizie należy jednak uwzględnić zawartość wspomnianych już tych dokumentów, które zawierają prognozy zużycia i zapotrzebowania na energię w Polsce.

Tabela 6.1. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną oraz paliwa ciekłe i gazowe w Polsce do 2025 roku

Energia elektryczna i paliwa	2005	2010	2015	2020	2025
Energia elektryczna brutto, TWh	145,8	168,3	191,7	225,6	271,3
Gaz, mld m sześć.	12,9	17,6	21,2	23,6	26,4
Ropa naftowa, mln t	20,7	23,1	26,5	30,4	35,7

Źródło: *Polityka energetyczna Polski do 2025 roku*, dokument przyjęty przez Radę Ministrów 4 I 2005 roku, www.mg.gov.pl.

Tabela 6.2. Prognoza zapotrzebowania na energię pierwotną w podziale na nośniki do 2030 roku

Nośnik \ Rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel brunatny [mtoe]	12,7	11,7	12,6	12,2	12,9	12,9
Węgiel brunatny [mln ton]**	61,61	56,56	60,88	58,91	62,44	62,36
Węgiel kamienny [mtoe]	42,2	40,9	41,2	43,9	44,7	42,8
Węgiel kamienny [mln ton]**	70,67	68,42	69,01	73,44	74,88	71,71
Ropa naftowa [mtoe]	22,1	26,0	27,6	28,9	30,0	31,2
Ropa naftowa [mln ton]**	22,1	26,0	27,6	28,9	30,0	31,2
Gaz ziemny [Mtoe]	12,2	13,5	14,5	15,4	17,8	19,7
Gaz ziemny [mld m ³]**	14,63	16,09	17,38	18,41	21,25	23,62
Energia jądrowa	0,0	0,0	0,0	0,0	5,1	12,7
Energia odnawialna	4,5	7,1	7,8	8,8	9,9	10,8
Pozostałe paliwa*	0,6	0,7	0,9	1,1	1,2	1,4
Saldo energii elektrycznej	-1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energia pierwotna	93,3	99,8	104,6	110,2	121,6	131,6

Objaśnienia:

* odpady przemysłowe i komunalne

** wartości opałów: węgiel brunatny 8,65 GJ/t, węgiel kamienny 25 GJ/t, ropa naftowa 1 toe/t, gaz ziemny 35 GJ/1000 m³

Źródło: *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, Ministerstwo Gospodarki, www.mg.gov.pl, s. 29.

Uwzględniając powyższe wykresy i dostępne dane (niezależnie od pewnych różnic), można wyciągnąć kilka wniosków o charakterze ogólnym:

- w ramach zużywanej energii pierwotnej dominują paliwa stałe, rośnie udział ropy naftowej, gazu ziemnego i powoli odnawialnych źródeł energii,
- głównym źródłem energii pozostaje węgiel (Polska jest jednym z największych producentów w Europie), jego udział w produkcji energii elektrycznej wynosił w 2004 roku 92%. Przekłada się to na dużą emisję dwutlenku węgla do atmosfery,
- będąc jednym z największych producentów węgla w Europie, uzależnienie energetyczne Polski od importu jest jednym z najmniejszych w UE.

Ze względu na niską własną produkcję oraz rosnące zapotrzebowanie konieczne jest jednak sprowadzanie – głównie z Rosji – ropy naftowej i gazu ziemnego. Według danych Państwowego Instytutu Geologicznego⁹, w 2005 roku roczny import ropy naftowej sięgnął 17,6 mln ton, a wydobycie 0,82 mln ton, zaś zapotrzebowanie na gaz ziemny sięgnęło 11,4 mld m sześć., przy rocznym wydobyciu 5,2 mld m sześć.

Ze względu na to, że Rosja jest największym dostawcą paliw (zob. poniższe tabele), konieczne jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw przez dywersyfikację zarówno źródeł, jak i rodzajów używanej energii (szerzej: rozdział B. Molo na temat polityki energetycznej Federacji Rosyjskiej).

Tabela 6.3. Import gazu ziemnego do Polski w 2005 roku

Lp.	Kraj	Liczba w mln m sześć.	Wartość w tys. zł
	Świat (ogółem)	7 119	5 829 194
1	Rosja	4 651	3 730 735
2	Kazachstan	985	757 250
3	Uzbekistan	612	450 792
4	Norwegia	355	421 411
5	Turkmenistan	322	252 710
6	Niemcy	192	215 684

Źródło: www.pgi.gov.pl/surowce_mineralne/gaz_ziemny.htm.

Tabela 6.4. Import ropy naftowej do Polski w 2005 roku

Lp	Kraj	Liczba w tys. ton	Wartość w tys. zł
	Świat (ogółem)	17 641,27	19 963 760
1	Rosja	17 199,36	19 418 651
2	Kazachstan	142,96	174 256
3	Norwegia	130,23	164 360
4	Wielka Brytania	87,14	114 228
5	Ukraina	63,85	68 738
6	Czechy	17,74	23 509

Źródło: www.pgi.gov.pl/surowce_mineralne/ropa.htm.

⁹ R. Wagner, J. Pokorski, *W poszukiwaniu ropy i gazu*, www.pgi.gov.pl/index.php?option=com_content&task=view&id=448&Itemid=2.

Uwzględniając szerszy, globalny kontekst problemu, można stwierdzić na podstawie prognoz Międzynarodowej Agencji Energetycznej zamieszczonych w *World Energy Outlook 2006*¹⁰, że rozwój energetyki światowej do 2030 roku nadal będzie oparty na paliwach kopalnianych. Oznacza to dominację ropy, gazu i węgla. Przy szybkim rozwoju ChRL i Indii zapotrzebowanie na te surowce będzie stale rosło. Ze względu jednak na wysokie ceny ropy i gazu możemy mieć do czynienia z powrotem do węgla jako głównego paliwa kopalnianego. Kryzys finansowy sprawił, że taka perspektywa uległa oddaleniu.

Przy jednoczesnym wyczerpywaniu się zasobów surowców problem bezpieczeństwa energetycznego będzie zajmował coraz istotniejsze miejsce w polityce międzynarodowej. Konieczne przy tym będzie pogodzenie ze sobą jego celów z potrzebą ochrony środowiska naturalnego. Aby Europa nie była w pełni zależna od importu surowców, winna podjąć działania na rzecz oszczędzania energii, np. promować samochody zużywające mniej paliw, energię odnawialną, wydajne urządzenia domowe i elektrownie, rozwijać energetykę jądrową. W takich okolicznościach polski rząd musi prowadzić działania na rzecz zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa, pamiętając o ograniczeniach związanych z własnymi zasobami i możliwościami produkcyjnymi oraz ochroną środowiska naturalnego.

6.1.2. Konieczność strategicznego podejścia do polityki energetycznej

Przedstawiając politykę energetyczną Polski należy wziąć pod uwagę nie tylko zapotrzebowanie na energię i surowce energetyczne, zróżnicowanie struktury nośników energii i źródeł dostaw surowców, stan techniczny systemów przesyłowych, zapasy oraz uwarunkowania działań przedsiębiorstw energetycznych¹¹, ale także działania, które są i powinny być podejmowane dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego przez państwo. Szczególna rola państwa polega przy tym nie tylko na poszukiwaniu nowych dostawców surowców, ale i na tworzeniu uwarunkowań prawnych wspierających proces restrukturyzacji systemu energetycznego, tworzenia warunków rozwoju i inwestowanie w źródła energii odnawialnej, wprowadzanie i promowanie technologii energoo-

¹⁰ Zob. szerzej: *World Energy Outlook 2006*, www.worldenergyoutlook.org.

¹¹ A. Ciupiński, K. Malak, *op. cit.*, s. 340.

szczędnym i lepsze zarządzanie energią. W wypadku Polski kwestia bezpieczeństwa energetycznego w ciągu kilku ostatnich lat zyskała na znaczeniu, czego wyrazem jest chociażby zamieszczenie tego zagadnienia w Strategii Bezpieczeństwa Narodowego Rzeczypospolitej Polskiej, przyjętej 13 XI 2007 roku przez prezydenta RP na wniosek prezesa Rady Ministrów¹². Oznacza to, że działania państwa w tym względzie powinny należeć do priorytetów i winny być prowadzone zgodnie z przygotowaną strategią sektorową. Próba nakreślenia planu działań w ramach polityki energetycznej państwa było przyjęcie 4 I 2005 roku przez Radę Ministrów Polityki energetycznej Polski do 2025 roku¹³. Dokument ten zastąpił obowiązujące od 2000 roku Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 roku, skorygowane w 2002 roku. W Założeniach... określono bezpieczeństwo energetyczne jako „stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy minimalizacji negatywnego oddziaływania sektora na środowisko i warunki życia społeczeństwa”¹⁴. Za najważniejsze czynniki zapewniające bezpieczeństwo energetyczne uznano zróżnicowany krajowy bilans paliwowy, dywersyfikację źródeł dostaw nośników energii i dostęp do infrastruktury przesyłu, magazynowania i dystrybucji paliw i energii. Podkreślono, że Polska posiada stosunkowo dobrze zróżnicowaną strukturę bilansu energetycznego, chociaż z wyraźną dominacją węgla. Natomiast realia ekonomiczne wskazują, że Rosja jest głównym dostawcą ropy i gazu dla Polski i może nim być nadal, niezależnie od problemów związanych z tym kierunkiem dostaw. Konieczne jest jednak stworzenie realnych możliwości dywersyfikacji zarówno źródeł dostaw, jak i zużywanej energii. Takich nie było w wypadku gazu, istniały jedynie częściowe możliwości w przypadku ropy naftowej. Jest to niezwykle istotne ze względu na zakładany wzrost zapotrzebowania na gaz i ropę oraz powolny postęp w dziedzinie wykorzystania energii odnawialnej. Autorzy dokumentu stwierdzają ponadto, że około 2010 roku winna została podjęta decyzja dotycząca budowy elektrowni jądrowej w Polsce. Projekt nowego dokumentu sugeruje w tej kwestii rok 2020. W XI 2005 roku powołano stanowisko Pełnomocnika Rządu ds. Dywersyfikacji Dostaw Nośników Energii do Rzeczpospo-

¹² *Strategia Bezpieczeństwa Narodowego RP*, Warszawa 2007, www.bbn.gov.pl.

¹³ *Polityka energetyczna Polski do 2025 roku*, www.mg.gov.pl, porównaj dodatkowo z treścią najważniejszych wcześniej przyjmowanych dokumentów: *Doktryna zarządzenia o bezpieczeństwie stwem energetycznym*, Ministerstwo Gospodarki i Pracy, Warszawa 2004; Ustawa Prawo energetyczne, z 10 IV 1997 r., Nr 153, poz. 1504 z późn. zm.

¹⁴ *Polityka energetyczna Polski do 2025 roku...*, s. 6.

litej Polskiej, zaś w I 2006 roku rząd przyjął uchwałę w sprawie działań mających doprowadzić do dywersyfikacji dostaw surowców energetycznych¹⁵. Ze względu na uzależnienie od rosyjskich dostaw gazu ziemnego przewidywano, oprócz działań inwestycyjnych za granicą, także zwiększenie wydobycia ze źródeł krajowych, rozszerzenie pojemności magazynowych i budowę gazoportu. Potrzebę dywersyfikacji potwierdzono dodatkowo w dokumencie *Polityka dla przemysłu gazu ziemnego*¹⁶, który wskazywał na konieczność pozyskiwania alternatywnych wobec Rosji i Azji Centralnej źródeł dostaw gazu ziemnego.

Projekt kompleksowej polityki energetycznej państwa został przedstawiony 10 IX 2007 roku przez Ministerstwo Gospodarki w formie dokumentu *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*¹⁷. Jednak w opinii ekspertów, przekazanej ministerstwu w ramach konsultacji społecznych¹⁸, jest on niekompletny i niejednorodny, np. wiele miejsca zajmuje sprawa wytwarzania a zbyt mało obrót energią elektryczną. Ponadto brak precyzyjnie określonego stanowiska Polski wobec założeń polityki energetycznej UE, np. tych przedstawionych 10 I 2007 roku. Wątpliwości ekspertów budziły także prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię elektryczną do 2030 roku, dokonane w oparciu o jedną metodę bez uwzględnienia możliwych wariantów zależnych od wielu czynników wewnętrznych i zewnętrznych.

Niezależnie od ocen stwierdzić można, że przyjęty projekt odpowiada rosnącemu zainteresowaniu i konieczności troski o zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego państwa i jest efektem prac koncepcyjnych w tym zakresie. Zakreślony w nim czas jest charakterystyczny dla problematyki energetycznej ze względu na specyfikę tego sektora gospodarki (długotrwały cykl inwestycyjny). Można przy tym wyodrębnić trzy horyzonty czasowe planowanych działań państwa¹⁹:

- **krótki, to perspektywa kilkunastu miesięcy, kiedy możliwe jest tylko dostosowanie zasobów do potrzeb poprzez doraźne zakupy nośników energii i wykorzystaniu do ich przesyłu dodatkowych środków**

¹⁵ Uchwała Nr 3/2006 Rady Ministrów z 3 stycznia 2006 r. w sprawie działań mających na celu dywersyfikację dostaw nośników energii, www.kpmr.gov.pl.

¹⁶ *Polityka dla przemysłu gazu ziemnego*, www.mg.gov.pl.

¹⁷ *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, Ministerstwo Gospodarki, www.mg.gov.pl; szerzej o pewnych aspektach tego dokumentu w dalszej części artykułu.

¹⁸ P. Begier, A. Kowalska, *Projekt dokumentu Polityka energetyczna Polski do 2030 roku (wersja 3.2 z 10.09.2007) – uwagi i opinie ekspertów spółek zrównanych z Polskim Towarzystwem Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej*, „Energia Elektryczna” 2007, nr 11; www.cire.pl.

¹⁹ Za: *Bezpieczeństwo energetyczne Polski*, „Bezpieczeństwo Narodowe” 2006, nr 1, s. 15; por. *Polityka energetyczna Polski do 2020 roku*, www.mg.gov.pl, s. 15.

transportu. W tym czasie winien także powstać plan działań na przyszłość, strategiczna wizja zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa,

- **średni, około 5–10 lat, kiedy można zrealizować pewne inwestycje transportowe, takie jak rurociągi czy terminale oraz zapewniające gromadzenie zapasów,**
- **długi, do 30 lat, w którym możliwe jest całkowite przestawienie gospodarki na nową strukturę stosowanych nośników energii.**

Jako przykład podjętych działań, które udało się zrealizować w perspektywie średnioterminowej wskazać można wejście Polski 3 X 2007 roku, po 13 latach starań, w skład Międzynarodowej Agencji Energetycznej (International Energy Agency – IEA; warunkiem jest bycie członkiem Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju, OECD – Organization for Economic Cooperation and Development, i spełnienie określonych wymagań) co oznacza, że będzie mogła liczyć m.in. na korzystanie z mechanizmów solidarności między państwami członkowskimi w sytuacjach kryzysów energetycznych²⁰. Kluczowe znaczenie miała w tym względzie przygotowana przez Ministerstwo Gospodarki ustawa z 16 II 2007 roku o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego. Zgodnie z nią państwo ma obowiązek utrzymywania 90-dniowych zapasów ropy naftowej i produktów naftowych oraz posiadania sprawnego mechanizmu uruchamiania rezerw ropy naftowej na wypadek kryzysu energetycznego, w tym ograniczającego popyt na paliwa (Polska przyjęła rozwiązanie polegające na reglamentacji sprzedaży paliw na stacjach benzynowych)²¹. Już na podstawie tego przykładu stwierdzić można, że bezpieczeństwo energetyczne musi być uwzględniane w prowadzonej polityce zagranicznej. Mogą je bowiem zwiększać odpowiednie umowy dwustronne, wielostronne oraz obecność w organizacjach międzynarodowych. Stąd Polska położyła nacisk na politykę solidarności energetycznej w Unii Europejskiej.

Ponadto do podstawowych instrumentów zwiększających bezpieczeństwo energetyczne państwa należy zmniejszanie zużycia energii poprzez wprowadzenia rozwiązań i technologii energooszczędnych. Wpływa to jednocześnie na starania o utrzymanie jak najmniejszego negatywnego wpływu na środowisko naturalne.

²⁰ Międzynarodowa Agencja Energetyczna, www.iea.org.

²¹ Polska członkiem Międzynarodowej Agencji Energetycznej, www.mg.gov.pl.

6.2. Poszukiwanie sposobu dywersyfikacji dostaw surowców energetycznych

Dywersyfikacja dostawców surowców energetycznych oraz rodzajów używanej energii stała się jednym z głównych wyznaczników polskiej polityki bezpieczeństwa energetycznego. Konieczne jest prowadzenie działań na rzecz zwiększenia dostępności do różnych nośników energii i zapewnienie ciągłości dostaw, rozwój niezbędnej krajowej infrastruktury i inicjowanie oraz udział w projektach międzynarodowych w tym zakresie. Istotne jest przy tym zapewnienie możliwości płynnej, elastycznej zmiany kierunku dostaw, jak i użytkowanych nośników energii w razie problemów z odbiorem z użytkowanych źródeł. Należy przy tym podkreślić, że wspomniana Strategia energetyczna Polski do 2020 roku nie kładła jeszcze silnego nacisku na potrzebę dywersyfikacji dostaw paliw i energii. Wskazywano jedynie w tym względzie na rozumienie samego pojęcia w kategoriach²²: ekonomicznych (obniżenie kosztów dostaw), naturalnych (w celu minimalizowania negatywnych następstw potencjalnych awarii, kataklizmów itp.) i politycznych (uniezależnienie się od dostawcy o dominującej pozycji). Za zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego państwa nie uznawano przy tym faktu samego importu surowców, lecz jego możliwą strukturę, cechy dostawcy czy sformułowania umów. Za ważny element dywersyfikacji uznano akceptowalny poziom kosztów sprowadzanych paliw i energii. Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego państwa winno być realizowane przez wyspecjalizowane organy państwa, których zadaniem jest m.in. poprawa stopnia dywersyfikacji źródeł dostaw energii i paliw, szczególnie gazu ziemnego i ropy naftowej²³. Dopiero w efekcie doświadczeń kolejnych lat te i inne ogólne sformułowania i wytyczne zostały opracowane bardziej szczegółowo w projekcie wspomnianego dokumentu z IX 2007 roku. Nie bez znaczenia w tym przypadku była też polityka zagraniczna i bezpieczeństwa rządu PiS. Jako pierwszy cel strategiczny polityki energetycznej państwa uznano (obok oparcia bezpieczeństwa o własne zasoby surowców – węgiel i zmiany w przemyśle wydobywczym): „W zakresie importowanych surowców energetycznych polityka zmierzała będzie do zapewnienia dywersyfikacji kierunków ich pozyskania, dostawców, dróg przesyłu oraz metod transportu. Należy dążyć do przezwyciężenia znacznej zależności ener-

²² *Polityka Energetyczna Polski...*, s. 7–8.

²³ *Ibidem*, s. 10.

getycznej od jednego dostawcy”²⁴. W zakresie dostaw gazu ziemnego za konieczne uznano działania na rzecz pozyskania nowych źródeł dostaw i dróg transportu, zwiększenie zdolności wydobywczych i możliwości magazynowania i utrzymanie nadzoru państwa nad kluczowymi przedsiębiorstwami. Jest to konieczne, ponieważ 92% importowanego gazu ziemnego jest dostarczane do systemu ze Wschodu oraz z gazociągu jamalskiego. Taka orientacja zwiększa ryzyko przerw w dostawach z różnych powodów, także politycznych (np. spory między Gazpromem a odbiorcami (rządami) na Ukrainie i Białorusi). W wypadku ropy naftowej przewiduje się rozwój sposobów pozyskiwania surowca, przesyłu, przetwórstwa, magazynowania i wprowadzania do dystrybucji. Przy tym kluczowe przedsiębiorstwa mają pozostać pod kontrolą państwa²⁵. Dla przykładu założono konieczność podejmowania działań na rzecz budowy międzynarodowej infrastruktury przesyłu ropy naftowej do państw Europy Rodkowo-Wschodniej, w szczególności przedłużenia rurociągu Odessa–Brody do Adamowa, a następnie do Płocka i Gdańska.

Należy prześledzić, jak w praktyce realizowane były przewidziane działania na rzecz dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego i ropy naftowej – jako kluczowych z punktu widzenia niniejszego opracowania.

6.2.1 Rozgrywka o gaz ziemny

Gazociąg norweski

W 2005 roku Ministerstwo Gospodarki przeprowadziło rozmowy na temat możliwości inwestowania w budowę gazociągu z zachodniej Norwegii do Polski. Ze względu jednak na potencjalne koszty oraz konieczność zakontraktowania dużych ilości gazu, których Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (dalej PGNiG) nie byłoby w stanie sprzedać, projekt ten nie został zrealizowany. Byłby jednak realnym sposobem na dywersyfikację dostaw gazu ziemnego do Polski. Zyskał też wsparcie UE, która w III 2005 roku opowiedziała się za rozbudową infrastruktury energetycznej w kierunku północnym.

Do realizacji koncepcji połączenia z Norwegią, a szerzej Skandynawią, przystąpiono natomiast poprzez dołączenie się do projektu budowy gazociągu Skanled, łączącego Norwegię z Danią i Baltic Pipe – w celu transpor-

²⁴ *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku...*, s. 31.

²⁵ *Ibidem*, s. 32, szerzej: s. 40–49.

tu surowców z Danii do Polski i utworzenia połączenia międzysystemowego, postulowanego przez Komisję Europejską. Skanled przebiega ma wzdłuż południowego wybrzeża Norwegii, a następnie rozwidli się w cieśninie Kattogat (między Danią a Szwecją) na odnogę duńską i szwedzką. Po wybudowaniu Baltic Pipe gaz mógłby być transportowany z Danii do Polski. PGNiG przystąpiło do konsorcjum 13 firm finansujących budowę Skanled w ramach norweskiego operatora Gassco²⁶ 20 VI 2007 roku, otrzymując 15% udziałów (nieodpłatnie, ale pod warunkiem współfinansowania budowy odcinka o długości 400 km)²⁷. Pierwsze dostawy gazu miałyby popłynąć w 2012 roku. W ramach polskiego zaangażowania, PGNiG kupiło udziały w złożach gazu na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Inwestycje tego typu są kosztowne, stanowią jednak często konieczne uzupełnienie podejmowanych działań, co jest szczególnie widoczne w poszukiwaniu sposobu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego i wynikających z tego zakupach PERN. 30 X 2007 roku zakończono transakcję dokonaną na mocy umowy z 28 II 2007 roku, dotyczącą złoża Skarv i Snadd na Szelfie Norweskim. Spółka PGNiG Norway A/S (jedna ze spółek PGNiG) nabyła od Mobil Development Norway A/S i Exxon Mobil Production Norway Inc udziały w licencjach: PL 212, PL 212B i PL 262, wraz z wszelkimi prawami i obowiązkami z tego wynikającymi. Polska firma musiała zapłacić za licencję 360 mln dolarów (równowartość ok. 908,6 mln zł na dzień 30 X 2007 roku) oraz opłacić dodatkowe koszty – 3,5 mln dolarów i 170 mln koron norweskich (łącznie około 90 mln zł). Potrzebne środki przekazała PGNiG²⁸.

W przypadku Baltic Pipe, PGNiG podjął rozmowy o wspólnej budowie z duńską (państwową) spółką Energinet.dk. Dopiero łączne zrealizowanie obu przedsięwzięć pozwoliłoby na odbieranie surowca z północy, co oznaczałoby faktyczną dywersyfikację dostaw w połączeniu z działalnością gazoportu. Efektem rozmów było podpisanie 15 XI 2007 roku przez PGNiG oraz Gaz System (polski operator gazociągów przesyłowych) i firmę Energinet.dk umowy w sprawie budowy gazociągu Baltic Pipe²⁹. Zgodnie z nią zapowiedziano, że ostateczna decyzja o realizacji projektu ma zapas w 2008 roku. Wiąże się to bowiem z koniecznością uzyskania wymaganych zezwoleń, zatwierdzenia przez władze korporacyjne oraz organy administracji państwowej.

²⁶ Zob. szerzej na temat firmy powstałej w 2001 r., szczególnie w kontekście tego tematu: *Big interest in Skanled*, www.gassco.no/sw8691.asp.

²⁷ PGNiG przystąpiło do konsorcjum budowy tego gazociągu, www.cire.pl.

²⁸ PGNiG sfinalizowało umowy zakupu złóż w Norwegii, www.cire.pl.

²⁹ *Gazociąg Baltic Pipe połączy Polskę z Danią i Norwegią*, www.money.pl.

Infografika 6.1. Projektowany przebieg gazociągów Skanled i Baltic Pipe



Objaśnienia:

Skanled – gazociąg łączący Norwegię z Danią

Baltic Pipe – gazociąg mający pozwolić na transport surowca z Danii do Polski

Źródło: PGNiG bierze udział w norweskim gazociągu, www.bi.gazeta.pl/im/4/4240/m4240384.jpg (20 I 2008).

Należy podkreślić, że omawiana inicjatywa została podjęta i była realizowana jeszcze przez rząd PiS. Ze względu na zmianę władz, decydujące przy realizacji projektu, a więc doprowadzeniu do dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski, będzie stanowisko nowego rządu: Platformy Obywatelskiej i Polskiego Stronnictwa Ludowego (dalej PO–PSL). Warto

wspomnie , że wcześniejszy projekt mający pozwolić na dostawy surowca z Norwegii przygotowany przez rząd J. Buzka został zablokowany przez rząd L. Millera w 2003 roku, który uznał go za ekonomicznie nieopłacalny (jednocześnie doprowadził do przedłużenia umowy z Gazpromem do 2020 roku). Stało się tak mimo podpisania, w 2001 roku, przez PGNiG i 5 firm norweskich porozumienia mającego zagwarantować dostawy 74 mld m sześć. gazu z Norwegii do Polski w latach 2008–2024³⁰. Umowa przewidywała konieczność wybudowania podmorskiego rurociągu długości 1100 km, łączącego pola gazowe na Morzu Północnym z polską siecią w miejscowości Niechorze. W tym kontekście zawsze należy brać pod uwagę możliwość podobnego zachowania polskich decydentów, co jest częstym zjawiskiem w polskiej polityce ze względu m.in. na nieprzewidywalne konsekwencje działań nieodpowiedzialnych polityków, opacznie pojmujących interesy narodowe państwa. W wypadku kierunku norweskiego, gdzie prace są zaawansowane i dokonano już dokładnej prezentacji systemu Skanled, osiągnięcie możliwych korzyści związanych z dywersyfikacją zależy w znacznej mierze od Polski. Może budzić zdziwienie, że nie dokonano jeszcze szacunków, czy transport surowca z Danii do Polski będzie opłacalny.

Biorąc jednak pod uwagę słowa wicepremiera W. Pawlaka, sprawa realizacji tego projektu nie wydaje się oczywista. W swoim wystąpieniu sejmowym 7 II 2008 roku, oraz w debacie, która po nim nastąpiła, podkreślał, że podstawowym wyznacznikiem działań rządu powinien być rachunek ekonomiczny. Odnosząc się również do projektu budowy terminalu do odbioru gazu ziemnego w postaci ciekłej (Liquefied Natural Gas – dalej LNG) w winoujściu stwierdzał, że: „Obsesja u posłów PiS związana jest z tym, że nie patrzą na te projekty czysto rynkowo. [...] To są projekty komercyjne i one będą oceniane przez banki. Rząd nie jest od tego, by przesądzać, czy przedsięwzięcie jest rentowne”³¹. Wicepremier podkreślał, że błędem podejścia poprzedniego rządu było poszukiwanie sposobów podniesienia bezpieczeństwa energetycznego w oparciu o sprowadzanie surowców z zagranicy, podczas gdy, według niego, środki przeznaczone na ten cel można byłoby przeznaczyć na zgazowywanie węgla w Polsce oraz zwiększenie wydobycia krajowego i dzięki temu osiągnąć lepsze efekty. Z kolei premier D. Tusk w udzielonym dzień wcześniej wywiadzie dla agencji Interfax wskazywał, że oba wspomniane projekty „dają realną możliwość dywersyfikacji dostaw gazu i dzisiaj ekonomiczny sens tych przedsięwzięć jest bar-

³⁰ Polska promuje budowę gazociągu Norwegia-Polska, www.money.pl.

³¹ Rzecz z sympatii patrzy na krajowych producentów energii, www.gazownictwo.wnp.pl.

dziej realistyczny, niż kilka lat temu... Przez bezpieczeństwo energetyczne mojego kraju rozumiem elementarny poziom niezależności, który umożliwi dokonywanie wyboru [...] oznacza to bardzo poważne rozpatrzenie projektu norweskiego, jak i gazoportu”³². Wydaje się zatem, że dyskusje na ten temat trwają również wewnątrz rządu i brane są w niej pod uwagę przede wszystkim czynniki ekonomiczne. Pojawiające się informacje nie pozwalają na stwierdzenie, jaki będzie ostateczny wybór. Polscy politycy nie pierwszy raz mają problem z podjęciem decyzji o wymiarze strategicznym.

Należy pamiętać, że elementem tej dyskusji w rządzie D. Tuska pozostaje zamierzenie przekonania Rosji i Niemiec do budowy alternatywnej (wobec Nord Stream), lądowej drogi transportu gazu ziemnego do Niemiec przez kraje bałtyckie i Polskę – tzw. projekt Amber³³. Prawdopodobieństwo, że któreś z tych państw zgodzi się na realizację takiego projektu jest praktycznie żadne. Takiej inicjatywie, zgłoszonej przez Polskę, Estonię i Litwę (brak podpisu przedstawiciela rządu Łotwy ze względu na panujący tam kryzys polityczny) do Komisji Europejskiej w celu uzyskania współfinansowania, poparcia udzielają także inne kraje basenu Morza Bałtyckiego³⁴ – ze względu na konsekwencje, jakie może nieść za sobą budowa Nord Stream. Szwecja zażądała zmiany trasy Gazociągu Północnego, uznała bowiem za niedopuszczalne zatopienie 2,5 mln m sześć. kamieni w Zatoce Fińskiej w celu wyrównania dna morza pod gazociąg. Potępiono także prowadzenie gazociągu na terenach stanowiących obszary chronione, w tym znajdujących się w ramach programu Natura 2000³⁵. Są takie w okolicach Bornholmu, które inwestorzy wybrali, by uniknąć oceny inwestycji przez Polskę. Z kolei Estonia nie zgodziła się nawet na badania swoich wód do ewentualnego ułożenia rury. Swoje zastrzeżenia wyrażały i inne państwa regionu, np. Finlandia (ze względów ekologicznych – wyrównanie dna Bałtyku i wybrzeży Finlandii)³⁶, stąd konieczność dokonywania zmian w projekcie Nord Stream. Warto wskazać, jakie są jego źródła.

Gazociąg północnoeuropejski (bałtycki, Nord Stream)

Ze względu na realizację narodowej polityki energetycznej poszczególnych państw UE, niektóre z nich nie były gotowe uwzględniać szerszego kontekstu problematyki bezpieczeństwa energetycznego i wzięć pod uwagę sytua-

³² Tusk o bezpieczeństwie energetycznym i Gazociągu Północnym, www.onet.pl.

³³ A. Kublik, Czy rząd Tuska rozplanuje gazociąg wokół Polski?, www.gazeta.pl.

³⁴ A. Kublik, Tusk ma szansę wywalczyć gazociąg przez Polskę, www.gazeta.pl.

³⁵ A. Kublik, Szwecja opóźnia gazociąg Nord Stream przez Bałtyk, www.gazeta.pl.

³⁶ Finowie zastopują budowę gazociągu północnego, www.gazownictwo.wnp.pl.

cji innych państw członkowskich. Gazociąg północnoeuropejski w sposób znaczący wpływa na stan bezpieczeństwa energetycznego Polski. Biegając pod powierzchnią Morza Bałtyckiego i omijając terytorium lądowe Polski sprawia, że traci ona atut, którym jest położenie na trasie tranzytowej z Rosji do Europy Zachodniej; w ten sposób stwarza możliwość odciążenia dostaw bez przerywania ich jednocześnie dla zachodniej części kontynentu. Zwiększa to możliwość zastosowania przez Rosję szantażu energetycznego wobec Polski i wynikających z tego konsekwencji. Opinia Polski nie została uwzględniona przez rządy Rosji i Niemiec, nie podjęto z nią nawet konsultacji, a projekt rozpoczęto w 2005 roku (symboliczny początek budowy na terytorium rosyjskim). Jednak nie tylko Polska była przeciwna tej inicjatywie. Swoje zastrzeżenia wyrażały także państwa bałtyckie, szczególnie wskazując na zagrożenia ekologiczne, oprócz już wymienionych, związane z jego realizacją, a dotyczące znacznych ilości broni chemicznej zatopionej w Morzu Bałtyckim³⁷. Ponadto trudno wskazać na powody ekonomiczne inwestycji, szacowanej na 10–12 mld dolarów (w 2005 roku), w sytuacji gdy alternatywne rozwiązania lądowe byłyby znacznie tańsze (np. Jamał II – około 2 mld dolarów). W związku z tym należy przyjąć, że projekt powstał przede wszystkim ze względów politycznych. Mimo protestów Polski zyskał uznanie UE poprzez umieszczenie w dokumentach związanych z transeuropejskimi sieciami energetycznymi. Przy tym można, że stało się to już w X 2000 roku, kiedy prezydent Francji J. Chirac, przewodniczący Komisji Europejskiej R. Prodi, J. Solana i prezydent Rosji W. Putin podpisali deklarację o strategicznym partnerstwie i współpracy krajów Unii z Federacją Rosyjską w dziedzinie energetyki³⁸. Projekt Gazociągu Północnego zyskał status projektu Transeuropean Network (dalej TEN)³⁹, a od XI 2002 roku traktowany był jako priorytetowy dla Europy i powinien zostać zaprezentowany Europejskiemu Bankowi Odbudowy i Rozwoju. Realizacja projektu uległa przyspieszeniu po Pomarańczowej Rewolucji na Ukrainie i pojawieniu się obaw zachodnich polityków dotyczących pewności dostaw do krajów tej części Europy. Z tego względu 8 IX 2005 roku w Berlinie (w obecności prezydenta W. Putina i kanclerza Niemiec G. Schrödera) przedstawiciele Gazpromu, E.ON – Ruhrgas i BASF podpisali umowę o budowie bałtyckiej magistrali gazowej.

³⁷ Szerzej o stanowiskach państw regionu: U. Gacek, *Po tamtej stronie Gazociągu Bałtyckiego – wspólne drogi do bezpiecznego zaopatrzenia energetycznego UE*, „Wokół Energetyki”, VI 2007, www.cire.pl.

³⁸ Tzw. pakt Prodiego, zobacz komentarze prasowe: *Partnerstwo energetyczne z Rosją*, www.abcn-net.com.pl.

³⁹ Program pomocowy, którego celem jest wspieranie rozwoju transeuropejskich sieci transportowych (TEN-T), energetycznych (TEN-E) oraz telekomunikacyjnych (e-TEN).

Mapa 6.1. Projekt przebiegu Gazociągu Północnego



Źródło: Project/Route, www.nord-stream.com.

Stworzono międzynarodową spółkę Nord Stream AG⁴⁰ (Gazprom – 51% udziałów, BASF i E.ON – Ruhrgas po 24,5%) zarejestrowaną w Szwajcarii i podlegającą przepisom tego kraju. Gazociąg ma liczyć około 1200 km długości i zacząć działać na wiosnę 2011 roku, początkowo transportując około 27,5 mld m sześć. gazu ziemnego, a w toku dalszych prac liczbę tę podwoi. Przewidywane są możliwości dostaw nie tylko do Niemiec, ale i Holandii, Wielkiej Brytanii, Czech i tych krajów bałtyckich, które chcą przystąpić do projektu. Koszt inwestycji oszacowano na około 5 mld euro, przy tym szacunki stale rosną, chociażby ze względu na ciągły brak ostatecznej trasy przebiegu. Ekspertsi przewidują, że mogą się zwiększyć nawet o 60%⁴¹. Nie przeszkadza to w zyskiwaniu przez inicjatorów budowy kolejnych uczestników spółki i tym samym w rozszerzaniu skali i podniesienia rangi projektu. Stało się tak 6 XI 2007 roku, kiedy to podczas wizyty holenderskiego premiera Jana Petera Balkenende w Rosji, prezesi Gazpromu i holenderskiego Gasunie podpisali umowę w sprawie udziału Holandii w budowie Gazociągu Północnego⁴². W uroczystości uczestniczył również W. Putin. Zgodnie z umową, Gazprom zachował 51% udziałów, ale poz-

⁴⁰ Zob. szerzej dane, *Nord Stream AG*, www.nord-stream.com.

⁴¹ *Rosn koszty rurociągu bałtyckiego*, www.gazownictwo.wnp.pl.

⁴² *Rosyjski Gazprom i holenderski Gasunie zawarły porozumienie w sprawie budowy Gazociągu Północnego*, www.money.pl.

stali akcjonariusze zmniejszyli swój udział do 20% (zatem o 4,5%), dzięki czemu Gasunie otrzymało 9% udziałów. Porozumienie przygotowywano przez rok i dzięki niemu istnieje realna możliwość przedłużenia gazociągu do Holandii a dalej do Wielkiej Brytanii. Holenderski koncern posiada bowiem jedną z największych sieci przesyłowych gazu w Europie – długości około 12 000 km, z rocznym przepływem około 95 mld m sześć. surowca⁴³. Udział w projekcie bałtyckim pozwoli może Holandii uzyskać status centrum dystrybucji gazu ziemnego na całą Europę Zachodnią.

Dzięki aktywnym staraniom rządu polskiego w VI 2006 roku udało się zapisać w konkluzjach prezydencji UE, że pełne wsparcie finansowe ze źródeł Wspólnoty mogą otrzymać tylko te projekty, które zapewniają przestrzeganie zasad ochrony środowiska, otwierają nowe drogi dostaw surowców, prowadzą więc do dywersyfikacji i są korzystne dla wszystkich państw członkowskich. Co nie oznacza, że projekt Nord Stream przestał by firmowany przez UE, podtrzymano bowiem jego priorytetowy status w ramach TEN. Rząd PiS podejmował działania mające na celu zablokowanie inwestycji, wskazując na błędy w dostarczonych przez Nord Stream materiałach na temat budowy: m.in. przebieg gazociągu przez polską Wyłączną Strefę Ekonomiczną (Exclusive Economic Zone, EEZ) oraz zagrożenia ekologiczne. Spór z konsorcjum ilustruje bogata korespondencja⁴⁴, w której strona polska posługuje się m.in. argumentem o konieczności przestrzegania Konwencji z Espoo z 1991 roku (gdy inwestycja przebiega przez co najmniej 2 strefy EEZ, inwestor jest zobowiązany uczestniczyć w procedurze „Oceny oddziaływania na środowisko”). W efekcie Nord Stream zdecydował o zmianie trasy gazociągu i przeniesieniu jej bardziej na północ, by ominąć wskazany przez Polskę odcinek.

Rząd D. Tuska nie zmienił całkowicie polskiego stanowiska wobec budowy Gazociągu Północnego. Sprzeciw zaprezentowany w exposé premiera Tuska potwierdził na koniec XI 2007 roku minister obrony narodowej B. Klich, uczestniczący w krakowskiej konferencji na temat bezpieczeństwa energetycznego⁴⁵. Podkreślał, że podczas przygotowywania projektu nie brano pod uwagę polskich interesów, jako kraju tranzytowego i uzależnionego od importu gazu ziemnego z Rosji. D. Tusk w kontekście stanowiska Niemiec i chęci jego zmiany, ocenił projekt następująco: „To była zła de-

⁴³ *Gasunie*, www.nvnederlandsegasunie.nl.

⁴⁴ J. Balcewicz, *Co załatwi nowy premier w Moskwie i Berlinie? Gazocię g Północny przed weryfikacją?*, „Energia Gigawat”, XII 2007, s. 4–5; www.cire.pl.

⁴⁵ *Nowy rząd negatywnie ocenia gazocię g bałtycki*, www.gazownictwo.wnp.pl.

cyzja. Dzisiaj to dziedzictwo, skutek złych decyzji poprzedniego kanclerza, staje się poważnym problemem nie dla Polski, ale Niemiec. Ten projekt nie był dobrze przygotowany i mam nadzieję, odbieram takie sygnały [...], że w najbliższym czasie gospodarze będą skłonni do głębokiej korekty⁴⁶. Jednak szybko okazało się, że Niemcy nie zamierzają wycofywać się z projektu i nadzieje polskich polityków w tym względzie okazały się płonne, o czym przekonał się D. Tusk podczas wizyty w Berlinie 11 XII 2007 roku⁴⁷. Po powrocie, na pytanie, czy chce, żeby Polska przyłączyła się do budowy gazociągu, odpowiedział: „Nie, mówiłem bardzo wyraźnie, że uznajemy pomysł Gazociągu Północnego biegnącego na dnie Bałtyku za pomysł irracjonalny i bez żadnego ekonomicznego uzasadnienia [...]. To nie jest tak, że ja pojedę i w ciągu pół godziny wytłumaczę, że mają odstąpić od przedsięwzięcia, które w dodatku w dużej mierze jest przedsięwzięciem prywatnym, dotyczącym firm, a nie państw⁴⁸”. Podkreślał potrzebę podjęcia rozmów z zainteresowanymi, w tym z Rosją. Szczególnie akcentował to wicepremier i minister gospodarki W. Pawlak, który deklarował chęć rozmów na ten temat i możliwość szukania porozumienia pomiędzy Polską a zainteresowanymi stronami. Przy tym jako najlepsze rozwiązanie wskazywał wspomniany już projekt Amber⁴⁹.

Pamięta bowiem trzeba, że Nord Stream jest niekorzystny dla Polski i krajów bałtyckich nie tylko ze względów politycznych (szantaż energetyczny), ale i ekonomicznych (ze względu na możliwości tranzytowe i korzyści związane z opłatami z tego wynikającymi). Przed wizytą w Moskwie, we wspomnianym już wywiadzie D. Tusk, jak się wydaje, ostatecznie określił stanowisko Polski wobec budowy Gazociągu Północnego stwierdzając: „Polska oczywiście nie może zablokować, zatrzymać tej inwestycji, ale na pewno nie będzie w niej uczestniczyć. Gazociąg bałtycki nie zyska polskiej akceptacji, ale decyzje Rosja będzie podejmowała by może nie uwzględniając naszej opinii. Pozostanie pytanie, po co budować dwu- lub trzykrotnie droższy gazociąg, ale to jest pytanie, które muszą sobie postawić inwestorzy. Wydaje się, że wszyscy na tym tracą⁵⁰”. Te argumenty nie przekonały strony rosyjskiej, co potwierdziły efekty rozmów polsko-rosyjskich, odbytych 8 II 2008 roku w Moskwie. Jak oświadczył D. Tusk: „W sprawie Nord Streamu i gazociągu Amber Rosjanie informowali, że są mocno zdetermi-

⁴⁶ E. Snowacka, *Gazociąg Północny wspólnym europejskim przedsięwzięciem?*, www.gielda.wp.pl.

⁴⁷ *Tusk po spotkaniu z kanclerz Merkel: Nie będzie tematów tabu*, www.gazeta.pl.

⁴⁸ *Tusk: Dajcie mi się rozpedzi w sprawie Gazociągu Północnego*, www.gazownictwo.wnp.pl.

⁴⁹ *Czy Polska zniechęci Europę do bałtyckiej rury?*, www.gazownictwo.wnp.pl.

⁵⁰ *Tusk o bezpieczeństwie energetycznym i Gazociągu Północnym*, www.onet.pl.

nowani, aby gazociąg Nord Stream, a więc tzw. rura bałtycka, był realizowany [...]. Nasze stanowiska pozostały rozbieżne, co nie znaczy, że jakkolwiek ze stron chciałyby dramatyzować ten stan rzeczy”⁵¹. Interesy obu krajów w tej sprawie nie są możliwe do pogodzenia, stąd możliwość porozumienia jest niezwykle mała. Syntetycznie rzecz ujmując, porozumienie wykluczają następujące argumenty, przytaczane przez zwolenników i przeciwników budowy Gazociągu Bałtyckiego:

- bezpośredni, długoterminowy dostęp państw Europy Zachodniej do rosyjskich źródeł gazu ziemnego, zwiększający bezpieczeństwo energetyczne państw UE,
- ominięcie niepewnych pośredników (Białoruś i Ukraina), przy możliwości budowy łącznika gazociągu do Polski (z obszaru Niemiec),
- znaczne koszty inwestycji, przewyższające alternatywę lądową (gazociąg Amber),
- utrata opłat tranzytowych,
- negatywne następstwa ekologiczne dla całego regionu Morza Bałtyckiego,
- spory wewnątrz UE, ponieważ jej członkowie posiadają inne interesy narodowe związane z tym projektem.

Jamał II

Gazociąg Jamał powstał na podstawie umowy podpisanej z Rosją w 1993 roku, zawierającej zapis o możliwym transporcie gazu w wysokości około 65 mld m sześć. w razie budowy dwóch jego nitek. Ewentualna budowa drugiej nitki Jamał–Europa II byłaby technicznie i ekonomicznie rozwiązaniem optymalnym (tanim i łatwym do zrealizowania). Nie zwiększyłyby to jednak bezpieczeństwa energetycznego Polski, ponieważ gaz płynąłby z kierunku rosyjskiego. Dodatkowo zagrożone byłoby bezpieczeństwo energetyczne Ukrainy, ponieważ jego budowa pozwoliłaby odciąć dostawy dla tego państwa bez uszczerbku dla kolejnych kontrahentów. W myśl partnerstwa strategicznego i polskich interesów związanych ze wspieraniem proeuropejskich i atlantyckich zmian na Ukrainie, jest to opcja nie do przyjęcia. Przykładem działań wspierających Ukrainę było nieudzielenie przez rząd J. Buzka zgody na budowę gazociągu na Słowację, co zaproponował Gazprom w 1999 roku. Dlatego rząd PiS nie popierał tej inicjatywy i wskazywał, że UE także nie powinna traktować tego projektu w sposób priorytetowy bo zapewniający bezpieczeństwo energetyczne państwom człon-

⁵¹ Tusk: stanowiska Polski i Rosji w sprawie gazociągu pozostały rozbieżne, www.gazownictwo.wnp.pl.

kowskim. Również Rosja uznała takie przedsięwzięcie za nieuzasadnione⁵², bowiem byłoby niezgodne z jej polityką omińnięcia państw Europy środkowo-Wschodniej i stworzenia możliwości wywierania na nie nacisku bez zagrożenia dostaw dla krajów Europy Zachodniej.

Mapa 6.2. Przebieg gazociągu Jamał



Źródło: www.robortamsterdam.com/yamal.gif.

Nabucco

Projekt gazociągu zapewniający dostawy gazu ziemnego z Morza Kaspijskiego i Iranu do krajów europejskich jest korzystny dla Polski. Należałoby jednak włożyć własny wkład w przedłużenie go z Austrii do Czech i Niemiec i polskiej granicy⁵³. Nabucco ma zostać wybudowany przez konsorcjum 5 firm pochodzących z Austrii, Węgier, Turcji, Bułgarii i Rumunii, które utworzyły na tę okoliczność w 2004 roku spółkę Nabucco Gas Pipeline International Ltd⁵⁴. Każda z firm ma w niej 20% udziałów. Inwestycja ma być ponadto częściowo finansowana z funduszy unijnych TEN-e, a jej koszt sięgnie

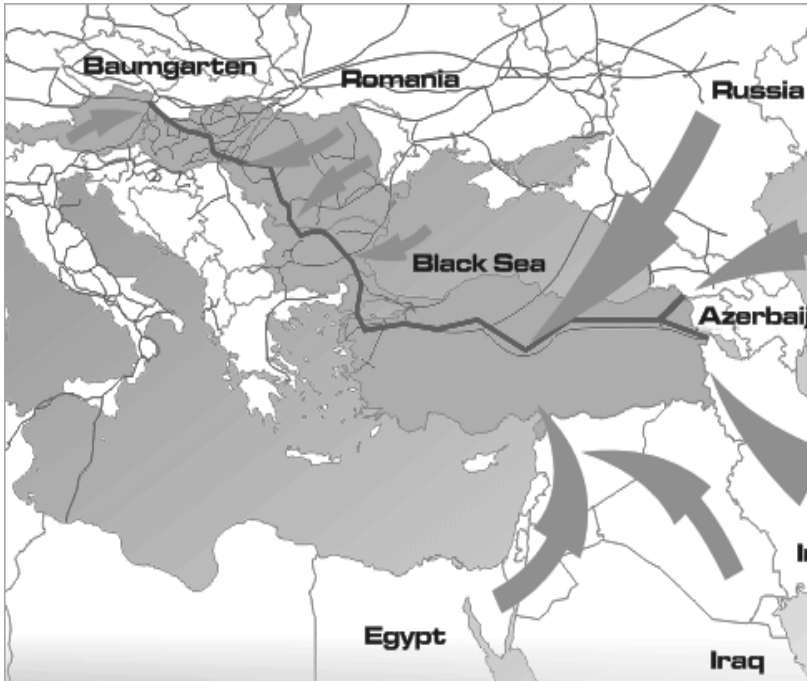
⁵² „Gigawat Energia” 2007, nr 11, www.gigawat.net.pl.

⁵³ Bezpieczeństwo energetyczne..., s. 22.

⁵⁴ Zob. szerzej dane: *Nabucco gas Pipeline International Ltd*, www.nabucco-pipeline.com.

5 mld euro. Pozwoli to na budowę 3300 km gazociągu o możliwościach transportowych około 30 mld m sześć. gazu na rok. Realizacja projektu pozwoli na otwarcie nowej drogi przepływu gazu do Europy (z Morza Kaspijskiego i Bliskiego Wschodu), podniesie pozycję krajów uczestniczących w projekcie i zwiększy ich bezpieczeństwo energetyczne, wniesie też wkład w bezpieczeństwo energetyczne Europy. Taką szansę ma też Polska, gdyby zdecydowała się na budowę potrzebnego odcinka prowadzącego z Austrii do jej granicy. Jednak istotne jest, by istniały gwarancje, że surowiec nie będzie pośrednio kontrolowany przez Rosję poprzez firmy dystrybucyjne wykupione przez Gazprom, ani nie będzie pochodził z tego kierunku. Wydaje się, że jest to ważne także dla krajów uczestniczących w projekcie, w znacznej mierze uzależnionych od dostaw gazu z Rosji i chcących poprzez Nabucco je zdywersyfikować. Ważna jest również stabilność krajów, z których pochodziłyby dostawy, a w chwili obecnej jest ona w wielu wypadkach niepewna. W takiej sytuacji praktyczna dywersyfikacja dostaw nie byłaby możliwa.

Mapa 6.3. Potencjalne kierunki dostaw i trasa gazociągu Nabucco



Źródło: *Markets/sources for Nabucco*, www.nabucco-pipeline.com.

Rosja stara się przeciwdziałać powstaniu alternatywnego gazociągu promując projekt South Stream prowadzący przez Morze Czarne i połączony z Blue Stream Pipeline (Błękitny Potok), by w ten sposób doprowadzić surowiec od strony południowej do krajów UE. Przygotowaniem budowy South Stream ma się zająć rosyjsko-włoska spółka powołana w obecności W. Putina i R. Prodiego 22 XI 2007 roku⁵⁵. Pierwsze dostawy miałyby być zrealizowane w 2013 roku. Budowa tego gazociągu wraz z realizacją Gazociągu Północnego oznaczałaby długoletnie uzależnienia Europy od rosyjskich dostaw surowca.

Kolejnym przykładem na skuteczność działań Rosji na rzecz podważenia zasadności budowy Nabucco, są umowy zawarte 18 I 2008 roku pomiędzy Bułgarią i Rosją o łącznej wartości ponad 5,3 mld euro, w ramach których znalazł się zapis o udziale Bułgarii w South Stream⁵⁶. Ceremonia odbyła się podczas wizyty W. Putina w Sofii. Dzięki udziałowi w projekcie Bułgaria ma otrzymywać rocznie ok. 300 mln dolarów tytułem opłat tranzytowych. Ponadto Rosja zbuduje Bułgarom drugą elektrownię atomową oraz rozpocznie wspólną budowę ropociągu z Bułgarii do Grecji (udział w tym przedsięwzięciu wezmą też Grecy). Rosjanie odnieśli sukces także w wypadku Węgier. 28 II 2008 roku państwo to przystąpiło do projektu South Stream poprzez podpisanie na Kremlu dwustronnego porozumienia międzyrządowego⁵⁷. Na jego mocy przez węgierski odcinek gazociągu należący do spółki, w której Gazprom i jej węgierski partner będą posiadać po 50% udziałów, ma przepływać 10 mld m sześć. gazu rocznie. W firmie tej (będzie zarejestrowana na Węgrzech) Węgry będą reprezentowane przez firmę w 100% stanowiącą własność skarbu państwa. Umowa mówi także o zbudowaniu na terytorium węgierskim podziemnego magazynu gazu o pojemności 1 mld m sześć. W ten sposób projekt Nabucco został ponownie podważony, mimo, że Węgry są przecież członkiem UE. Premier F. Gyurscany podkreślił, że poprzez tę decyzję jego rząd nie troszczy się tylko o interesy własne, ale i innych członków UE. Jednak w kontekście uczestnictwa w konkurencyjnym do Nabucco projekcie, w ramach którego do Europy trafił będzie surowiec rosyjski, słowa te pozostają nic nie znaczące. Potwierdzenie tego znaleźć można w przytoczonej wypowiedzi węgierskiego premiera, którą trudno uznać za poważne uzasadnienie podjętej decyzji: „Byliście szybsi [...]. Pragniemy, aby było więcej konkurencji. Troszczymy się o europejski rynek energetyczny”⁵⁸.

⁵⁵ *Gazprom – Eni joint statement on South Stream*, www.energypublisher.com.

⁵⁶ *Bułgaria będzie uczestniczyła w budowie gazociągu South Stream*, www.gazownictwo.wnp.pl.

⁵⁷ *Węgry przylczyły się do projektu South Stream*, www.gazownictwo.wnp.pl.

⁵⁸ *Ibidem*.

Gazociąg Sarmacki

Planowany wstępnie w 2005 roku w celu sprowadzania surowca z regionu Morza Kaspijskiego przez Gruzję, Armenię, pod Morzem Czarnym lub jego brzegiem (pod warunkiem zgody Rosji) i Ukrainę do Polski. Jednak ze względu na brak zgody Moskwy oraz problemy Ukrainy i kłopoty ze znalezieniem inwestorów, pozostał on jedynie w planach i zastąpiono go projektem Nabucco.

Terminal skroplonego gazu ziemnego (LNG)

Ma by środkiem pozwalającym Polsce na dywersyfikację dostaw gazu ziemnego poprzez umożliwienie jego sprowadzania drogą morską. Tym bardziej, że handel gazem w ten sposób będzie się szybko rozwijał, a w 2005 roku obrót nim w tej formie wynosił około 25% światowego handlu gazem. Istnieje wielu jego producentów w tak różnych kierunkach, jak Bliiski Wschód, Ameryka Południowa czy Europa (Norwegia, ewentualnie zamiast gazociągu). Pozwala to także na uniknięcie uzależnienia od jednego producenta tego typu gazu, jednak na rynku światowym istnieje przewaga popytu nad podażą LNG. Konieczna jest przy tym inwestycja w instalację i jej długotrwała budowa (około 4 lat ze względu na popyt na takie konstrukcje, np. w Indiach i Chinach) oraz zakup statków do przewozu surowca. Łączny szacunkowy koszt inwestycji wynosi 1,1 mld dolarów⁵⁹. Państwa sprzedające opowiadają się ponadto za podpisywaniem kontraktów długoterminowych z odbiorcami ze względu na wysokie koszty skraplania gazu. W ten sposób zalety tego rozwiązania dla dywersyfikacji się zmniejszają. Zanim można zbudowa tego typu instalację należy mie zapewniony surowiec, a więc podpisaną umowę z producentem. Rosja podejmuje też działania, które mają zdominowa także ten rynek obrotu gazem, np. przygotowała największy na świecie projekt wykorzystania gazu skroplonego, mający się rozpoczą w 2015 roku na rosyjskich polach Sztokman.

Podjmując konkretne działania na rzecz budowy instalacji, w X 2005 roku PGNiG rozpiśało przetarg na realizację studium wykonalności terminalu LNG. Zostało ono wykonane przez konsorcjum firm, w skład którego weszły m.in. PwC Polska sp. z o.o. i PricewaterhouseCoopers LLP. Uwzględniano w nim dwie lokalizacje – Gdańsk i winoujście, oraz analizy zapotrzebowania na gaz, pozyskania i handlu LNG, jego transportu, a także analizy techniczne, finansowe i organizacyjne. Spodziewano się, że w wypadku Gdańska będą niższe koszty budowy, tym bardziej, że były już gotowe wstępne plany jeszcze z połowy lat

⁵⁹ *Bezpiecze stwo energetyczne...*, s. 22.

90., dotyczące tego typu inwestycji w Porcie Północnym. Czas budowy szacowano wtedy na 3–4 lata, a jej koszt na około 500 mln dolarów⁶⁰. Jednak zarząd PGNiG po przeanalizowaniu studium zdecydował 15 XII 2006 roku o wyborze winoujścia, ze względu na m.in.⁶¹: szybszą i łatwiejszą drogę uzyskania terenów pod inwestycję (są własnością portu, gminy oraz nadleśnictwa i pozostają wolne od praw osób trzecich), dobry dostęp do infrastruktury technicznej, krótszą drogę transportu oraz bliskość zakładów przemysłowych o dużym zapotrzebowaniu na gaz. Decyzja ta pozwoliła na przejście do fazy projektowo-wdrożeniowej, obejmującej m.in.: przygotowanie procesu inwestycyjnego (przetarg na projekt techniczny), przeprowadzenie negocjacji i podpisanie kontraktów na dostawy LNG i uzyskanie wszelkich pozwoleń. Ostatecznie 9 I 2008 roku powołano spółkę Polskie LNG, zależną od PGNiG (stworzona przez PGNiG w IV 2007 roku, firma objęła w niej 100% udziałów za 28 mln złotych), która podpisała umowę z firmą SNC Lavalin – zwycięzcą przetargu na projekt terminalu regazyfikacyjnego LNG w winoujściu⁶². Zadaniem tej firmy będzie zaprojektowanie kompletnej instalacji rozładunku i regazyfikacji oraz uzyskanie pozwolenia na budowę w ciągu 9 miesięcy. Przetarg na wykonawcę budowy powinien zostać rozpisany na koniec 2008 roku, a zwycięzca wyłoniony w roku następnym. Oznacza to, że pierwsze dostawy gazu mogłyby trafić do winoujścia pod koniec 2011 roku. Początkowo będzie to ok. 2,5 mld m sześć. gazu, później do 5 mld, a ostatecznie 7,5 mld. Nieznane jest jeszcze źródło pochodzenia surowca, chociaż istnieje duże prawdopodobieństwo, że będzie pochodził z Algierii. Koszt całości inwestycji oszacowano na ok. 450 mln euro, z czego około 300 mln przekaże PGNiG, a reszta pozyskana zostanie z rynków finansowych. PGNiG podkreśla, że decyzja dotycząca lokalizacji jest ostateczna i inwestycja ma uzasadnienie ekonomiczne, w związku z tym rząd nie może jej zmienić. Rząd PiS popierał tę inicjatywę i można przyjąć, że rząd PO nie zmienił stanowiska państwa w kwestii budowy terminalu LNG, mimo wyboru innej lokalizacji niż Gdańsk.

Z zaprezentowanych informacji i komentarzy na temat zapewnienia zaopatrzenia w gaz ziemny dla Polski można wyciągnąć kilka wniosków:

- dywersyfikacja źródeł dostaw gazu ziemnego powinna być priorytetem polityki bezpieczeństwa energetycznego państwa, konieczna jest przy

⁶⁰ Zob. szerzej: M. Gołębiowska, *Polski terminal LNG: przymiarki i kryzysy*, „Nowy Przemysł” 2005, nr 11; www.gazownictwo.wnp.pl.

⁶¹ Zob. szerzej: PGNiG na temat inwestycji w LNG: www.pgnig.pl/plng; *Terminal LNG w winoujściu*, „Gigawat Energia” 2007, nr 1, www.gigawat.net.pl.

⁶² P. Apanowicz, *Kanadyjczycy zaprojektują terminal LNG; Przetarg na budowę terminalu LNG pod koniec roku; Terminal LNG w połowie ze środków własnych; Trzech potencjalnych dostawców LNG*, www.gazownictwo.wnp.pl.

tym strategiczna wizja działań. Wydaje się, że rząd PO dostrzega taką konieczność, o czym świadczą np. słowa D. Tuska: „Na pewno dwie rzeczy: możliwie tani gaz i możliwie pewne dostawy gazu, to są istotne kryteria, i tzw. dywersyfikacja. Na razie na poziomie naszych starań w UE uzyskaliśmy niezłe efekty i mówię tu także o poprzednikach”⁶³,

- konieczne są intensywne działania na rzecz wspólnotowego podejścia do problemu bezpieczeństwa energetycznego, a nie pozostawianie tej kwestii tylko politykom narodowym (zob. punkt 3); przy tym należy pamiętać, że bezpieczeństwo musi kosztować i uwzględniać to w dokonywanych rachunkach ekonomicznych,

- rząd musi podjąć strategiczną decyzję dotyczącą zwiększenia eksploatacji polskich złóż gazu ziemnego (ich zasobność jest stale podnoszona po kolejnych badaniach) lub traktowania ich jako rezerwy strategicznej państwa i wykorzystywaniu na niezmiennym lub nieco wyższym poziomie. Dla przykładu, wiceminister gospodarki w 2005 roku oświadczył, że w Polsce można udokumentować złoża od 640 mld m sześć. gazu do biliona 240 mld m sześć., co oznaczałoby ogromne możliwości związane z zaspokojeniem krajowych potrzeb⁶⁴,

- w ramach poszukiwania nowych kierunków dostaw należy wyciągnąć wnioski z nieudanej próby zablokowania budowy Gazociągu Północnego i podjąć działania włączające Polskę w projekt (co proponują niektórzy eksperci, np. profesor Stanisław Rychlicki, który stwierdził: „Gazociąg Północny tak czy owak, wcześniej czy później powstanie, więc zamiast boczyc się na tę ideę, należałoby się do niej przyłączyć”⁶⁵) lub w ramach szerokiej koalicji państw zainteresowanych (przede wszystkim bałtyckich) przedstawić i promować w UE rozwiązanie alternatywne,

- biorąc pod uwagę rachunek ekonomiczny i kwestie ochrony środowiska naturalnego, należy wspierać projekty Skaned/Baltic Pipe oraz budowę terminalu LNG, dzięki czemu w perspektywie kilku lat możliwa byłaby dywersyfikacja źródeł dostaw,

- konieczna jest rozbudowa krajowej infrastruktury i tworzenie łączników z systemem gazowym Europy Zachodniej (przez Niemcy). Przykładem może być przeznaczenie około 500 mln euro ze środków UE na rozbudowę podziemnego magazynu gazu w Wierzchowicach w województwie dolnośląskim. Jego docelowa pojemność, wg PGNiG, ma wynieść około 3,6 mld m sześć. gazu, podobne magazyny mają powstać w Kosakowie i Strachocinie⁶⁶.

⁶³ Tusk: *Dajcie mi się rozpędzić w sprawie Gazociągu Północnego*, www.gazownictwo.wnp.pl.

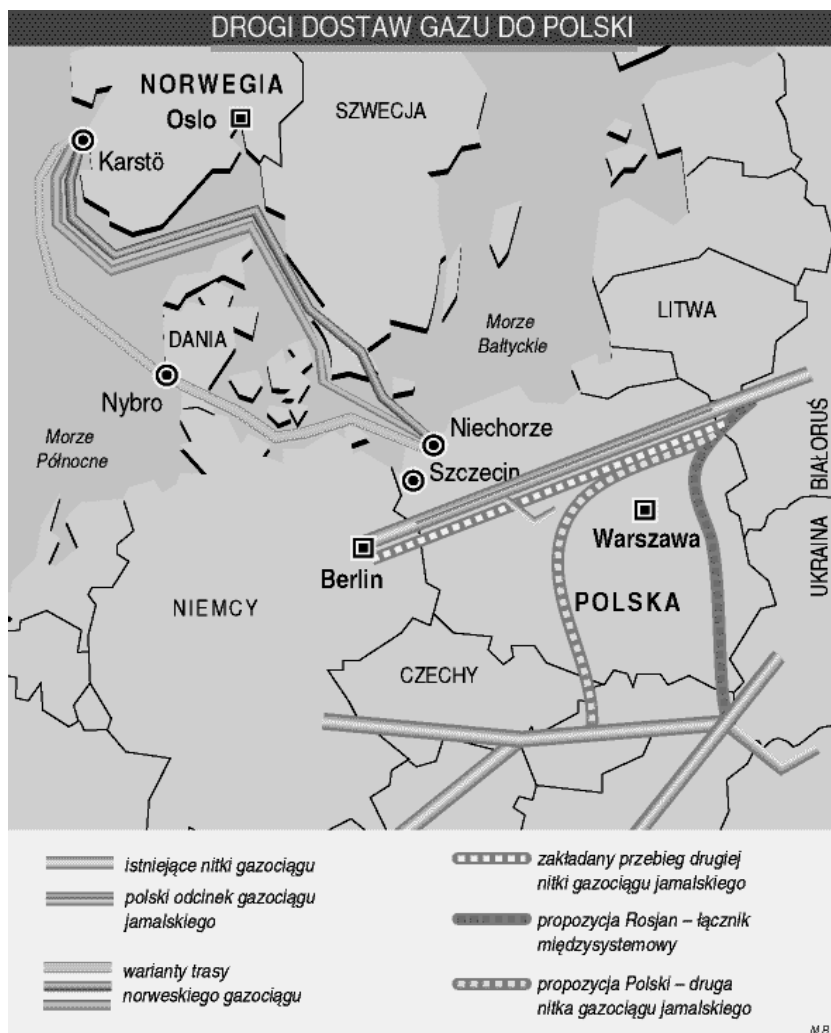
⁶⁴ J. Rolicki, *Korzystajmy z naszego gazu*, www.trybuna.pl.

⁶⁵ J. Balcewicz, *Co załatwi nowy premier...*, s. 2.

⁶⁶ *Magazyn gazu w Wierzchowicach będzie rozbudowany*, www.gazeta.pl.

Graficznym podsumowaniem zagadnienia jest poniższa mapa.

Mapa 6.4. Możliwe drogi dostaw gazu ziemnego do Polski



Źródło: www.rzeczpospolita.pl/tematy/gaz/duzamapa.gif (dostęp 20 I 2008).

6.2.2. Rozgrywka o ropę naftową

Mimo lepszej sytuacji Polski w wypadku dostępu do ropy naftowej, również i dostawy tego surowca powinny zostać dywersyfikowane, toteż władze podjęły w tym celu określone działania.

Naftoport

Stanowi możliwość do wykorzystania środków dywersyfikacji dostaw ropy naftowej przez transport drogą morską do Gdańska. Jednak ze względu na wyższy koszt sprowadzanej ropy w porównaniu z tą sprowadzaną z Rosji oraz zagrożenia ekologiczne związane z ruchem tankowców, stanowi on tylko potencjalną alternatywę do wykorzystania w razie problemów z dostawami rosyjskimi. Jego możliwości przeładunkowe są prawie dwukrotnie większe niż roczne zapotrzebowanie na ropę. Stąd m.in. akcentowane wcześniej opinie, że w wypadku ropy naftowej uzależnienie Polski od Rosji jest mniejsze niż w przypadku gazu ziemnego. Należy jednak uwzględnić, że ze względu na stan techniczny rurociągów przechodzących przez terytorium Rosji i Białorusi, jak i ze względów politycznych, może nastąpić wstrzymanie dostaw surowca z tego kierunku. Wtedy rola naftoportu byłaby dla Polski decydująca. Co istotne, również Rosja buduje instalacje mające jej służyć do transportu ropy drogą morską np. naftoport w Primorsku⁶⁷. Ma to pozwolić nie tylko na sprzedaż rosyjskiej ropy na jeszcze większą skalę, ale i uniezależnienie się od krajów tranzytowych, tak samo jak w przypadku gazu ziemnego.

Prace tego typu nabrały tempa po konflikcie Rosji z Białorusią, przez który do rafinerii w Polsce i Niemczech surowiec nie docierał. Rosjanie starają się wyeliminować tego typu zależność od krajów tranzytowych, tak by nie mogły one stawiać jej warunków i nie istniało ryzyko czasowego zatrzymania wydobycia, które trudno byłoby wznowić, i by odbiorcy na zachodzie Europy nie mieli obaw przed odcięciem dostaw. Rosja planuje więc budowę ropociągu Uniecha–Primorsk, co może oznaczać, że ropa pompowana ropociągiem Przyjaźń (dzięki któremu dociera do Polski) zacznie płynąć do Primorska⁶⁸. Koszt inwestycji szacowany jest na ok. 2 mld dolarów. Rurociąg długości 1200 km pozwalałby na dostarczenie syberyjskiej ropy do terminala przeładunkowego na Bałtyku. Obecnie zdolności przeładunkowe terminalu w Primorsku sięgają 75 mln ton ropy rocznie, a do-

⁶⁷ D. Malinowski, *Którędy popłynie ropa?*, „Nowy Przemysł” 2007, nr 10, www.naf.a.wnp.pl.

⁶⁸ P. Apanowicz, *Ruroci g Przyjaźnia przyszło?*, www.naf.a.wnp.pl.

celowo miałyby zostać podwojone. Oznacza to, że rurociąg Przyjaźń, pompujący ok. 80 mln ton ropy rocznie, miałby alternatywę. Problemem Rosjan może być jednak wywożenie ropy poza Bałtyk, ze względu na ograniczone rozmiary tankowców, które mogą przechodzić przez Cieśninę Duńską. Należy jednak uwzględnić, że poprzez tę inwestycję (jeśli ostatecznie dojdzie do skutku) lądowe źródło zaopatrzenia w ropę przestanie istnieć. Nafoport w Gdańsku posiada wystarczające zdolności przeładunkowe, by wypełnić tę lukę. Przy tym niekoniecznie musi on odbierać surowiec z innego kierunku, a pozostać przy rosyjskim dostarczaniem drogą morską. Może on także obsługiwać nawet największe tankowce (np. w 2003 roku zawinął do Nafoportu 300-tysięcznik o nazwie „Front Chief” o długości 334 m i szerokości 58 m, był to największy tankowiec, który do tego czasu obsłużono w portach Morza Bałtyckiego⁶⁹). Problemem może być tylko skierowanie ropy do rafinerii w Płocku, ponieważ możliwości rurociągu (rurociąg Pomorski) są ograniczone. Konieczna jest zatem rozbudowa tej części infrastruktury. Przystąpienie do importu drogą morską mogłoby oznaczać, że Polska z naturalnych powodów przestanie być uzależniona od dostaw ropy z Rosji, bowiem wybór sprzedawcy będzie zależny tylko od ceny. W ten sposób możliwa byłaby dywersyfikacja dostaw. Nie byłoby więc problemem, by w przypadku wstrzymania dostaw rurociągiem Przyjaźń rozbudowa przepustowości Nafoportu z 30 do 50 mln ton, co uwzględniła Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych (PERN)⁷⁰. Wraz ze Skarbem Państwa posiada ono od 2005 roku większościowy pakiet udziałów w spółce⁷¹. Co jednak z alternatywą lądową?

Rurociąg Odessa–Brody–(Płock)

Dzięki staraniom Polski uznano ten projekt za jeden z priorytetowych w ramach UE i w 2006 roku trwały prace ekspertów unijnych dotyczące jego oceny. Polska widzi w nim szansę na zróżnicowanie źródeł dostaw ropy naftowej, ponieważ jest możliwość przedłużenia istniejącego rurociągu Odessa–Brody do Płocka. Nie istniały jednak i nadal nie istnieją gwarancje zapewniające surowiec dla tego ropociągu. Niezbędna jest infrastruktura w krajach tranzytowych, szczególnie w Gruzji, pozwalająca ominąć Rosję. Ponadto polskie rafinerie musiałyby zostać zmodernizowane na potrzebę przerobu lepszej gatunkowo ropy niż rosyjska. Na blokowaniu tej inicjatywy ze względu na własne interesy zależy Rosji. Jak w takim

⁶⁹ Przedsiębiorstwo Przeładunku Paliw Płynnych Nafoport sp. z o.o., www.nafoport.pl.

⁷⁰ P. Apanowicz, *Nafoport ma na rozbudowę do 50 mln ton*, www.naf.a.wnp.pl.

⁷¹ Przedsiębiorstwo Przeładunku Paliw Płynnych...

razie polski rząd starał się zrealizować tę inicjatywę? Sporą aktywność w tej kwestii wykazywał prezydent L. Kaczyński, który próbował doprowadzić do realizacji omawianego projektu.

Możliwość pozyskania ropy naftowej z rejonu Morza Kaspijskiego wymaga współpracy Polski, Ukrainy, Gruzji, Azerbejdżanu i Kazachstanu. Ze względu na interesy bezpieczeństwa energetycznego, do tych państw dołączyła też Litwa. Jednak to przede wszystkim zgodność państw regionu Morza Kaspijskiego pozwoli na transport kazachskiej ropy naftowej tankowcami do Baku, dalej rurociągami do terminali w Gruzji, a stamtąd na Ukrainę i dopiero wtedy rurociągiem Odessa–Brody (długości 675 km, wybudowanym w latach 1996–2001 za około 100 mln dolarów), przedłużonym do Gdańska, zapewniając tym samym surowiec polskim rafineriom. Koszt inwestycji oszacowano na około 400 mln dolarów. Niestety, nie udało się nakłonić Kazachstanu do zapewnienia dostaw surowca, bowiem prezydent Nursułtan Nazarbajew podczas wizyty L. Kaczyńskiego oświadczył, że w projekt Odessa–Brody–Gdańsk należy włączyć Rosję⁷². Był to efekt rozmów, które odbywały się w tym samym czasie z premierem Rosji Michaiłem Fradkowem. Kolejny raz dyplomacja rosyjska pokazała więc swoją siłę. Oznaczało to dla Polski, że nie dojdzie do faktycznej dywersyfikacji dostaw i w tym aspekcie projekt nie ma sensu. Mimo to L. Kaczyński postanowił kontynuować rozmowy i zaprosił prezydenta Kazachstanu na zaplanowany na 11–12 V 2007 roku szczyt energetyczny w Krakowie. Obok niego w szczyście uczestniczyli prezydenci Ukrainy, Gruzji, Azerbejdżanu i Litwy – państw, z którymi współpraca w projekcie jest nieodzowna. I tym razem dyplomacja rosyjska okazała się skuteczniejsza, bowiem W. Putin w tym samym czasie zaproponował spotkanie przywódcom Kazachstanu i Turkmenistanu, dotyczące m.in. budowy nowego gazociągu i umów w sprawie dostaw gazu⁷³. W ten sposób na szczyt w Krakowie nie przybył N. Nazarbajew, a jedynie jego przedstawiciel Lyazzat Kiinov, spotkanie w Polsce miało więc niższą rangę i nie zapadły na nim żadne kluczowe decyzje. Zdecydowano się tylko na stworzenie międzynarodowej grupy roboczej do spraw energetyki, która miałaby przygotować plan zapewnienia zainteresowanym państwom dostaw surowców energetycznych i wprowadziłaby zasadę solidarności energetycznej⁷⁴. Uzgodniono także potrzebę powstania firmy mającej podjąć pracę nad przygotowaniem przedłużenia ropociągu Odessa–Brody do Gdańska. Miała ona nosić nazwę Nowa Sarmatia

⁷² Kazachski poker, „Wprost”, 8 IV 2007, s. 110.

⁷³ Porozumienie ws. gazociągu na turkmeńskim szczyście, www.gazeta.pl.

⁷⁴ Będzie międzynarodowa grupa ds. energetyki, www.gazeta.pl.

i udziały w niej powinny objąć wszystkie zainteresowane państwa. Podstawą jej powstania miała stać się spółka zarejestrowana pod nazwą MPR Sarmatia sp. z o.o.⁷⁵, której wyznaczono zadanie przeprowadzenia niezbędnych, technicznych oraz ekonomicznych i finansowych analiz możliwości realizacji projektu budowy ropociągu Odessa–Brody–Płock–Gdańsk. Udziały w niej posiadają PERN Przyjaźń SA (Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych) – 50% oraz Ukrtransnafta – 50%.

Decydujące o sukcesie projektu rozmowy miały odbyć się na kolejnym szczycie energetycznym w Wilnie. Miał on miejsce w dniach 10–11 X 2007 roku, a uczestniczyli w nim prezydenci Polski, Litwy, Azerbejdżanu, Gruzji i Ukrainy oraz Łotwy i Rumunii. Zatem ropa płynąca rurociągiem Odessa–Brody–Gdańsk może pochodzić na razie jedynie ze źródeł azerbejdżańskich, bowiem Kazachstan, pozostając pod wpływem Rosji, reprezentowany tylko przed przedstawiciela w randze ministra, nie przyłączył się do planu. Na szczycie zapewniano, że Azerbejdżan dysponuje wystarczającą ilością ropy naftowej, by pokryć zapotrzebowanie państw uczestniczących w projekcie. W związku z tym spotkanie zakończyło się podpisaniem umowy o współpracy w sektorze energetycznym oraz dotyczącej utworzenia konsorcjum Nowa Sarmatia i związanych z tym prac nad korytarzem transportowym dla ropy naftowej i gazu ziemnego. Zgodnie ze wcześniejszymi założeniami, do stworzonej wcześniej spółki Sarmatia, dołączyły azerski koncern Socar, gruziński GOGC i litewska firma Kłajpeda Nafta. Mówiono też o możliwości przedłużenia ropociągu z Polski na Litwę. Kolejne spotkanie zapowiedziano na 2008 rok, na Ukrainie. Do efektów szczytu zaliczyć należy także przedłużenie negocjacji między Polską a Litwą w sprawie utworzenia mostu energetycznego⁷⁶. Niektórzy komentatorzy podkreślali, że Polska zastosowała szantaż energetyczny. Strona polska uzależniła to bowiem od zgody na oczekiwany przez nią przydział mocy z planowanej nowej elektrowni jądrowej w Ignalinie, której budowa jest wspólnym projektem Polski i państw bałtyckich. Ze tego względu umowa dotycząca mostu energetycznego i budowy elektrowni nie została zawarta. Zapowiedziano, że stanie się to w ciągu najbliższych dni. Jednak podczas zorganizowanych rozmów przedstawicieli firm Lietuvos Energija (Litwa), Latvenergo (Łotwa), Eesti Energia (Estonia) i Polskie Sieci Elektroenergetyczne, biorących udział w projekcie, a dotyczących warunków inwestycji w elektrownię jądrową w Ignalinie, która ma być zbudowana w miejscu likwidowanej w 2015 roku oraz połączonych z nimi negocjacji

⁷⁵ PERN „Przyjaźń”, *Udziały w innych spółkach*, www.pern.com.pl.

⁷⁶ *Wydułaj się energetyczne negocjacje Polski z Litwą*, www.gazeta.pl.

w sprawie utworzenia mostu energetycznego łączącego systemy energetyczne Polski i Litwy, nie udało się osiągnąć porozumienia⁷⁷. Warto pamiętać, że Polska przyłączyła się do projektu państw bałtyckich, w którym kluczową rolę odgrywa Litwa. To na jej terenie będzie zlokalizowana elektrownia i w związku z tym posiada ona 34% akcji, pozostałe kraje podzielono po równo. Moc elektrowni ma być ostatecznie znana pod koniec 2009 roku, kiedy zostanie ogłoszony przetarg na budowę reaktora. Ze względu na brak porozumienia dotyczącego oczekiwanego przydziału mocy dla Polski, swoją wizytę na Litwie, podczas której miało dojść do uroczystego podpisania umów, zapowiedzianą na 23 X 2007 roku, odwołał L. Kaczyński. Wskazywanym nieoficjalnie powodem sporu było zażądanie Polski dotyczące przydziału mocy z budowanej elektrowni, rzędu przynajmniej 1000-1200 megawatów. W ten sposób strona polska domaga się nawet 1/3 mocy z niej uzyskiwanej. W rozwiązaniu istniejących problemów nie pomogła wizyta D. Tuska w Wilnie 1 XII 2007 roku. Co więcej, premier oświadczył nawet, że nie powinno się podawać żadnych terminów zawarcia umowy, co może oznaczać, że do rozwiązania sporu jest jeszcze daleko⁷⁸. Wydaje się to naturalne w kontekście podanych wcześniej terminów.

Nowy rząd nie popiera tak mocno budowy ropociągu Odessa–Brody–Gdańsk⁷⁹. W. Pawlak stwierdził 12 XII 2007 roku, że energetyczne projekty dywersyfikacyjne poprzedniego rządu, takie jak np. Odessa–Brody, wymagają publicznej debaty. Oznacza to, że rząd nie ma lub nie prezentuje publicznie swojego stanowiska na ten temat. Chce większą odpowiedzialność za bezpieczeństwo energetyczne przekazać firmom, które przede wszystkim powinny kierować się rachunkiem ekonomicznym. Jednocześnie W. Pawlak wskazał na ograniczoną rolę L. Kaczyńskiego w tym zakresie, stwierdzając, że „prezydent nie jest inwestorem”, wobec tego jego działania i rozmowy, takie jak np. podczas wizyty w Odessie 7 XII 2007 roku dotyczące kontynuacji projektu Odessa–Brody–Gdańsk i możliwych kolejowych transportów ropy już w 2008 roku, nie są wiążące. Prezydent wyraził tam nadzieję, że na kolejnym szczycie energetycznym w Kijowie zapadną decyzje o konkretnych działaniach w sprawie realizacji projektu. Poinformował także o planowanym podwyższeniu kapitału powstałej spółki⁸⁰. Dzięki temu zakończenie projektu mogłoby nastąpić w latach 2010–2011. W tym samym czasie trwały też prace nad ustaleniem ostatecznego przebiegu ro-

⁷⁷ Ciąg dalszy rozmów o Ignalinie, www.tvn.24.pl.

⁷⁸ *Tusk bez konkretów na Litwie*, www.tvn24.pl.

⁷⁹ *Pawlak: potrzebujemy debaty o dywersyfikacji dostaw energii*, www.energetyka.wnp.pl.

⁸⁰ *Prezydent chce rozmowy z rz. dem o rurociągu z Odessy*, www.gazeta.pl.

pociągu⁸¹. Prezydent zapowiedział rozmowy na ten temat z rządem PO. Jednak wobec stanowiska W. Pawlaka, można przypuszczać, że i w tej kwestii istnieje spór między ośrodkiem rządowym i prezydenckim, co nie wróży dobrze staraniom o faktyczną dywersyfikację dostaw ropy do Polski.

Sytuacja ta potwierdza jeden z podstawowych problemów polityki bezpieczeństwa Polski (nie tylko energetycznego) – brak strategicznego podejścia i wieloletniej wizji, realizowanej niezależnie od tego, kto przejmuje rząd w państwie.

Podsumowując rozważania dotyczące dywersyfikacji dostaw ropy naftowej, można stwierdzić, że:

- mimo propagowanej solidarności energetycznej strona polska pod rządami PiS twardo dążyła do realizacji narodowych interesów, sięgając po metody, które można określić „szantażem energetycznym”, co pokazały rozmowy na temat elektrowni w Ignalinie i utworzenia mostu energetycznego między Polską a Litwą,
- konieczna jest gotowość do przestawienia się na morski kierunek importu ropy naftowej, a w związku z tym rozwój portu i infrastruktury krajowej umożliwiającej dalszy transport ropy, szczególnie do Płocka, ale także za granicę,
- powstanie ropociągu Odessa–Brody–Gdańsk powinno być uzależnione od gwarancji napływu surowca oraz rachunku ekonomicznego, jednak z uwzględnieniem zasady, że za bezpieczeństwo należy płacić,
- nie istnieje możliwość oparcia się na własnych zasobach ropy naftowej i poszukiwania w ten sposób samowystarczalności energetycznej. Możliwa jest natomiast intensyfikacja produkcji biopaliw, do czego Polska ma warunki i ponadto przyjęła zobowiązania UE oraz działa na rzecz promocji gazyfikacji transportu, szczególnie publicznego.

6.3. Polska wobec polityki solidarności energetycznej UE

Zgodnie z przytaczanym już dokumentem dotyczącym wizji polityki energetycznej Polski do 2030 roku, wśród celów strategicznych zapisano m.in. „Europa musi jak najszybciej zacząć wspólnie działać, w celu zapewnienia trwałych, bezpiecznych i konkurencyjnych dostaw energii.

⁸¹ Rurociąg z Brodów do Płocka zmieni trasę, za www.wnp.pl.

Dlatego w ramach prac nad rozwiązaniami wdrażającymi cele europejskiej polityki energetycznej, Polska dążyć będzie do uregulowania i realizacji zasady solidarności państw członkowskich⁸². Autorzy dokumentu stwierdzili ponadto, że celem Polski będzie „ustanowienie polityki bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej”⁸³.

Symbolem polskich starań może być inicjatywa rządu Kazimierza Marcinkiewicza zmierzająca do podpisania Europejskiego Paktu Bezpieczeństwa Energetycznego, przedstawiona 28 II 2006 roku⁸⁴. Była efektem doświadczeń związanych ze wstrzymaniem dostaw gazu ziemnego na Ukrainę oraz realizacją projektu Gazociągu Północnego. Podstawą działań Polski w dziedzinie bezpieczeństwa energetycznego UE są wspólna polityka transportowa UE i dyrektywy bezpieczeństwa energetycznego (dyrektywa bezpieczeństwa dostaw gazu z 2004 roku oraz przyjęta w 2005 roku dyrektywa bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej⁸⁵. Władze polskie uznały, że bezpieczeństwo energetyczne kraju jest zagrożone i w związku z przynależnością do UE, również pozostałe kraje członkowskie winny podjąć działania na rzecz wyeliminowania tego typu zagrożeń na terenie Wspólnoty. Oprócz krajów UE stronami Paktu miałyby zostać także kraje Organizacji Traktatu Północnoatlantyckiego (North Atlantic Treaty Organization, NATO). Miał on gwarantować, że: „Gdyby doszło do zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego jednej lub więcej umawiających się stron, pozostałe działając razem lub osobno, udzielią zagrożonym wszelkiej pomocy [...] z wyłączeniem użycia siły zbrojnej”⁸⁶. Polska zaproponowała, by kraje Paktu wspierały budowanie i rozwój infrastruktury energetycznej, łącznie z powiązaniem z unijnymi projektami energetycznymi. Mogłyby powstać jego organy, dysponujące własnym budżetem, zostanie ustalony maksymalny poziom uzależnienia od źródeł i sposobów dostaw energii, podkreślono też, że Pakt nie jest wymierzony przeciwko Rosji. W ten sposób powstałaby nowa organizacja powiązana z UE i NATO oparta na zasadach solidarności.

Ze względu na odmienne interesy bezpieczeństwa państw Wspólnoty, propozycja ta nie została przyjęta, co więcej, szanse były nikłe od początku również dlatego, że polski rząd wystąpił z nią faktycznie samodzielnie, bez wcześniejszych konsultacji z innymi partnerami. Pozostałe państwa UE były gotowe zaakceptować propozycje solidarności energetycznej przedstawione w formie ograniczo-

⁸² *Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku...*, s. 31.

⁸³ *Ibidem*, s. 46.

⁸⁴ J. Pawlicka, *Polska propozycja energetycznego NATO*, www.gazeta.pl.

⁸⁵ Na temat aspektów prawnych polityki energetycznej zob.: J. Malko, *Energetyczna strategia Unii Europejskiej*, „Wokół Energetyki”, VI 2006, s. 3–9; www.cire.pl.

⁸⁶ J. Pawlicki, *Polska propozycja energetycznego NATO*, www.gazeta.pl.

nej przez Komisję Europejską. Uczyniła ona to na podstawie inicjatywy Rady Europejskiej, która zobowiązała ją do tego na szczycie w Hampton Court w 2005 roku. W efekcie powstała tzw. Zielona Księga (opublikowana 8 III 2006 roku), czyli europejska strategia na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii. Zawiera alternatywne rozwiązanie kwestii bezpieczeństwa energetycznego państw członkowskich niż proponowane przez Polskę⁸⁷. Komisja stwierdza w nim, że konieczne jest prowadzenie wspólnych działań wszystkich państw członkowskich w zakresie polityki energetycznej, bowiem indywidualne nie są wystarczające. W zakresie bezpieczeństwa dostaw i solidarności energetycznej państw członkowskich podano jednak, że wystarczające będzie⁸⁸: utworzenie Europejskiego Obserwatorium Zaopatrzenia w Energii, współpraca operatorów sieci przesyłowych, dbałość o technicznie dobry stan infrastruktury i zapewnienie przejrzystego stanu zapasów surowców energetycznych, szczególnie gazu ziemnego. Ponadto Komisja za konieczne uznała zapewnienie dywersyfikacji dostaw, np. poprzez budowę nowych rurociągów, również z Morza Kaspijskiego czy terminali LNG, prowadzenie rozmów na poziomie UE z dostawcami, ustanowienie instrumentów działania w wypadku zagrożenia dostaw oraz powstanie Wspólnoty Energetycznej (traktat podpisany w X 2005 roku, wszedł w życie 1 VII 2006 roku, zrzesza kraje UE, Europy środkowo-Wschodniej i Południowej, w tym Kosowo, a możliwość dołączenia pozostała dla Mołdawii, Norwegii, Turcji i Ukrainy. Na jego podstawie funkcjonuje swoboda przepływu elektryczności oraz gazu między członkami). W dniach 23–24 III na szczycie Rady Europejskiej przyjęto konkluzje dotyczące Polityki Energetycznej dla Europy i zapowiedziano konsultacje dotyczącego treści ostatecznego dokumentu, który byłby faktycznie ich połączeniem z propozycjami z Zielonej Księgi. Określono również termin jego przyjęcia do realizacji na XII 2006 roku lub początek 2007. Zapowiedziano również prace nad powstaniem Polityki Energetycznej dla Europy.

Oficjalne stanowisko Polski wobec toczących się konsultacji przedstawione zostało przez rząd 22 VIII 2006 roku. Akcentowano w nim postępowanie w postrzeganiu przez UE konieczności zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego krajom członkowskim. Podkreślano zagrożenia o charakterze politycznym, a nie tylko wynikającym np. z katastrof naturalnych, należy w związku z tym w ramach polityki UE doprowadzić do większej solidarności energetycznej, m.in. poprzez⁸⁹:

⁸⁷ M. Balczyk, *Bezpieczeństwo energetyczne UE – wybrane aspekty prawne*, [w] *Współczesne determinanty stosunków międzynarodowych*, red. B. Bednarczyk i M. Lasoń, Kraków 2006, s. 168–173.

⁸⁸ *Green-Paper-Energy*, www.ec.europa.eu.

⁸⁹ *Bezpieczeństwo energetyczne Polski*, „Rurociągi” 2006, nr 5, s. 5–7; www.cire.pl.

- dominację tej zasady pośród proponowanych przez Komisję Europejską (zrównowżenia i konkurencyjności),
- uznaniu, że podejmowane działania w jednym państwie członkowskim powinny przyczynia się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego całej UE i nie powodować jego pogorszenia w innym,
- stworzenie listy priorytetowych połączeń transgranicznych w celu pełnej integracji rynku unijnego, szczególnie połączeń północ-południe i rozwój infrastruktury krajowej,
- utworzenie międzyrządowego mechanizmu reagowania kryzysowego, opartego na zasadzie solidarności krajów UE,
- powstanie wspólnej europejskiej polityki współpracy energetycznej z głównymi dostawcami w celu zapewnienia precyzyjnych i bezpiecznych warunków dostaw.

Jednak ostateczny efekt prac nie był zgodny z polskimi propozycjami. Plan Działań Rady Europejskiej na lata 2007–2009 przyjęto na szczycie w Brukseli w dniach 7–8 III 2007 roku⁹⁰. Ryszard Czarney ocenił go słowami: „W praktyce okazało się, że nasza propozycja tzw. energetycznej solidarności została zastąpiona ochroną środowiska (do 2020 roku kraje UE mają o 20% zredukować emisję gazów cieplarnianych, używają tylko energii ze źródeł odnawialnych oraz zredukować jej zużycie ze źródeł pierwotnych – dopisek ML), co będzie najważniejszym elementem unijnej polityki energetycznej [...]. Szkoda też, że konkluzje szczytu tak dalece odbiegły od stwierdzeń A. Fotygi – polskiej minister spraw zagranicznych, która w Sejmie (2 III 2007) zapewniała: «Jesteśmy przekonani, że dyskusja ta doprowadzi do przyjęcia, po osiągnięciu stosownego konsensusu, istotnego pakietu energetycznego prowadzącego do uchwalenia polityki energetycznej dla Europy». Tak się jednak nie stało»⁹¹. Oczywiście, aby realizować nawet te skromne projekty, konieczny jest udział wszystkich państw UE, a one nie chcą rezygnować z prowadzenia narodowej polityki w tym zakresie i realizacji swoich strategicznych interesów, np. Niemcy poprzez budowę Gazociągu Północnego czy Holendrzy poprzez dołączenie do tego projektu.

Z faktu, że istniejące zapisy dotyczące solidarności energetycznej nie były wystarczające, świetnie zdawała sobie sprawę Komisja Europejska. Komisarz ds. Energii Andris Piebalgs wyraził nadzieję, że zostanie on wprowadzony do traktatu reformującego UE. Stwierdził: „konkretne mechanizmy

⁹⁰ S. Tokarski, J. Janikowski, *Europejska Polityka Energetyczna*, „Koncern – Gazeta PKE SA”, IV 2007; www.cire.pl.

⁹¹ *Gazociąg Północny a bezpieczeństwo energetyczne Polski ze szczególnym uwzględnieniem gazu ziemnego*, „Krakowskie Studia Międzynarodowe” 2007, nr 4, s. 230.

solidarności energetycznej w ramach UE powinny pojawić się w nowym traktacie. Ostatecznym efektem prac legislacyjnych w Unii musi być system, który będzie gwarantował, że w przypadku zakłóceń dostaw, żadne państwo nie będzie pozostawione samemu sobie⁹². Dla Polski powinno być to priorytetem podczas prac nad przygotowaniem traktatu. Efektem starań prezydenta L. Kaczyńskiego i polskiego rządu było przyjęcie na szczycie UE w VI 2007 roku decyzji o zgodzie na sporządzenie Traktatu Reformującego UE i zmiany w zapisach Traktatu o Unii Europejskiej oraz przekształcenie Traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską w Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej. Zgodnie z nimi, oprócz modyfikacji ostatniego traktatu w kwestii zapisów dotyczących ochrony środowiska, znalazło się także odwołanie do potrzeby solidarności pomiędzy państwami członkowskimi w przypadku trudności w zaopatrzeniu w energię oraz wspierania powiązań między sieciami poszczególnych krajów⁹³. Zostało to uznane za sukces polityki polskiej, która mimo słabości Wspólnoty odnośnie do prowadzenia Wspólnej Polityki Energetycznej, wprowadziła pojęcie „solidarności energetycznej” do kategorii pojęciowych polityki europejskiej. Dodając do tego odejście od rozwiązywania problemów z Rosją na poziomie bilateralnym i wskazanie, że UE winna z nią rozmawiać także w naszym imieniu, możemy ukazać korzystne efekty polskich starań w zakresie stworzenia polityki energetycznej Wspólnoty.

Ostatecznie w przyjętym Traktacie z Lizbony, Zmieniającym Traktat o Unii Europejskiej i Traktat ustanawiający Wspólnotę Europejską, zapisano w tytule XX. Energetyka, że: „W ramach ustanawiania lub funkcjonowania rynku wewnętrznego oraz z uwzględnieniem potrzeby zachowania i poprawy środowiska naturalnego, polityka Unii w dziedzinie energetyki ma na celu, w **duchu solidarności** (podkreślenie ML) między państwami członkowskimi m.in.:

- zapewnienie funkcjonowania rynku energii,
- zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w Unii,
- wspieranie wzajemnych połączeń między sieciami energii”⁹⁴.

Instytucje UE (PE i Rada) mają prawo przyjmować środki pozwalające na osiągnięcie założonych celów. Jednocześnie nie może to naruszać prawa członków do określania warunków wykorzystania własnym zasobów ener-

⁹² *Chciałbym wierzyć Rosjanom*, www.gazeta.pl.

⁹³ S. Tokarski, J. Janikowski, *Tworzenie polityki energetycznej Unii Europejskiej*, „Koncern – Gazeta PKE SA”, XI 2007; www.cire.pl.

⁹⁴ *Traktat z Lizbony, zmieniający Traktat o Unii Europejskiej i Traktat ustanawiający Wspólnotę Europejską*, s. 116–117, www.ukie.gov.pl.

getycznych i wyboru między różnymi źródłami energii i ogólnej struktury jego zaopatrzenia w energię. Widać zatem, że dopiero praktyka działania Wspólnoty i zgodność państw członkowskich mogą pozwolić na przeniesienie zasady solidarności energetycznej z płaszczyzny symboliki na praktykę.

Należy pamiętać także o pozyskiwaniu przez Polskę funduszy na modernizację infrastruktury technicznej oraz projekty prowadzące do dywersyfikacji dostaw surowców oraz energii. Zgodnie z zaakceptowanym przez Komisję Europejską 13 XI 2007 roku Programem operacyjnym na lata 2007–2013: „Infrastruktura i środowisko”, Polska ma otrzymać 22,18 mld euro z Funduszu Spójności i 5,74 mld euro z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego (EFRR)⁹⁵. W ramach tych projektów, do zrealizowania znalazły się z zakresu polityki energetycznej następujące: Infrastruktura energetyczna przyjazna środowisku i efektywność energetyczna – Fundusz Spójności (tzw. oś priorytetowa nr 9) i Bezpieczeństwo energetyczne, w tym dywersyfikacja źródeł energii – EFRR (tzw. oś priorytetowa nr 10). Dla Polski jest to kwestia niezwykle ważna, bowiem stan infrastruktury sieciowej cechuje się wysokim stopniem dekapitalizacji majątku trwałego, złym stanem technicznym sieci przesyłowych oraz ich nierównomiernym rozwojem na terenie kraju. Dobrą ilustracją jest sytuacja infrastruktury transportowej gazu ziemnego. Długość sieci dystrybucyjnej w Polsce na koniec 2005 roku przekraczała 125 tys. km, gazociągi przesyłowe miały około 20 tys. km długości. Jednak dostęp do gazu ziemnego był i pozostaje na dobrym poziomie jedynie na południu Polski, podczas gdy część północna (linia podziału zgodna z przebiegiem gazociągu jamalskiego) w znacznej mierze pozbawiona jest dostępu do tego surowca⁹⁶. Ze złą oceną stanu polskiej infrastruktury zgadza się również Komisja Europejska, co zaznaczyła np. w Strategicznych Wytycznych Wspólnoty na lata 2007–2013. Stąd zgoda na współfinansowanie realizacji takich projektów, jak budowa połączenia elektroenergetycznego Polska–Litwa, gazociągów przesyłowych, magazynów gazu ziemnego terminalu LNG oraz polskiego odcinka rurociągu Odessa–Brody–Gdańsk⁹⁷.

⁹⁵ POLSKA – Program operacyjny na lata 2007–2013: „Infrastruktura i środowisko”, www.europa.eu.

⁹⁶ D. Malinowski, *Polska czeka na gazyfikację*, „Nowy Przemysł” 2007, nr 5, www.gazownictwo.wnp.pl.

⁹⁷ Konferencja konsultacyjna „Wsparcie sektora energetyki w Programie Operacyjnym Infrastruktura i środowisko” w ramach Narodowej Strategii Spójności 2007–2013, Warszawa, 26 września 2006 r., Ministerstwo Rozwoju Regionalnego, www.mrr.gov.pl.

Wnioski

1. Rząd i prezydent RP (w związku ze swoją aktywnością w tej dziedzinie) winni prowadzić skoordynowane działania na rzecz dywersyfikacji dostaw surowców energetycznych, co wymaga porozumienia ponadpartyjnego i zaakceptowania strategicznego planu w tej kwestii. Obserwowane relacje między prezydentem I. Kaczyńskim a rządem D. Tuska nie nastroją optymistycznie w tej materii,
2. W pierwszej kolejności konieczna jest dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego, mniej pilna wydaje się potrzeba takich działań względem ropy naftowej, co nie oznacza, że w ramach strategii państwa nie należy dążyć do powstania i realizacji odpowiednich projektów,
3. Oprócz problemów natury politycznej i wynikających z nich kalkulacji, kluczowy dla bezpieczeństwa energetycznego polski winien być rachunek ekonomiczny, co nie oznacza, że należy kierować się jedynie ceną surowca, ale brać także pod uwagę pewność jego dostawy oraz możliwą różnorodność kierunków,
4. Konieczna jest budowa sieci łączników pozwalających na dołączenie polski do europejskiej sieci gazociągów, co oznacza realizację tych projektów na granicy z Niemcami. Zapewni to potencjalną możliwość dostaw surowca z tego kierunku, niezależnie od źródła jego pochodzenia,
5. W relacjach z Rosją należy brać pod uwagę interesy zarówno polskie, jak i rosyjskie oraz starać się wypracować rozwiązania umożliwiające jak najpełniejszą ich realizację, w przeciwnym razie Polska może nie mieć wystarczającej siły, by ograniczyć negatywne skutki jednostronnych działań Rosji, nawet w sytuacji, gdy weźmie na siebie rozmowy w imieniu polski i innych członków z rządem rosyjskim,
6. Należy rozwijać współpracę energetyczną z państwami, którym w równym stopniu jak Polsce zależy na zmniejszeniu udziału surowców rosyjskich w energetyce, przy tym musi być ona oparta na trwałych podstawach i gwarantować realizację długoterminowych projektów bez względu na zmiany polityczne w tych krajach. Ponadto żadne państwo nie może stawiać się ponad innymi, bowiem w sposób oczywisty zakłóca to (lub uniemożliwia) rzeczywistą współpracę,
7. W ramach UE należy próbować przekładać symbolikę „solidarności energetycznej” na praktykę działań wspólnoty, co jednak może być niezwykle trudne ze względu na interesy narodowe jej członków. Jasno pokazuje to stanowisko Niemiec i Holandii w sprawie budowy Gazo-

ciągu Północnego. Ponadto konieczne jest skuteczne wykorzystywanie otrzymanych funduszy na realizację projektów z zakresu bezpieczeństwa energetycznego,

8. W związku z przyjętymi zobowiązaniami dotyczącymi ochrony środowiska naturalnego, polska musi podjąć pilne działania, by spełnić je w 2020 roku, wymaga to znacznego wysiłku inwestycyjnego, któremu nie podoła jeśli nie przeprowadzi tego w sposób planowy, zorganizowany,
9. Jeszcze przez wiele lat podstawą polskiej energetyki pozostanie węgiel (kamienny i brunatny), perspektywa budowy elektrowni jądrowej jest nadal odległa, istnieje natomiast szansa na wzrost wydobycia gazu ziemnego i zwiększenia w ten sposób samowystarczalności energetycznej kraju. Należy jednak podjąć ostateczną decyzję dotyczącą energetyki jądrowej, z dokładnym określeniem czasu realizacji budowy tego typu elektrowni.

Rozdział 7

Anna Paterek

Rola organów i instytucji Unii Europejskiej w kształtowaniu polityki bezpieczeństwa energetycznego

Wstęp

Rosnące uzależnienie państw Unii od importu nośników energii pierwotnej oraz międzynarodowe spory wokół ich podziału zwróciły uwagę na kwestie wypracowania i koordynacji europejskiej polityki energetycznej. Szczególne znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego UE, w obliczu wyczerpujących się zasobów własnych, ma zdolność kształtowania spójnej polityki w tym zakresie, polityki która pozwoliłaby na ochronę interesów wszystkich krajów członkowskich. Jednocześnie ważne jest przewyższenie rozbieżności pomiędzy członkami Unii w postrzeganiu kwestii bezpieczeństwa energetycznego, które stało się kluczowym elementem dyskusji nad wyzwaniem bezpieczeństwa narodowego. Wobec coraz większej zależności Europy od zewnętrznych dostawców ropy naftowej i gazu ziemnego niezbędne stało się opracowanie wspólnotowej strategii energetycznej, uwzględniającej stale wzrastające zapotrzebowanie na energię, a także przewidującej istnienie sprawnych mechanizmów reagowania w sytuacjach kryzysowych w ramach tzw. solidarności energetycznej w UE.

Celem analizy jest omówienie problemu kształtowania polityki bezpieczeństwa energetycznego na szczeblu unijnym. Mimo iż w dalszym ciągu polityka energetyczna pozostaje w gestii narodowych kompetencji państw członkowskich, powszechne jest przekonanie o zwiększeniu jej skuteczności w ramach wspólnotowej strategii. Przy czym niezwykle istotna pozostaje kwestia przełożenia teoretycznych założeń na konkretne działania. Co więcej niepokój mogą budzić przykłady wykorzystywania bezpieczeństwa dostaw ropy i gazu jako instrumentów politycznego nacisku na kraje pozbawione własnych zasobów. Trudności w tworzeniu wspólnej polityki energetycznej wynikają przede wszystkim ze strategicznego charakteru tego sektora i chęci zachowania narodowych prerogatyw w jego kształtowaniu.

Bazę źródłową analizy stanowią przede wszystkim projekty legislacyjne oraz uchwalone akty prawne, dokumenty programowe, wyznaczające cele i instrumenty działań instytucji unijnych w obszarze energetyki, oświad-

czenia funkcjonariuszy europejskich¹, stanowiska i analizy wybranych grup interesu², ekspertyzy, raporty poświęcone problematyce energetycznej³. Praca opiera się na szerokim wyborze literatury przedmiotu polsko-⁴, niemiecko-⁵ i anglojęzycznej⁶.

7.1. Proces kreowania europejskiej polityki energetycznej

Bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej jako jeden z kluczowych elementów systemu bezpieczeństwa europejskiego jest jednym z ważniejszych wyzwań, przed którymi obecnie stoją kraje członkowskie⁷.

Pierwsze wspólnotowe regulacje omawianego obszaru współpracy zawarte zostały już w traktatach założycielskich. Sektor węglowy podlegał od 1951 r. kontroli Wysokiej Władzy Europejskiej Wspólnoty Węgla i Stali, natomiast od 1958 r. przemysł energii atomowej państw członkowskich koordynowała Europejska Wspólnota Energii Atomowej. Traktat ustanawiający Wspólnotę Europejską w art. 3 ust. 1 u stanowił iż: „działalność wspólnoty obejmuje środki w dziedzinach energetyki, ochrony ludności i turystyki”.

Kryzys naftowy w 1973 r. uświadomił państwom europejskim z jednej strony stopień ich uzależnienia od zewnętrznych źródeł energii, z drugiej – potrzebę podjęcia działań w kierunku większej koordynacji narodowych polityk energetycznych.

¹ M.in.: obszerny wybór dokumentów instytucji UE, <http://www.europa.eu.int/comm/energy>; http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/index_en.html; <http://eur-lex.europa.eu>; <http://www.euro-par.europa.eu>; <http://www.eib.org>; <http://europa.eu>; <http://www.euractiv.com>.

² M.in. obszerny wybór analiz, raportów na stronie Urzędu Regulacji Energetyki, <http://www.ure.gov.pl>; stanowiska ETSO (w): <http://www.etso-net.org>; BusinessEurope, <http://www.businesseurope.eu>; <http://www.cire.pl/>, <http://www.nord-stream.com>.

³ M.in. statystyki Europejskiego Urzędu Statystycznego Eurostatu <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>; grafiki i statystyki na stronie amerykańskiej Agencji Informacji Energetycznej <http://www.eia.doe.gov>

⁴ M.in. obszerny wybór analiz, raportów na stronie Urzędu Komitetu Integracji Europejskiej, <http://www.ukie.gov.pl>; Ośrodka Studiów Wschodnich, <http://osw.waw.pl>; A. Dobroczyńska (red.): *Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu*, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – Biblioteka Regulatora, Warszawa, grudzień 2003; monografie traktujące o procedurach podejmowania decyzji w UE – m.in.: K. Michałowska-Gorywoda, *Podjęmowanie decyzji w Unii Europejskiej*, Warszawa 2004.

⁵ M.in. raporty i analizy Stif ung Wissenschaft und Politik, <http://www.swp-berlin.org>; Centrum für angewandte Politikforschung CAP, <http://www.cap.uni-muenchen.de>.

⁶ M.in.: dokumenty unijne: Implementantion of TEN-E Project (2004-2006). Evaluation and Analysis, Final Report, Volume I, November 2007; opracowania m.in.: K. Baresch, *Turkey's role in European energy security*, December 2007, http://www.cer.org.uk/pdf/essay_turkey_energy_12dec07.pdf;

⁷ Por.: K. ukrowska, M. Grącik (red.), *Bezpieczeństwo międzynarodowe. Teoria i praktyka*. Warszawa 2006.

Cele polityki energetycznej UE sformułowane zostały w Traktacie z Maastricht. Zakładał on utworzenie wspólnego rynku energii w ramach jednolitego rynku wewnętrznego, obejmującego swobodę przepływu towarów, usług, osób i kapitału. Jednakże dopiero w latach 1996 i 1998 Komisja Europejska wydała pierwsze dyrektywy dotyczące jednolitego rynku energii elektrycznej i gazu. Skutkiem tych działań miało być stopniowe otwarcie europejskiego rynku energetycznego i jego liberalizacja, a także podniesienie efektywności i konkurencyjności sektora.

Następnym ważnym krokiem było opublikowanie w 2000 r. Zielonej Księgi pt. „Ku europejskiej strategii bezpieczeństwa zaopatrzenia energetycznego”. Miała ona dać impuls do ogólnoeuropejskiej debaty nad bezpieczeństwem energetycznym, postrzeganym jako jeden z kluczowych wyznaczników polityczno-ekonomicznej niezależności Unii. KE proponowała podjęcie dwóch rodzajów działań, mających korzystnie wpłynąć na sytuację państw członkowskich. Były to:

- wzrost efektywności energetycznej gospodarki,
- wzrost udziału energii z odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym krajów unijnych⁸.

Kolejne dyrektywy KE wydane w 2003 r. zakładały liberalizację rynków gazu i energii elektrycznej w UE. Miało to nastąpić w wyniku rozdzielenia przesyłu i dystrybucji surowców energetycznych, wprowadzeniu niedyskryminacyjnej, wspólnotowej taryfy oraz minimalnych standardów bezpieczeństwa, ochrony środowiska i poziomu konkurencji.

W raporcie z 15 listopada 2005 r. KE wskazała między innymi na problemy związane z nadmierną koncentracją sektora energetycznego w państwach Unii, barierami transgranicznymi, brakiem przejrzystości cenowej. Wpłynęło to na zahamowaniu procesu liberalizacji rynków wspólnotowych⁹.

Rosnące ceny ropy naftowej oraz uzależnienie Europy od zewnętrznych producentów (przede wszystkim Rosji i państw OPEC), a także zagrożenia, wynikające z globalnego ocieplenia ożywiły debatę na temat konieczności kształtowania europejskiej polityki energetycznej. Bezpośrednim impulsem do podjęcia działań w kierunku uwspólnotowienia było odcięcie dostaw gazu Ukrainie na początku 2006 r.¹⁰ Rosyjsko-ukraiński spór energetyczny jaskrawo uwydatnił niedogodności prowadzenia różnych narodowych polityk wobec zewnętrznych dostawców.

⁸ Por.: Green Paper – towards a European strategy for the security of energy supply, http://www.cire.pl/UE/dokumenty/Green_paper.pdf.

⁹ Por.: K. Sochacka, *Europejska polityka energetyczna w kontekście propozycji brytyjskich*, Biuletyn PISM, nr 1 (341), 3 stycznia 2006.

¹⁰ Por.: F. Müller, *Energie-Außenpolitik*, SWP-Studie November 2006, Berlin; R. Götz, *Energie- und Außenpolitik*, Ost-West Gegeninformationen, Jg. 18, 2006, nr 2.

Jednym z ważniejszych kroków w budowaniu europejskiej polityki energetycznej była kolejna Zielona Księga „Europejska strategia na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii” opublikowana w marcu 2006 r.¹¹. Komisja Europejska określiła w niej sześć kluczowych obszarów polityki energetycznej UE, mianowicie:

- dokończenie budowy europejskich rynków wewnętrznych energii elektrycznej i gazu,
- wzmocnienie solidarności między państwami członkowskimi, m.in. w wyniku ustanowienia instytucji monitorującej politykę energetyczną – Europejskiego Obserwatorium Zaopatrzenia w Energię, zagwarantowanie bezpieczeństwa sieci przez stworzenie Europejskiego Centrum Sieci Energetycznych oraz opracowanie mechanizmu przygotowania do szybkiego i solidarnego działania w razie sytuacji kryzysowej w jednym z państw, wypracowanie nowego podejścia do wspólnotowych rezerw ropy i gazu na wypadek kryzysu energetycznego,
- bezpieczeństwo i konkurencyjność zaopatrzenia w energię, m.in. wyznaczenie przez Strategiczny Przegląd Energetyki UE precyzyjnych ram dla podejmowania decyzji krajowych w kwestii źródeł energii; dywersyfikacja źródeł energii, uwzględniająca narodowe polityki energetyczne; monitorowanie wpływu decyzji państw członkowskich na bezpieczeństwo energetyczne innych państw członkowskich i Wspólnoty jako całości; uzgodnienie ogólnego celu strategicznego, który równoważyłby wykorzystanie energii, konkurencyjność i bezpieczeństwo dostaw,
- w celu przeciwdziałania globalnemu ociepleniu klimatu przyjęcie planu działania w sprawie racjonalnego wykorzystania energii oraz zwiększenie wykorzystania źródeł energii odnawialnej,
- innowacje w zakresie technologii energetycznych, wzmacniające pozycję UE na rynkach międzynarodowych,
- spójna zewnętrzna polityka energetyczna, pozwalająca na koordynację ze światowymi patentami energetycznymi, m.in. powołanie Strategicznego Przeglądu Energetyki UE jako podstawy ustanowienia wspólnej wizji, precyzyjna polityka zabezpieczenia i dywersyfikacji dostaw energii, w tym stworzenie nowych rurociągów i gazociągów, dialog z głównymi dostawcami energii, szczególnie Rosją, tworzenie paneuropejskiej Wspólnoty Energetycznej, wypracowanie mechanizmu przeciwdziałania i wczesnego ostrzegania w przypadkach nadzwyczajnych zagrożeń

¹¹ Zielona Księga. Europejska strategia na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii, Komisja Wspólnot Europejskich. Bruksela, dn. 8.03.2006, KOM (2006) 105 wersja ostateczna.

zewnętrznych dostaw energii, włączanie kwestii energii w inne polityki zewnętrzne Unii¹².

Ponadto Zielona Księga wyznaczała trzy priorytetowe cele polityki energetycznej UE:

- trwałość : rozwój konkurencyjnych źródeł energii odnawialnej; ograniczenie popytu na energię w Europie; wspieranie działań służących powstrzymaniu zmian klimatycznych,
- konkurencyjność : powstanie wewnętrznego rynku energii przyniosłoby korzyści dla konsumentów oraz gospodarki, łagodziłoby wpływ wzrostu cen energii na gospodarkę UE i jej obywateli oraz przyczyniłoby się do utrzymania Europy w czołówce rozwoju technologii energetycznych,
- bezpieczeństwo zaopatrzenia w energię: m.in. poprzez podejście zintegrowane – zmniejszenie popytu, zróżnicowanie form energii, źródeł i sposobów dostaw; przygotowanie UE do radzenia sobie w sytuacjach kryzysowych.

By osiągnąć wyżej zarysowane cele zadaniem Unii było: 1) stworzenie wewnętrznego rynku energii i gazu, 2) zapewnienie bezpieczeństwa dostaw i solidarności między państwami członkowskimi, 3) rozpoczęcie wspólnotowej dyskusji nad wykorzystaniem różnych źródeł energii, 4) stawienie czoła wyzwaniom związanym ze zmianami klimatycznymi zgodnie z celami strategii lizbońskiej, 5) opracowanie strategicznego planu technologii energetycznych, w najlepszy sposób wykorzystującego zasoby Europy, 6) kształtowanie wspólnej zewnętrznej polityki energetycznej, przewidującej m.in. nowe strategiczne partnerstwo z Rosją oraz stworzenie paneuropejskiego traktatu Wspólnoty Energetycznej¹³.

Szefowie państw i rządów krajów członkowskich na spotkaniu Rady Europejskiej 24 marca 2006 r. zasadniczo zaakceptowali propozycje KE. W dalszym ciągu jednak przeważało stanowisko, iż działania Unii w zakresie polityki energetycznej nie powinny ingerować w ich suwerenne decyzje, zwłaszcza w sprawie wyboru form, źródeł i dostaw energii. Porozumienie osiągnięto wówczas w następujących kwestiach:

- dywersyfikacji zewnętrznych i wewnętrznych (np. energia jądrowa) źródeł energii oraz szlaków przesyłowych, m.in. przez inwestycje w rozbudowę infrastruktury dla importu gazu płynnego (LNG),
- wzmocnienia solidarności europejskiej w sytuacjach kryzysowych,
- rozwoju regionalnych rynków gazowych i energetycznych w ramach UE,

¹² *Ibidem*, s. .3.

¹³ *Ibidem*.

- zwiększenia wykorzystania źródeł energii odnawialnej do 15% w 2015 r., udziału biopaliw do 8% w 2015 r., a także realizacji aktywnego programu dotyczącego biomasy¹⁴.

10 stycznia 2007 r. Komisja przedstawiła kolejne propozycje *Strategie Review*, które stały się podstawą nowej polityki energetycznej UE. Główny nacisk położony został na realizację wcześniej zasygnalizowanych priorytetów, mianowicie zagwarantowaniu długofalowego, konkurencyjnego i bezpiecznego zaopatrzenia w energię. Wśród trzech strategicznych celów wyznaczających kierunek europejskiej polityki energetycznej mowa była o:

- przeciwdziałaniu zmianom klimatycznym,
- ograniczeniu podatności UE na wzrastającą zależność od importu,
- oraz wspieraniu, dzięki konkurencyjności zaopatrzenia w energię, zatrudnienia i wzrostu gospodarczego w państwach Unii¹⁵.

By wyjść naprzeciw wyzwaniom bezpieczeństwa energetycznego KE postulowała przede wszystkim ograniczenie przez UE emisji gazów cieplarnianych do 2020 r. o co najmniej 20% w stosunku do poziomu z 1990 r. Ponadto rozbudowa infrastruktury wykorzystania źródeł energii odnawialnej, a także podniesienie efektywności energetycznej (ograniczenie zużycia energii o 20% do 2020 r.) przyczynią się, zdaniem KE nie tylko do zmniejszenia uzależnienia od importu energii, ale również do wywarcia nacisku na wzrost innowacyjności i powstawanie nowych miejsc pracy w europejskim sektorze energetycznym. Zaproponowany przez Komisję Plan Działania miałby być początkiem „nowej rewolucji przemysłowej”¹⁶. Zakłada on stworzenie prawdziwego wewnętrznego rynku energii, który byłby niezbędną przesłanką kształtowania konkurencyjnego, trwałego i bezpiecznego zaopatrzenia w energię. W tym celu należy przede wszystkim dokonać podziału własnościowego na rynku energii, czyli zapewnić, by produkcja energii była całkowicie niezależna od jej przesyłu (dystrybucji)¹⁷. Pozwoliłoby to na równy i otwarty dostęp do infrastruktury transportowej dla wszystkich producentów, a zarazem zapewniło każdemu obywatelowi UE możliwość rzeczywistego i skutecznego wyboru dostawcy energii i gazu, a także doprowadziło do „uzasadnionego” poziomu cen, bezpieczeństwa dostaw i produkcji bardziej przyjaznej dla środowiska energii.

¹⁴ Energie-Grünbuch: Welche Energiepolitik für Europa, za: <http://www.euractiv.com/de/energie/energie-grunbuch-welche-energiepolitik-europa/article-155087>.

¹⁵ Komunikat Komisji do Rady Europejskiej i Parlamentu Europejskiego. Europejska polityka energetyczna. Bruksela, 10.01.2007, KOM (2007) I wersja ostateczna; S. Dröge, *Die EU-Klimastrategie*, SWP Aktuell 12, Februar 2007.

¹⁶ *Ibidem*, s. 6.

¹⁷ Rozwiązanie nie zostało jeszcze wprowadzone w Niemczech i we Francji; rynek gazowy i elektryczny zdominowany jest tam przez kilka przedsiębiorstw, które posiadają pozycję monopolisty.

Komisja Europejska stara się w ten sposób wywrze presję na konkretny energetyczne, by wyegzekwowała sprzedaż podległych im sieci energetycznych, bądź przeforsowała propozycję wprowadzenia niezależnych operatorów sieci (bez rozdziału własności). Ponadto, w celu podniesienia konkurencyjności i bezpieczeństwa dostaw należałoby wzmocnić europejską regulację sektora energetycznego, zapewniając intensyfikację współpracy między krajowymi organami regulacyjnymi, bądź za pomocą nowo utworzonego ponadnarodowego organu na poziomie europejskim. W celu zwiększenia dywersyfikacji importu nośników energii wśród priorytetowych projektów objętych unijnym wsparciem KE wymienia jakie były połączenia elektroenergetyczne: 1) między Niemcami, Polską i Litwą, 2) z morskimi elektrowniami wiatrowymi w Europie Północnej, 3) między Francją a Hiszpanią, 4) gazociąg Nabucco. Jednocześnie podkreśla ona podjęcie starań o ścisłą współpracę w zakresie energii z Norwegią i Algierią, a także dążenie do poprawy partnerstwa energetycznego z Rosją.

Kolejną ważną kwestią, poruszaną przez KE, jest opracowanie skutecznych mechanizmów solidarności energetycznej pomiędzy państwami członkowskimi, które miałyby na celu zminimalizowanie negatywnych skutków odciążenia od dostaw energii. Dużą wagę przywiązano również zwiększeniu udziału odnawialnych nośników energii w ogólnym bilansie energetycznym państw członkowskich (w 2020 r. miałyby on osiągnąć 20%). Również do tego roku założono zwiększenie udziału biopaliw do minimum 10% w ogólnym zużyciu paliw.

W zakresie energetyki jądrowej Komisja zaakcentowała, że jest ona jednym ze sposobów ograniczania emisji CO₂ w Europie. Decyzje o jej wykorzystaniu pozostawiła zatem w gestii państw członkowskich. Kraje, które rezygnują z tego źródła pozyskiwania energii, wprowadzając zastępcze, powinny w swoim wyborze kierować się kryterium niskiej emisji CO₂. Komisja Europejska zaakcentowała potrzebę wspólnego działania UE z krajami trzecimi, a także z producentami i odbiorcami energii wobec wyzwań związanych z bezpieczeństwem energetycznym oraz zmianami klimatycznymi. Unia Europejska winna dążyć do realizacji wyznaczonych celów zajmując jednolite stanowisko w kwestiach energetycznych, zawierając skuteczne partnerstwa, które przełożą się na właściwie ukierunkowaną politykę zewnętrzną¹⁸.

W marcu 2007 r. na spotkaniu Rady Europejskiej w Brukseli przywódcy 27 państw członkowskich UE przyjęli plan działań na lata 2007–2009,

¹⁸ Komunikat Komisji do Rady Europejskiej...*op. cit.*, s. 27–29.

który opierał się na omówionym powyżej komunikacie Komisji „Europejska polityka energetyczna”. Postrzegany był on jako bodziec do osiągnięcia większej korelacji działań na poziomie unijnym z tymi podejmowanymi przez państwa członkowskie. Podkreślono poszanowanie przez UE prawa poszczególnych krajów do wyboru własnej struktury wykorzystania paliw w energetyce, a także ich suwerenności w zakresie pierwotnych źródeł energii. Europejska polityka energetyczna w duchu solidarności pomiędzy krajami członkowskimi winna dążyć do realizacji trzech celów:

- zapewnienia bezpieczeństwa dostaw,
- poprawienia konkurencyjności gospodarek europejskich,
- wspierania równowagi ekologicznej oraz przeciwdziałania zmianom klimatu¹⁹.

Rada podjęła zobowiązanie do zmniejszania emisji gazów cieplarnianych do 2010 roku o 20% w stosunku do roku 1990, zwiększenia udziału energii odnawialnej w ogólnym zużyciu energii do 20 % oraz podniesienia udziału biopaliw w transporcie do 10 %. Komisja została wezwana do przedstawienia na początku 2009 r. strategicznego przeglądu energetycznego, który byłby podstawą nowego planu działań w dziedzinie energetyki na rok 2010 i lata późniejsze. Bezpieczeństwo dostaw zamierzano osiągnąć m.in. przez:

- skuteczną dywersyfikację źródeł i dróg dostaw energii, co wpłynie na zwiększenie konkurencyjności rynku wewnętrznego,
- opracowanie skutecznych mechanizmów reagowania w sytuacjach kryzysowych, wykorzystując m.in. możliwość wczesnego ostrzegania przez sie korespondentów ds. bezpieczeństwa energetycznego,
- większą przejrzystość danych dot. ropy naftowej, przegląd infrastruktury dostaw ropy naftowej w UE oraz mechanizmów tworzenia rezerw,
- zorganizowanie „obserwatorium energii” w ramach KE²⁰.

Jeśli chodzi o kierunki działań, mające na celu kształtowanie spójnej zewnętrznej polityki energetycznej Unii, to za priorytetowe Rada uznała m.in.:

- negocjacje i finalizację porozumienia z Rosją, dot. głównie zagadnień z zakresu energetyki,
- w perspektywie dywersyfikacji źródeł i dróg dostaw energii, zacieśnienie stosunków z Azją i Ameryką Łódzką, regionami Morza Kaspijskiego i Morza Czarnego,
- intensyfikację współpracy w dziedzinie energii ze Stanami Zjednoczonymi, Chinami, Indiami, Brazylią,

¹⁹ Por.: Konkluzje prezydencji, Bruksela 8–9 marca 2007 r., cyt. za: http://www.consilium.europa.eu/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/PL/ec/93142.pdf.

²⁰ Por.: Konkluzje prezydencji, Bruksela 8–9 marca 2007 r., *op. cit.*

- wprowadzenie w życie Traktatu o Wspólnocie Energetycznej (jego rozszerzenie o Norwegię, Turcję, Ukrainę i Mołdawię),
- wykorzystanie instrumentów europejskiej polityki sąsiedztwa,
- zacieśnienie relacji w dziedzinie energii z Algierią, Egiptem, a także z innymi państwami Maszreku i Maghrebu,
- promowanie dialogu energetycznego z krajami afrykańskimi²¹.

Kolejne postanowienia w zakresie europejskiej polityki energetycznej przyniosło spotkanie Rady Europejskiej 21-23 czerwca 2007 r., na którym przywódcy 27 państw członkowskich podjęli decyzję o zwołaniu konferencji międzyrządowej. Jej zadaniem miało by przygotowanie projektu traktatu rewizyjnego, nazywanego traktatem reformującym²². Zdecydowano wówczas o wprowadzeniu do jego postanowień następujących zapisów:

- o potrzebie zwalczania zmian klimatu (doprecyzowanie art. 174 TWE),
- solidarności UE w kwestiach energetycznych,
- oraz o wspieraniu rozwoju między sieciami energetycznymi.

Propozycje zmian do treści traktatów w zakresie polityki energetycznej dotyczyły art. III-256 TK oraz klauzuli solidarności art. 100 TWE. Znalazło się tu odwołanie do ducha solidarności pomiędzy państwami członkowskimi w realizacji celów europejskiej polityki energetycznej Unii, a także w przypadku wystąpienia trudności w zaopatrzeniu w energię. Powyższe zapisy mają jednak charakter deklaracyjny, nie przewidują bowiem podjęcia konkretnych działań ani nie stwarzają obowiązku w zakresie solidarności energetycznej. Istotna wydaje się również klauzula dołączona do art. III 256 (polityka energetyczna), która zakłada wspieranie powiązań pomiędzy sieciami energii, w tym konieczność finansowych nakładów na rozbudowę infrastruktury energetycznej²³.

²¹ *Ibidem*, s. 18.

²² Por.: Traktat z Lizbony zmieniający Traktat o Unii Europejskiej i Traktat ustanawiający Wspólnotę Europejską podpisany w Lizbonie dnia 13 grudnia 2007 r., cyt. za: <http://eur-lex.europa.eu/JOHtml.do?uri=OJ:C:2007:306:SOM:PL:HTML>.

²³ Por.: A. Nowak-Far, „Traktat reformujący” – proponowane zmiany w dziedzinie rynku wewnętrznego i polityk UE, (w:) J. Barcz, Traktat reformujący Unię Europejską. Mandat Konferencji Międzyrządowej – analiza prawno-polityczna. Wnioski dla Polski, Materiały z konferencji ekspertów 11 lipca 2007 r., Warszawa 2007, <http://www.demoseuropa.eu/upload/editor/demos/File/TraktatReformujacy.pdf>, s. 81.; O. Geden < Energiesolidarität im EU-Reformvertrag, SWP Aktuell 34, Juli 2007.

7.2. System regulowania energetyki na poziomie europejskim

Unijne regulacje procesu tworzenia jednolitego rynku energetycznego utrudnia w dużym stopniu opór państw członkowskich, wynikający z obawy przed rezygnacją z autonomii w dziedzinie energii. Polityka energetyczna pozostaje zatem nadal w gestii narodowych kompetencji państw członkowskich. Decyzje w jej obszarze nie są podejmowane metodą wspólnotową, lecz na zasadzie porozumienia między rządami państw członkowskich (metoda międzyrządowa).

Oznacza to, że Rada Europejska stanowi forum wymiany poglądów, dyskusji oraz osiągania porozumienia między państwami członkowskimi w dziedzinie energetyki. Do jej uprawnień należy wyznaczanie i koordynacja głównych celów działania Unii na arenie międzynarodowej, a zatem również w zakresie zewnętrznej polityki energetycznej²⁴.

Nie jest to jednak polityka uwspólnotowiona, podział kompetencji w tej dziedzinie omawia art. 175 TWE (dot. polityki ochrony środowiska). W ustępie 2c przewidziano jednomyślność Rady Ministrów przy uchwalaniu „środków wpływających znacząco na wybór Państwa Członkowskiego między różnymi źródłami energii i ogólną strukturą jego zaopatrzenia w energię”.

W istocie Rada Europejska jako jedyna unijna instytucja ma decydujący wpływ na to, które z propozycji Komisji Europejskiej faktycznie nabiorą mocy obowiązującej dla wszystkich państw członkowskich. Ogranicza to zatem pole manewru KE w stosunkach zewnętrznych dotyczących spraw energetycznych, ponieważ każdy z członków dysponuje prawem weta. Tym samym utrudnia wypracowanie kompromisu pomiędzy rozbieżnymi narodowymi interesami poszczególnych krajów.

Przygotowywane przez KE pakiety działań w obszarze energii i zmian klimatu są podstawą negocjacji przywódców państw członkowskich w trakcie spotkań Rady Europejskiej. Jednocześnie decydujący wpływ na wyznaczanie priorytetów, które determinują prace Rady Unii posiada państwo członkowskie, pełniące przez sześć miesięcy przewodnictwo w UE. W ślad za tym konkluzje prezydencji, zarysowujące strategię UE co do dalszej integracji unijnego rynku energetycznego i zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Wspólnoty, budują kompromis godzący sprzeczne interesy państw członkowskich, będący jednocześnie jednym z priorytetowych celów kraju przewodniczącego Radzie. Państwo pełniące prezydencję

²⁴ Por.: K. Michałowska-Gorywoda, *Podjęcie decyzji w Unii Europejskiej*, Warszawa 2004, s. 77–78.

kieruje pracami zarówno konferencji z udziałem szefów rządów i państw członkowskich, formalnych i nieformalnych spotkań ministrów, cotygodniowych posiedzeń Komitetu Stałych Przedstawicieli (COREPER), jak i działaniami ponad stu grup roboczych, wspierających aktywność Rady Unii. Szczególnego znaczenia nabiera przy tym fakt, że prezydencja jako łącznik zapewnia ścisłą współpracę pomiędzy Radą UE (skupiającą przedstawicieli krajów członkowskich), Komisją Europejską (instytucją o kompetencjach wykonawczych, wyposażoną w prawo inicjowania aktów legislacyjnych), Parlamentem Europejskim (w którym zebrani są wybrani bezpośrednio przez obywateli przedstawiciele partii i ugrupowań politycznych w UE) oraz pozostałymi unijnymi instytucjami i organami. Co więcej, przedstawiciele państwa przewodniczącego Radzie UE (na szczeblu ministra spraw zagranicznych lub spraw europejskich) reprezentują ją na posiedzeniach Parlamentu Europejskiego. Z kolei zalecenia spotkań RE stanowią podstawę prowadzenia dalszych prac KE, która przygotowuje odpowiednie regulacje prawne we współpracy z poszczególnymi krajami UE.

Podstawowym instrumentem prawnym UE służącym określaniu ram, instytucji i zasad konkurencji w obszarze energii są dyrektywy energetyczne, które wiążą państwa członkowskie co do określonego celu, pozostawiając jednakże swoim adresatom pewien zakres swobody w sprawie wyboru form i środków jego realizacji²⁵.

Parlament Europejski nie został wyposażony w prawo do współdecydowania w kwestiach polityki energetycznej, konsultuje on propozycji Rady UE w tym obszarze²⁶. Posiada on jednak prawo do kodecyzji w zakresie postanowień odnośnie do wytycznych dla transeuropejskich sieci energetycznych (TEN-E). Obejmują one cele, priorytety i projekty, które stanowią przedmiot wspólnego zainteresowania UE w tym obszarze. Perspektywa Finansowa na lata 2007–2013, w przeciwieństwie do poprzednich ram finansowych na lata 2000–2006, zakładała finansowanie infrastruktury w ramach programu dla sieci energetycznych. Wcześniej fundusze przydzielone na sieci energetyczne obejmowały wyłącznie wsparcie w dziedzinie badań. Na współfinansowanie analiz wykonalności gazociągów i elektroenergetycznych połączeń wewnętrznych, niezbędnych do wprowadzenia rynku wewnętrznego i zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, przewidziano w budżecie 340 mln euro²⁷.

²⁵ Por.: K. Michałowska-Gorywoda, *Podjęmowanie...*, *op. cit.*, s. 58–58.

²⁶ Por.: O. Geden, T. Noetzel, *Europas Energiestrategie*, SWP Aktuell 5, Januar 2007; K. Michałowska-Gorywoda, *Podjęmowanie...*, *op. cit.*, s. 216–221.

²⁷ Komisja tymczasowa do spraw wyzwań politycznych i środków budżetowych w rozszerzonej

Prace nad projektami legislacyjnym KE w zakresie liberalizacji rynków energii elektrycznej i gazu prowadzone są w parlamentarnej Komisji Przemysłu, Badań Naukowych i Energii (ITRE), Komisji Ochrony środowiska PE (ENVI), a także Komisji Petycji. W tej ostatniej toczyły się prace nad ekologicznym aspektem budowy Gazociągu Północnego przez rosyjsko-niemiecką spółkę Nord Stream (alternatywą trasą przebiegu gazociągu przez dno Bałtyku jest trasa lądowa). Miały one na celu wypracowanie wspólnego stanowiska całej izby, ostatecznego kształtu propozycji poprawek do projektu KE²⁸.

Liberalizacja sektora energetycznego państw członkowskich pociąga za sobą jego włączenie do zasad rynku wewnętrznego, a także unijnego prawa konkurencji. W tym celu KE podejmuje starania o wypracowanie mechanizmów wielostronnej współpracy między krajami członkowskimi. Kluczowe znaczenie ma tutaj Dyrekcja Generalna ds. Energii i Transportu DG TREN – Directorate-General for Energy and Transport) (patrz Aneks: wykres 7.1.) – struktura odpowiedzialna za koncepcję i realizację europejskiej polityki transportowej i energetycznej. Jej działalność podporządkowana jest przede wszystkim celowi stworzenia wewnętrznego rynku energii, wprowadzeniu wytycznych „Zielonej księgi”, rozwojowi transeuropejskich sieci przesyłowych, gwarantujących bezpieczeństwo i płynność dostaw²⁹. DG TREN przygotowuje między innymi projekty legislacyjne w obszarze energetyki, zarządza i współfinansuje takie programy, jak m.in. TEN – Trans-European Networks – Energy, Transport, Alternator – Promotion of Renewable Energy Sources, Carnot – Promotion of clean technologies for Fossil Fuels, ETAP – Studies, Analyses and Forecasts in the Energy Sector, SAVE – Rational Use of Energy, Synergy – Cooperation with non – EU countries in the Energy Field, Energie, Growth, ECSC „coal” research³⁰.

Ponadto KE wywiera określony wpływ na kształtowanie polityki energetycznej za pomocą instrumentów przysługujących jej w ramach polityki badawczej i rozwojowej oraz polityki konkurencji. Głównie za pośrednictwem Dyrekcji Generalnej ds. Konkurencji może ona ingerować w działalność kon-

Unii w latach 2007–2013, Projekt sprawozdania w sprawie wyzwań politycznych i środków budżetowych w rozszerzonej Unii Europejskiej w latach 2007–2013, (2004/2209 (INI)), [w:] http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2004_2009/documents/pr/552/552774/552774pl.pdf, s. 46/1.

²⁸ A. Sanderski, *Trzeci pakiet energetyczny w Parlamencie Europejskim*, 6 marca 2008, http://www.ure.gov.pl/portal/pl/383/2579/Trzeci_pakiet_energetyczny_w_Parlamencie_Europejskim.html.

²⁹ Por.: http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/matthias_ruete/mission_en.html.

³⁰ Ł. Godula, *Organizacja i funkcjonowanie Dyrekcji Generalnej ds. Transportu i Energii*, Biuletyn URE 2004, nr 4, lipiec, <http://www.ure.gov.pl/portal.php?serwis=pl&dzial=90&id=376>.

cernów energetycznych³¹. Oprócz tego w obrębie KE sprawy związane z obszarem energii są przedmiotem prac Dyrekcji Generalnej ds. Podatków.

Komisja Europejska – jako instytucja inicjująca akty legislacyjne w ramach jednolitego rynku energetycznego – pełni rolę regulatora wyposażonego przede wszystkim w kompetencje kontrolno-analityczne, wynikające także z uprawnień przyznanych jej na mocy traktatów założycielskich. W związku z powyższym wysiłki Komisji skoncentrowane są na stworzeniu płaszczyzny wielostronnej współpracy między państwami członkowskimi, a także prowadzeniu intensywnego dialogu z najważniejszymi organizacjami branżowymi w obszarze energii. We wszystkich krajach Unii³² powołane zostały krajowe organy regulacyjne. KE monitoruje ich działalność i niezależność w kontekście rozwoju rynków konkurencyjnych, jednocześnie podejmuje inicjatywy, mające na celu zacieśnianie współpracy pomiędzy zainteresowanymi stronami³³.

Dyrektywa elektroenergetyczna 2003/54/WE oraz gazowa 2003/55/WE nakłada na regulatorów obowiązek składania corocznych raportów na ręce Komisji Europejskiej na temat stanu rynku i oceny postępu liberalizacji. Konkluzje z poszczególnych raportów opracowywane są przez omówiony niżej ERGEG i stanowią dla KE podstawę sporządzenia i przedstawienia Radzie i Parlamentowi Europejskiemu raportu na temat postępów w tworzeniu wspólnego rynku energii elektrycznej i gazu³⁴.

Powyzszemu celowi służą również zainicjowane przez KE Forum Regulacji Energii Elektrycznej we Florencji oraz Forum Regulacji Gazu w Madrycie, w ramach których odbywają się regularne spotkania ministrów, krajowych władz nadzorujących, KE, operatorów systemów przesyłowych, dostawców, handlowców, konsumentów, związki zawodowe, użytkowników sieci oraz giełdy energii³⁵. Pozwalają one na prezentację stanowisk wszystkim podmiotom zaangażowanym w budowę wewnętrznego rynku energii elektrycznej, a tym samym służą zacieśnianiu współpracy.

³¹ A. Dobroczyńska, Z. Janiszewska: *Od krajowego regulatora do paneuropejskiego*, Biuletyn URE nr 1, styczeń 2004, cyt. za: <http://www.ure.gov.pl/portal.php?serwis=pl&dzial=86&cid=340>

³² Niemcy jako ostatnie w 2005 roku.

³³ Por.: Komunikat Komisji Europejskiej w sprawie Raportu na temat stanu postępu w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz rynku gazu, Biuletyn URE nr 1, styczeń 2006, cyt. za: http://www.ure.gov.pl/portal/pl/264/1521/Komisja_Wspolnot_Europejskich.html.

³⁴ Ocena ERGEG-u postępów w tworzeniu europejskiego rynku energii 2006, Biuletyn URE nr 1, styczeń 2007, cyt. za: <http://www.ure.gov.pl/portal.php?serwis=pl&dzial=333&cid=2184&search=64281>.

³⁵ Wniosek. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki, Komisja Wspólnot Europejskich, Bruksela 19.09.2007, KOM (2007) 530 wersja ostateczna, cyt. za: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0530:FIN:PL:PDF>, str. 2; A. Dobroczyńska, Z. Janiszewska, *Od krajowego...*, op. cit.

Taka forma wymiany informacji i poglądów ma na celu wypracowanie jak najbardziej efektywnego sposobu pogłębiania procesu tworzenia wspólnotowego rynku energii. Natomiast dla zainteresowanych grup branżowych daje ona możliwość udziału w decyzjach regulujących unijny sektor energetyczny. Bardzo aktywnie włączają się one w prace KE, a także Parlamentu Europejskiego. Grupy interesu, reprezentujące sektor energetyczny akredytowane przy PE³⁶ oraz działające przy KE³⁷, zyskują przede wszystkim dostęp do instytucji europejskich w kluczowym etapie procesu legislacyjnego (udział w pracach komitetów konsultacyjnych KE, zgłaszanie poprawek do projektów unijnych aktów prawnych). Możliwość monitorowania unijnego procesu legislacyjnego w obszarze energii, a także ich obecność na płaszczyźnie wspólnotowej pozwala na ścisły dialog i kontakt z najważniejszymi przedstawicielami branży. Operatorzy systemów przesyłowych gazu i energii elektrycznej współpracują w ramach takich struktur, jak ETSO (Stowarzyszenie Europejskich Operatorów Systemów Przesyłowych) czy GTE (Europejskie Stowarzyszenie Przesyłania Gazu).

Ponadto działa Europejska Rada Regulatorów Energetyki (CEER – Council of European Energy Regulators), została powołana w 2000 r. w Brukseli. Początkowo skupiała regulatorów z 10 państw członkowskich i Norwegii. Obecnie w jej skład wchodzi 29 członków – organy regulacyjne z 27 państw członkowskich, a także z Norwegii i Islandii³⁸. CEER stanowi platformę wymiany informacji i kooperacji pomiędzy krajowymi instytucjami regulacji a Komisją Europejską, w szczególności prowadzi intensywny dialog w ramach Dyrekcji Generalnych ds. Energii i Transportu (DG TREN), ds. Konkurencji³⁹ oraz ds. Badań.

Rada działa aktywnie poprzez grupy robocze (m.in Grupa robocza ds. gazu ziemnego), które realizują powierzone im corocznie zadania za pomocą niższych komórek organizacyjnych – zespołów zadaniowych (m.in ds. Infrastruktury gazowej, transportu transgranicznego i tranzytu). Jest ona członkiem wspominanych wyżej Forum Madryckiego i Florenckiego oraz współpracuje z regulatorami z Ameryki Północnej (Amerykańskie Stowarzyszenie Regulatorów NARUC)⁴⁰, Europy Rodkowo-Wschodniej (Ener-

³⁶ Por.: przedstawiciele grup interesu akredytowani przy PE według organizacji, cyt. za: <http://www.europarl.europa.eu/parliament/expert/lobbyAlphaOrderByOrg.do?letter=B&language=PL>.

³⁷ Baza CONECS – organizacji europejskich społeczeństwa europejskiego obejmuje ponad 2600 grup interesu.

³⁸ Por.: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_ABOUT

³⁹ W gestii DG ds. Konkurencji (Competition) znajdują się sprawy z zakresu działalności antymonopolowej, kontroli fuzji przedsiębiorstw, liberalizacji i interwencjonizmu państwa, pomocy publicznej oraz kwestie międzynarodowe w polityce konkurencji.

⁴⁰ The National Association of Regulatory Utility Commissioners.

gy Regulators Regional Association, ERRA), a także współtworzy Międzynarodową sieć poświęconą regulacji energetyki (International Energy Regulation Network, IERN). CEER aktywnie uczestniczył w pracach nad podpisanym w 2005 roku Traktatem ustanawiającym Wspólnotę Energetyczną pomiędzy UE a państwami Europy Południowo-Wschodniej⁴¹. Z pozytywną reakcją Rady Europejskich Regulatorów Energetyki spotkały się również propozycje KE w sprawie zwiększenia niezależności nadzoru na poziomie krajowym i unijnym, a także dotyczące skutecznego podziału własności w zakresie przesyłu (jako wymóg określony we wspólnotowym prawodawstwie).

W 2003 r. KE powołała niezależną grupę doradczą ds. energii elektrycznej i gazu – Grupę Europejskich Organów Regulacyjnych ds. Energii Elektrycznej i Gazu (ERGEG)⁴². Zadaniem ERGEG jest przede wszystkim ułatwianie konsultacji, koordynacji działań i współpracy między krajowymi organami regulacyjnymi z jednej strony a Komisją Europejską z drugiej. Składa się ona z przewodniczących krajowych urzędów regulacyjnych (27) lub ich reprezentantów. ERGEG wydaje niewiążące wytyczne oraz przedstawia KE zalecenia i opinie, które wpływają na pogłębianie procesu tworzenia wspólnotowego rynku gazu i energii elektrycznej. KE wskazuje jednak na niewystarczające rezultaty funkcjonowania ERGEG, wynikające przede wszystkim ze sposobu osiągnięcia porozumienia w ramach grupy. W praktyce większość decyzji wymaga konsensusu wszystkich jej członków, co doprowadziło do wypracowania niewiążących kodeksów i działań, mających na celu większą konwergencję, natomiast nie udało się podjąć decyzji w kwestiach o kluczowym znaczeniu⁴³.

Ponadto stworzeniu „niezależnego mechanizmu prowadzenia współpracy i podejmowania decyzji dla krajowych organów regulacyjnych” służy ma powołanie Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki⁴⁴. Miałaby ona dysponować konkretnymi uprawnieniami decyzyjnymi (m.in. w kwestii wniosków o zastosowanie odstępstwa, w sprawie problemów technicznych – w ramach procedury komitologii), określałaby pro-

⁴¹ M. Kozak, *Unia Europejska i kraje Południowo-Wschodniej Europy zamierzają utworzyć nową Wspólnotę Energetyczną*, Biuletyn URE 2005, nr 2.

⁴² Commission Decision of 11 November 2003 on establishing the European Regulators Group for Electricity and Gas; L 296/34 Official Journal of the European Union (2003/796/EC).

⁴³ Por.: Wniosek. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiające Agencję..., *op. cit.*, s. 11.

⁴⁴ Wniosek. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki, Komisja Wspólnot Europejskich, Bruksela 19.09.2007, KOM (2007) 530 wersja ostateczna, cyt. za: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0530:FIN:PL:PDF>.

cedury współpracy pomiędzy krajowymi organami regulacyjnymi, sprawowałyby nadzór regulacyjny nad kooperacją pomiędzy operatorami sieci przesyłowych, pełniłyby funkcje doradczą wobec KE.

Wśród najważniejszych grup lobbujących w obszarze unijnego rynku energii należy wymienić Stowarzyszenie Europejskich Operatorów Systemów Przesyłowych ETSO (European Transmission System Operators) oraz Konfederację Europejskiego Biznesu (BusinessEurope). ETSO zostało utworzone w 1999 r. jako związek czterech regionalnych organizacji zrzeszających operatorów sieci przesyłowych z Irlandii, Wielkiej Brytanii, Skandynawii, a także Zachodniej i środkowej Europy. Jego działalność skupia się przede wszystkim na wypracowaniu efektywnych reguł i zasad harmonizacji wspomagających rozwój Wewnętrznego Rynku Energii Elektrycznej.

Członkami ETSO są m.in. niemieckie koncerny energetyczne E.ON, EnBW, RWE, Vattenfall, francuski RTE, polski PSE Operator S.A., brytyjski National Grid, Scottish Power i inne⁴⁵. ETSO jest grupą akredytowaną przy PE. Stowarzyszenie dąży do uzyskania możliwości powołania instytucji, mającej taki sam status, jak obecnie ERGEG, która skupiałaby operatorów przesyłowych⁴⁶, a tym samym wywierałaby większy wpływ na kształtowanie unijnego rynku. ETSO poparło także propozycje KE dotyczące liberalizacji unijnego rynku energetycznego zawarte w omówionym wyżej tzw. trzecim pakiecie energetycznym⁴⁷.

Natomiast Konfederacja Europejskiego Biznesu⁴⁸, w której skład wchodzi 35 organizacji zrzeszających pracodawców europejskich⁴⁹, w odpowiedzi na propozycje KE dotyczące dywersyfikacji źródeł energii podkreśliła znaczenie wykorzystania energii jądrowej jako najlepszego rozwiązania, prowadzącego m.in. do obniżenia cen prądu w sektorze chemicznym i metalowy, a tym samym wzmocnienia konkurencyjności europejskiego przemysłu. W ślad za tym wezwała KE do podjęcia konkretnych działań na rzecz zwiększenia roli tego źródła energii w UE⁵⁰.

⁴⁵ Skład członkowski ETSO porównaj: http://www.etso-net.org/association/membership/map/e_default.asp.

⁴⁶ Por.: J. Biedrzycki, M. Kozak, P. Seklecki, *Europejski rynek energii elektrycznej i gazu – postęp prac nad nowymi aktami prawnymi*, 7 czerwca 2005, cyt. za: http://www.ure.gov.pl/portal/pl/233/948/Europejski_rynek_energii_elektrycznej_i_gazu_8211_postep_prac_nad_nowymi_aktami.html;

⁴⁷ Por.: European Transmission System Operators (ETSO): *Opinion on the evolution of the internal electricity market*, Brussel 30 June 2005, cyt. za: <http://www.etso-net.org/upload/documents/ETSO%20IEM.pdf>.

⁴⁸ Nazwa funkcjonuje od 24 stycznia 2007 r., wcześniej Związek Przemysłu Wspólnot Europejskich UNICE utworzony w 1958 r.

⁴⁹ Każdy krajowy związek pracodawców posiada swoje przedstawicielstwo przy organizacji.

⁵⁰ Por.: BusinessEurope. *Energy for Europe: keeping all options open, including nuclear*, November 2007, cyt. za: <http://www.besnesseurope.eu/content/default.asp?pageid=424>.

Warto również zasygnalizować stanowisko Europejskiej Rady Przemysłu Chemicznego (CEFIC) jako największego konsumenta energii w sektorze przemysłu przetwórczego. Jej inicjatywy skoncentrowane są na zapobieganiu działaniom Komisji Europejskiej, mającym na celu głębszą redukcję emisji dwutlenku węgla niż zostało to przewidziane w Protokole z Kioto. Zdaniem CEFIC unijne propozycje będą miały wpływ na wzrost cen przede wszystkim u producentów energii jądrowej w UE, a nie na całym świecie, a tym samym zmniejszy się konkurencyjność przemysłu europejskiego⁵¹.

7.3. Unia Europejska wobec regionalnych i globalnych wyzwań bezpieczeństwa energetycznego

UE jako jeden z największych importerów gazu ziemnego, ropy naftowej i węgla jest niezwykle ważnym uczestnikiem globalnego rynku energii. Brak zdolności do kształtowania spójnej polityki energetycznej, osłabia jednak skuteczność podejmowanych przez nią działań na płaszczyźnie międzynarodowej, co dodatkowo potęguje wzrastające uzależnienie Unii od zewnętrznych dostaw surowców energetycznych.

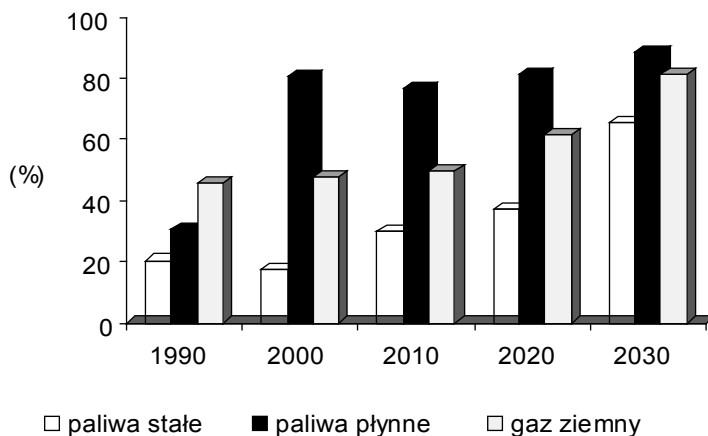
W omawianych wyżej propozycjach ze stycznia 2007 r. Komisja zwróciła uwagę na negatywne konsekwencje pozostania przy obecnej polityce energetycznej w UE. Przede wszystkim doprowadzi ona do wzrostu emisji gazów cieplarnianych do atmosfery (do 2030 r. wzrost o 5%). Jednocześnie przy rosnącym uzależnieniu UE od importu surowców energetycznych (z obecnego 50% do 65% w 2030 r.) wzrośnie ryzyko załamania się dostaw. 82% ropy naftowej i 57% gazu ziemnego UE pochodzi z państw trzecich. Większość państw członkowskich uzależniona jest od jednego importera gazu ziemnego – Rosji.

Szacuje się, że do 2030 r. zależność do importu gazu wzrośnie z 57% do 84%, a ropy naftowej z 82% do 93%. Tendencje te pogłębia brak skutecznych mechanizmów zapewniania solidarności między państwami członkowskimi w przypadku kryzysu energetycznego⁵².

⁵¹ EU Chemical Industry Council (CEFIC): Position paper on EU energy markets, April 2007, cyt. za <http://www.cefic.org/files/Publications/2007-April%20Cefic%20Position%20on%20Energy%20Markets.pdf>.

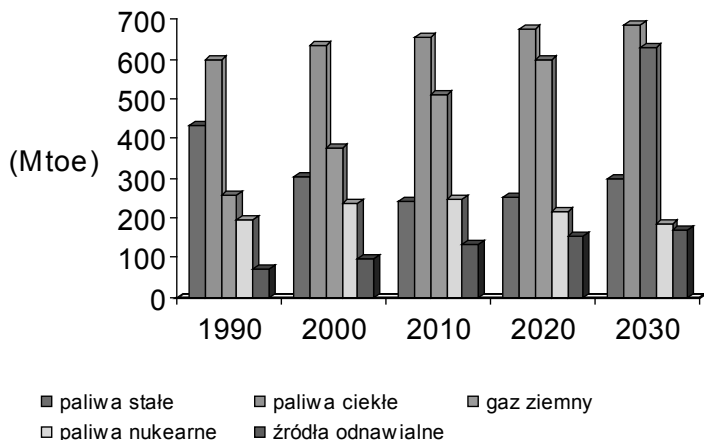
⁵² Por.: *Komunikat Komisji do Rady Europejskiej i Parlamentu...*, *op. cit.*

Wykres 7.1. Udział paliw importowanych w całkowitym zapotrzebowaniu na nośniki energii w krajach Unii Europejskiej (EU-25)



Źródło: opracowanie własne na podstawie: EU-25 Energy and Transport Outlook to 2030, European Commission, January 2003, cyt. za: http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/figures/trends_2030/5_chap4_en.pdf, s. 112.

Wykres 7.2. Zapotrzebowanie na energię pierwotną w krajach Unii Europejskiej (EU-25)



Źródło: opracowanie własne na podstawie: EU-25 Energy and Transport Outlook to 2030, op. cit., s. 111.

Komisja Europejska prognozuje, że bez wypracowania nowej polityki energetycznej już za 25 lat UE będzie skazana na dostawców z niestabilnych regionów.

Wobec zasygnalizowanych zjawisk intensyfikacja współpracy na poziomie europejskim jest niezbędna. Działania Unii Europejskiej, mające na celu skuteczną dywersyfikację źródeł i dróg dostaw energii, a co za tym idzie i bezpieczeństwo dostaw, można sprowadzić do następujących kwestii rangi zasadniczej:

Po pierwsze, by ograniczyć zależność od rosyjskiego potentata, UE kładzie nacisk na wykorzystanie alternatywnych źródeł pozyskiwania energii. Obecnie energia wiatrowa, słoneczna i biomasa stanowią mniej niż 7% całkowitego zapotrzebowania UE na nośniki energii. Chodzi tu przede wszystkim o uzyskiwanie prądu z odnawialnych źródeł – przybrzeżne parki/turbiny wiatrowe lub baterie słoneczne, biopaliwa, wykorzystywanie ciepła ziemi przez pompy ciepłe. Państwa UE charakteryzuje zbliżony stopień wykorzystania energii odnawialnej, rzadko jej udział w ogólnym zapotrzebowaniu na energię wynosi więcej niż 10%, średnio w Unii jest to 6% (w Austrii 21%). Optymistyczna prognoza KE zakłada pozyskiwanie w ten sposób 1/3 unijnego prądu. W Danii już 1/5 zapotrzebowania na elektryczność pokrywana jest z energii wiatrowej. Wiatr zaspokaja 1,3% światowego zużycia energii elektrycznej. Zasadniczym problemem jest jednak kosztowność takiego przedsięwzięcia, by osiągnąć zamierzone cele UE musiałaby rocznie przeznaczyć 18 mld euro na niezbędną infrastrukturę. W związku z tym uzasadnione wydają się by obawy o gotowość państw członkowskich do takich inwestycji⁵³.

Po drugie, zmniejszenie zużycia energii w UE i wykorzystanie odnawialnej energii, jednocześnie w mniejszym stopniu obciążałoby klimat.

Po trzecie, wobec wysokich kosztów pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych, KE bierze pod uwagę w dywersyfikacji źródeł wykorzystanie spornej w państwach członkowskich energii jądrowej. Decyzja o jej wyborze podlega narodowym kompetencjom, pod warunkiem zachowania wysokich unijnych standardów i prowadzenia badań syntezy jąder.

Po czwarte, niezbędny jest podział własności na rynku energii, który pozwoliłby na jego pełną liberalizację i wzrost konkurencyjności.

We wrześniu 2007 r. Komisja Europejska przedstawiła tzw. trzeci pakiet liberalizacyjny. Ponownie wskazała w nim na konieczność własnościowego rozdzielania produkcji i przesyłu oraz wzmocnienia roli niezależnych re-

⁵³ *Ibidem*.

gulatorów sieci (**ISO** – Independent System Operator). Niezależni operatorzy byłiby gwarancją pewności przesyłu, a zatem dostaw energii, a także korzystnych inwestycji. Tym samym stworzona zostałaby możliwość równego dostępu do unijnego rynku mniejszym firmom. W przekonaniu Komisji podjęcie zdecydowanych środków w tym zakresie umożliwi otwarcie sektorów energetycznych zdominowanych przez takich potentatów, jak EdF we Francji i E. ON w Niemczech, które produkują i jednocześnie nadzorują dostęp do sieci przesyłowych. Rozdział produkcji energii od jej przesyłu wpłynąłby na rozwój inwestycji, poprawiających jakość infrastruktury oraz łączących wszystkie państwa Unii w jeden wspólny rynek. Wynika to z tego, że firmy będące wyłącznie właścicielem i dystrybutorem sieci są bardziej umotywowane do przeznaczania środków finansowych na jej modernizację i rozwój, ponieważ zarabiają na przesyśle, co czyni inwestycje opłacalnymi. Kolejną kwestią byłoby przyznanie narodowym regulatorom sieci większych kompetencji i niezależności, a także utworzenie europejskiej agencji, która stałaby na straży przestrzegania obowiązujących regulacji zarówno w krajowej, jak i ponadgranicznej działalności w obszarze energii. Warunkiem efektywnego funkcjonowania wspólnotowego rynku energii byłoby wyposażenie unijnej instytucji w rzeczywiste uprawnienia, bowiem tylko wtedy mogłaby ona spełniać swoją rolę, nadzorując krajowych regulatorów. Jednakże Komisja wyraziła wątpliwość co do uzyskania politycznego poparcia zarysowanej propozycji wśród państw członkowskich.

Postulaty KE dotyczące rozdziału produkcji energii od jej przesyłu spotkały się z pozytywnym odzewem między innymi Wielkiej Brytanii, Danii i Holandii i z krytyką dziewięciu państw członkowskich. Pod przewodnictwem Niemiec i Francji, Austria, Bułgaria, Cypr, Grecja, Łotwa, Luksemburg oraz Słowacja wyraziły brak poparcia dla obu rozwiązań wskazanych przez unijną instytucję. Zdaniem niemieckiego wiceministra gospodarki Joachima Wurmelinga unijne rozwiązania „prowadzą do nowych problemów, ponieważ nikt nie chce inwestować w sieci, które musi sprzedać”. Francuski minister ekologii Jean-Louis Borloo wyraził z kolei przekonanie, że „rozdzielanie własności to poważny zamach na prawo własności”⁵⁴.

⁵⁴ Por.: KE naciska na podział własnościowy na rynku energii, „Rzeczpospolita” 23.11.2007, cyt. za: <http://www.rp.pl/artukul/9211,71489.html>; Opór wobec propozycji podziału własnościowego rynku na rynku unijnym energii, „Rzeczpospolita” 3.12.2007, cyt. za: <http://www.rp.pl/artukul/19417,73910.html>; Wielkie koncerny energetyczne bronią swoich pozycji, rozmowa z Erwinem van Lumichem, dyrektorem odpowiedzialnym za energetykę w agencji Fitch Ratings, „Rzeczpospolita” 7.01.2008, cyt. za: www.rp.pl/artukul/81579.html; A. Łakoma, A. Łojewska: *Bruksela chce, by wielkie koncerny energetyczne sprzedały swoje sieci*, „Rzeczpospolita” 7.01.2008, <http://www.rp.pl/artukul/81576.html>.

W ślad za tym osiem z wyżej wymienionych państw (oprócz Cypru) skierowało list do Komisji Europejskiej i Komisji ds. Przemysłu, Badań i Energii Parlamentu Europejskiego z 29 stycznia 2008 roku⁵⁵. Zaproponowano w nim tzw. trzecią opcję, pozwalającą koncernom energetycznym zarówno na zachowanie prawa własności, jak i pewnej kontroli nad sieciami przesyłowymi. Przewidywała ona przekształcenie przedsiębiorstw energetycznych w spółki (towarzystwa) sieciowe. Pozwoliłoby to na wyodrębnienie przedsiębiorstw-córek (kontrolujących sieci przesyłowe), z własnym zarządem. W ten sposób zamierzano osiągnąć ograniczenie wpływu koncernu-matki (producentów energii) na działalność użytkowników sieci. Jednocześnie umożliwiłoby to niezależne udziały córek w zyskach, postrzegane jako niezbędne dla użytkowania, utrzymania i rozbudowy sieci. Ponadto wysunięta pod francusko-niemiecką egidą alternatywa odrzucała ewentualność wprowadzenia niezależnych operatorów sieci, postrzeganych jako instrument zewnętrznego nadzoru i kontroli. Tym samym potentaci energetyczni pozbawieni zostaliby wpływu na działalność inwestycyjną sieci przesyłowych.

W lutym 2008 r. KE zasugerowała, że rozważy wyżej omówioną trzecią opcję liberalizacji rynku energetycznego, pod warunkiem przyjęcia dalszych klauzul bezpieczeństwa⁵⁶.

Z uwagi na opór Niemiec wobec propozycji podziału własnościowego na rynku energii, niezwykle kontrowersyjna stała się zakomunikowana pod koniec lutego roku 2008 decyzja największego niemieckiego koncernu energetycznego E.ON o dobrowolnej sprzedaży sieci elektrycznej (10 tys. km linii przesyłowych) oraz kilku elektrowni. Tygodnik „Der Spiegel” skomentował te zapowiedzi jako „zdradę we własnych szeregach” i działania „za plecami” kanclerz Angeli Merkel. Oznaczało to „rewolucję” i „zwrot o 180 stopni” w niemieckim sektorze energetycznym. Wśród motywów decyzji jednego z największych niemieckich gigantów energetycznych upatruje się po pierwsze, wyjście naprzeciw postulatom i załagodzenie konfliktu z KE, która sygnalizowała wielokrotnie podjęcie działań, mających na celu przeciwdziałanie monopolistycznej pozycji potentata na rynku, po drugie, osiągnięcie dobrej ceny, oraz po trzecie, mniejszą rentowność utrzymywania sieci przesyłowych. Zamiany E.ON spotykały się z pozytywnym odbiorem konsumentów, ponieważ wiązały się z niższymi cenami prądu i niezależnymi użytkownikami sieci przesyłowych.

⁵⁵ Por.: <http://www.euractiv.com/ndbtext/press/3rdoptionletter.pdf>.

⁵⁶ Liberalisierung des Energiemarktes. Kommission erwärmt sich für „den dritten Weg“. cyt. za: <http://www.euractiv.com/de/energie/liberalisierung-energiemarktes-kommission-erwaermt-dritten-weg/article-170509>.

Natomiast sceptyczne stanowisko w tej sprawie prezentował rząd federalny⁵⁷. Do najważniejszych czynników, które wpływają na wypracowanie skutecznej i spójnej zewnętrznej polityki energetycznej UE należą:

- wewnętrzne zróżnicowanie źródeł energii w poszczególnych krajach członkowskich. Przykładowo we Francji energia jądrowa pokrywa ponad 40% krajowego zapotrzebowania na energię pierwotną i zarazem dostarcza niemal 80% energii elektrycznej. Natomiast w Wielkiej Brytanii to odpowiednio tylko 9% i 20%. Rozważa się tu jednak budowę elektrowni nuklearnych nowej generacji⁵⁸. Austria czy Dania całkowicie odeszły od energii jądrowej, podobnie w Niemczech jej wykorzystanie budzi społeczne kontrowersje. W Polsce w dalszym ciągu kluczowym źródłem pozyskiwania energii pozostaje węgiel, który pokrywa niemal 58% zapotrzebowania i dostarcza 92% energii elektrycznej.
- europejska polityka energetyczna winna opierać się na wspólnych interesach krajów członkowskich, co jednocześnie determinowałoby unijny „jeden głos” w kwestiach energetycznych wobec państw trzecich.

Zasadnicze różnice w postrzeganiu kwestii bezpieczeństwa energetycznego przez stare i nowe państwa członkowskie wynikają ze stopnia ich zależności od dostaw z Rosji⁵⁹. Dla przykładu Portugalia w 100% uzależniona jest od importu gazu z Algierii, w przeciwieństwie do krajów Europy środkowo-Wschodniej, które zapotrzebowanie na gaz pokrywają importem z Rosji (Polska w ok. 90%).

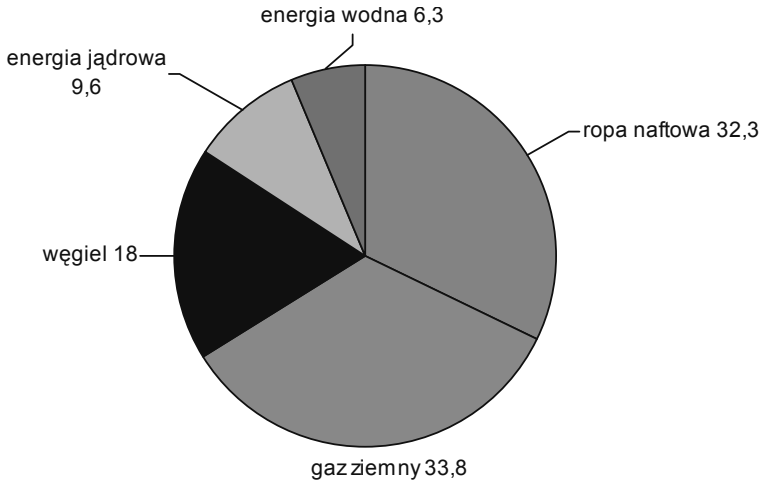
- W związku z powyższym *przeważają bilateralne porozumienia między Rosją i poszczególnymi państwami członkowskimi, co utrudnia wypracowanie spójnego stanowiska Unii Europejskiej.*
- Co więcej przywódcy państw członkowskich są niezgodni co do charakteru stosunków z Rosją. Te rozbieżności wynikają z historycznych uwarunkowań i narodowej wrażliwości. Przede wszystkim Polska i państwa bałtyckie nie są gotowe do ustępstw wobec wschodniego mocarstwa.

⁵⁷ Por.: E.ON will sich selbst zerschlagen, *Süddeutsche Zeitung* 28.02.2008, (w:) <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/artikel/176/160736/>; M. Bauchmüller: Zerschlagung der Energiekonzerne. Deutschland – das Stromlabor, *Süddeutsche Zeitung* 28.02.2008, <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/artikel/281/160841/>; A. Waldermann: Netz-Verkauf: Verrat im eigenen Lager. Wie E.on der Kanzlerin in den Rücken fiel, *Spiegel online* 28.02.2008, (w:) <http://www.spiegel.de/wirtschaft/0,1518,538445-2,00.html>; A. Waldermann: E.on will Stromnetz verkaufen - um Zerschlagung zu entgehen, *Spiegel online* 28.02.2008, (w:) <http://www.spiegel.de/wirtschaft/0,1518,538364,00.html>.

⁵⁸ *Nowe elektrownie atomowe w Wielkiej Brytanii*, 3.01.2008, cyt. za: <http://news.money.pl/artykul/nowe;elektrownie;atomowe;w;Wielkiej;Brytanii;218,0,310490.html>.

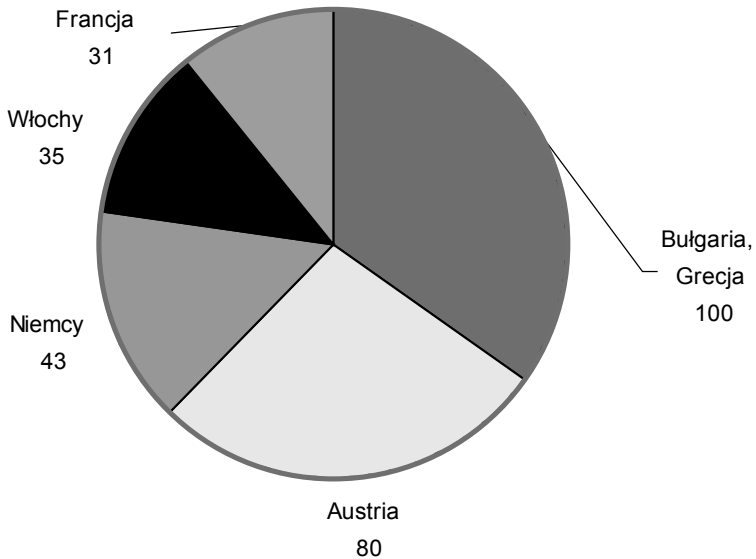
⁵⁹ A. Łoskot: *Bezpieczeństwo dostaw rosyjskiego gazu do UE – kwestia polskiej infrastrukturalnych*, Warszawa luty 2008, cyt. za: http://osw.waw.pl/files/PUNKT_WIDZENIA_9.pdf.

Wykres 7.3. Zużycie nośników energii pierwotnej w Europie (% , 2005 rok).



Źródło: Zeit-Grafik/Quelle:BP, <http://www.zeit.de/online/2008/02/bg-pipelines?5>.

Wykres 7.4. Import gazu z Rosji. Udział w całkowitym imporcie gazu (w %, 2005 rok)



Źródło: Zeit-Grafik/Quelle: JEA/Economist, Eurostat, <http://www.zeit.de/online/2008/02/bg-pipelines?5>.

- **Wzrost zależności od zewnętrznych dostawców ropy naftowej i gazu ziemnego. Według prognoz Komisji Europejskiej w 2030 roku UE będzie korzystała zaledwie w 17% z własnych zasobów energetycznych. Ropa naftowa pokrywa z reguły od 40 do 50% zapotrzebowania na energię pierwotną we wszystkich 27 państwach członkowskich. Zależność sektora transportu od ropy stanowi zarazem jedną z najpoważniejszych kwestii związanych z bezpieczeństwem dostaw energii do UE. Transport odpowiada za średnio 31% zużycia energii we Wspólnocie⁶⁰. Dla unijnego importu ropy naftowej kluczowe znaczenie mają: Rosja i region kaspijski, Norwegia, Arabia Saudyjska., Afryka Płn. (Algieria i Libia). Przy czym UE konkuruje w tym obszarze z wschodzącymi koncernami z Azji, Chin i Indii. Świadomość rosnącego zagrożenia dla stabilności europejskiej gospodarki wynika z uzależnienia od importu ropy, zwłaszcza że w 2030 r. osiągnie on 93%. Tendencję tę potęguje wyczerpywanie się złóż na Morzu Północnym⁶¹. Przede wszystkim znacząco rośnie będzie niemiecka zależność od importu ropy naftowej – Niemcy jako jeden z największych jej konsumentów (rocznie ok. 123 mln ton przy wydobyciu 3,5 mln ton) – tylko w niewielkim stopniu zaspokajają zapotrzebowanie krajowego rynku.**

Kolejne wyzwanie wiąże się ze wzrostem cen ropy naftowej. Dla porównania jeszcze w 1998 roku baryłka ropy kosztowała na rynkach światowych ponad 10 dolarów, na początku 2008 roku – ponad 100 dolarów. Ekspert z Niemieckiego Instytutu Badań Gospodarczych (Deutscher Institut für Wirtschaftsforschung) prognozują, że w 2015 roku jej cena może dojść do ponad 200 dolarów⁶².

Obecnie największymi dostawcami gazu ziemnego do UE są obok Rosji, Algieria i Norwegia⁶³. Kluczową kwestią, przed której rozwiązaniem stoją państwa Unii wiąże się z tym, że sieci transportowe gazu ziemnego stanowią połączenia z najważniejszymi dostawcami, natomiast powiązania pomiędzy samymi państwami członkowskimi nie pozwalają na efektywne funkcjonowanie mechanizmu solidarnościowego w ramach Unii. Kolejny problem wiąże się z dużym kosztem nowej infrastruktury gazociągowej, co wpływa na wykorzystywanie kwestii przesyłu stałymi drogami jako instrumentu nacisku politycznego na państwa uzależnione w znacznym stopniu od dostaw zewnętrznych.

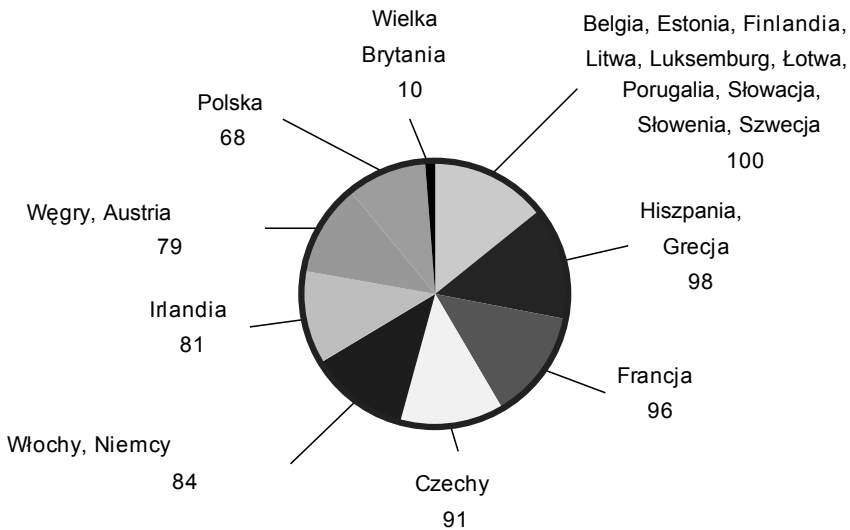
⁶⁰ Por.: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page?_pageid=1996,45323734&_dad=portal&_schema=PORTAL&screen=welcomeref&open=/H/H2/H24&language=de&product=Yearlies_new_environment_energy&root=Yearlies_new_environment_energy&scrollto=228.

⁶¹ Por.: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/oil.pdf>.

⁶² A. Hagelüken, J. Rubner: Unsichere Energieversorgung Der Traum von der eigenen Quelle, [w:] Süddeutsche Zeitung 8.01.2007, <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/artikel/371/97274/>

⁶³ Por.: http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/nat_gas.pdf.

Wykres 7.5. Kraje najbardziej uzależnione od importu gazu (w %)



Źródło: „Rzeczpospolita”, cyt. za: A. Łojewska, *Unia chce gazu z Rosji*, „Rzeczpospolita”, 30.01.2008, <http://www.rp/galeria/13,88203.html>.

Za priorytetowe w kształtowaniu zewnętrznej polityki energetycznej UE na wspomnianym spotkaniu RE w marcu roku 2007 przedstawiciele państw członkowskich uznali między innymi:

- negocjacje i finalizację porozumienia z Rosją, dotyczącego głównie zagadnień z zakresu energetyki,
- w perspektywie dywersyfikacji źródeł i dróg dostaw energii, zacieśnienie stosunków z Azją rodkową, regionami Morza Kaspijskiego i Morza Czarnego,
- zacieśnianie współpracy w dziedzinie energii ze Stanami Zjednoczonymi, Chinami, Indiami, Brazylią,
- wprowadzenie w życie Traktatu o Wspólnocie Energetycznej (jego rozszerzenie o Norwegię, Turcję, Ukrainę i Mołdawię),
- wykorzystanie instrumentów europejskiej polityki sąsiedztwa,
- zacieśnienie relacji w dziedzinie energii z Algierią, Egiptem, a także z innymi państwami Maszreku i Maghrebu,
- promowanie dialogu energetycznego z krajami afrykańskimi⁶⁴.

⁶⁴ *Ibidem*, s. 18.

7.3.1. Dialog energetyczny Unia Europejska–Rosja

Ważnym czynnikiem warunkującym kształtowanie potrzeb i relacji między UE a Federacją Rosyjską są kwestie energetyczne. Rosja, dysponując znaczną częścią światowych rezerw gazu ziemnego ropy naftowej⁶⁵, pokrywa obecnie ponad połowę zapotrzebowania importowego UE-27 na te surowce (por. mapka 7.1 <http://bi.gazeta.pl/im/8/5653/m5653328.jpg>). Jednocześnie Rosja jest jednym z kluczowych partnerów handlowych UE, ponad 50% handlu zagranicznego Federacji Rosyjskiej przypada na kraje członkowskie. Unia Europejska jest źródłem ok. 75% inwestycji zagranicznych w Rosji⁶⁶.

Do najważniejszych problemów dialogu energetycznego pomiędzy Rosją a Unią Europejską należy uznać :

• **Otwarcie rosyjskiego rynku energetycznego i ochronę inwestycji. Obecnie 70% rosyjskiej produkcji gazu kontroluje Gazprom, który ma również pozycję monopolisty w eksporcie.**

Unia dąży do objęcia najważniejszych dostawców i państw tranzytowych jednolitymi regulacjami – dotyczy to w szczególności państw byłego Związku Radzieckiego, które są infrastrukturalnie ściśle powiązane z rynkami europejskimi. W związku z tym Wspólnota podejmuje starania o ratyfikowanie przez Rosję Karty Energetycznej⁶⁷ i Protokołu tranzytowego. Ostatni z wymienionych dokumentów ma kluczowe znaczenie dla podwyższenia bezpieczeństwa energetycznego krajów członkowskich, ponieważ przewiduje zakaz przerwania dostaw do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu pomiędzy zaangażowanymi stronami, a także określa bariery dotyczące m.in. ustalania limitów dostaw i opóźniania ich przesyłu⁶⁸. Natomiast Rosja stanowczo sprzeciwia się ratyfikacji Karty, ponieważ jej konsekwencją byłaby utrata kontroli nad sieciami przesyłowymi i transportem surowców, a tym samym objęcie obszaru WNP zasadami wolnego rynku⁶⁹.

⁶⁵ Rosja dysponuje ok. 1/3 światowych rezerw gazu ziemnego oraz zajmuje 8 miejsce pod względem posiadanych zasobów ropy naftowej. Siedem pierwszych miejsc pod względem wielkości rezerw ropy naftowej zajmują: Arabia Saudyjska, Kanada, Iran, Irak, Kuwejt, Zjednoczone Emiraty Arabskie i Wenezuela. Por.: http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/nat_gas.pdf ; <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/oil.pdf>.

⁶⁶ http://ec.europa.eu/trade/issues/bilateral/countries/russia/index_en.htm.

⁶⁷ Karta Energetyczna została podpisana 17 grudnia 1994 r. w Lizbonie przez 51 państw i UE, jej postanowienia weszły w życie w 1998 r. Australia, Białoruś, Islandia, Norwegia i Rosja nie ratyfikowały postanowień Karty, natomiast Białoruś i Rosja będą przestrzegać tych regulacji Karty, które są zgodne z ich krajowym ustawodawstwem. Por.: E. Wyciszkievicz: *Traktat karty Energetycznej i Protokół tranzytowy w relacjach UE – Federacja Rosyjska*, Biuletyn PISM nr 72, 8 grudnia 2006.

⁶⁸ E. Wyciszkievicz: *Traktat karty Energetycznej ...*, op. cit.

⁶⁹ Główne gazociągi eksportowe Rosja–Europa patrz Aneks, mapa V.1.

Aby zmusi Rosję do zniesienia embarga na żywność z Polski, strona polska zablokowała w listopadzie roku 2006 rozpoczęcie rokowań w ramach dialogu UE – Rosja w sprawie nowej umowy ramowej o współpracy i partnerstwie (PCA II)⁷⁰. Tak zdecydowane stanowisko poparły kraje bałtyckie. Pozostałe państwa Europy – rodkowo-Wschodniej (Słowacja, Węgry) zainteresowane są raczej pogłębianiem dwustronnej współpracy energetycznej z Rosją niż narażaniem się ewentualne konfliktom, o czym świadczy zwłaszcza poparcie Węgier dla rosyjskiego gazociągu South Stream, choć nie służy on interesom Unii (luty 2008 roku)⁷¹.

- Kwestię poparcia przez UE rosyjskich dążeń do członkostwa w WTO.

Warunkiem wsparcia rosyjskich starań o członkostwo w WTO jest zaprzestanie polityki zaniżania cen gazu ziemnego dla odbiorców krajowych przez Gazprom, a także wysuwany przez niektóre państwa członkowskie (głównie Polskę) problem ratyfikacji Karty Energetycznej. Stanom Zjednoczonym za poparcie dążeń Rosji do uzyskania członkostwa w WTO zaoferowano dostęp do zasobów gazu ziemnego w Arktyce (złóża Sztokmana, patrz Aneks: mapka 7.2.)⁷². W tej kwestii Gazprom ostatecznie zadeklarował, iż priorytetem w eksploatacji jednego z największych pól gazowych na świecie będą dostawy do rosyjsko-niemieckiego gazociągu przez Bałtyk (Nord Stream), **począwszy od 2015 r.⁷³ Złoża te kryją co najmniej 3,7 bln m sześć. gazu, czyli tyle, ile cała UE zużywa przez siedem lat⁷⁴.**

- Polepszenie warunków dla prowadzenia działalności przedsiębiorstw i inwestycji.
- Współpraca na rzecz ochrony środowiska w ramach protokołu z Kyoto.
- Bezpieczeństwo nuklearne i zamknięcie elektrowni jądrowych.

W związku z zasygnalizowanymi wyżej uwarunkowaniami należy mieć na uwadze zagrożenia wiążące się z uzależnieniem większości państw

⁷⁰ Por.: K. Niklewicz: *Polska blokuje przyjęcie stanowiska UE z Rosją*, „Gazeta Wyborcza” 12.11.2006, <http://serwisy.gazeta.pl/swiat/1,45627,3731055.html>, Solana: *Rozmowy z UE-Rosja nie będą kompletne bez kwestii energii*, „Gazeta Wyborcza” 20.02.2008, cyt. za: <http://gospodarka.gazeta.pl/gospodarka/1,33181,4947914.html>.

⁷¹ E. Wyciszkievicz: *Traktat...*, *op.cit.*

⁷² A. Kublik, Rosja da gaz za wpuszczenie do WTO, *Gazeta Wyborcza* 21.05.2006; <http://gospodarka.gazeta.pl/gospodarka/1,33207,3360612.html>; <http://www.pulsbiznesu.com.pl/Default2.aspx?ArticleID=4d967513-79c6-4256-b2c1-e4011a78051d>.

⁷³ Nord Stream – aktualny stan realizacji i ewentualne konsekwencje projektu, 14 listopada 2007, BEST OSW nr 29, (w:) <http://osw.waw.pl/pub/BiuletynOSW/2007/11/071114/best01.htm>.

⁷⁴ Gazprom pójdzie po arktyczny gaz bez cudzoziemców, *Gazeta Wyborcza* 9.10.2006, (w:) <http://www.gazetawyborcza.pl/1,86733,3674643.html>.

członkowskich od importu gazu z Rosji. Niedobór gazu na rynkach Unii, przy jednoczesnym dążeniu Gazpromu do kontrolowania infrastruktury dostawczej i zapewnieniu pozycji monopolistycznej, pozwoli rosyjskiemu koncernowi na maksymalizację zysku z eksploatacji i sprzedaży gazu. Co więcej wpłynie to na wzrost konkurencji pomiędzy państwami członkowskimi o zapewnienie bezpieczeństwa dostaw.

Wysoka cena gazu, faworyzująca bogatsze kraje, w połączeniu z jego deficytem na unijnym rynku, będzie natomiast rzutowała na kolejne rozdziewięki pomiędzy starymi a nowymi członkami Unii. Powyższe tendencje rozwoju polityki energetycznej rozwiewają nadzieje na skuteczność europejskiej solidarności energetycznej.

Alan Riley, brytyjski ekspert w dziedzinie zaopatrzenia w gaz ziemny, zwrócił uwagę na grożący Rosji deficyt gazowy. Będzie to miało poważne konsekwencje dla odbiorców z Unii Europejskiej, a przede wszystkim z Niemczech. Przyczyn takiego stanu rzeczy należy dopatrywać się po pierwsze, w wyczerpujących się stopniowo rosyjskich polach gazowych (przede wszystkim w zachodnio-syberyjskim regionie Nadym Pur Taz), co prowadzi do zmniejszenia produkcji; po drugie, w braku wystarczających inwestycji na rodzimym rynku, przy jednoczesnym lokowaniu środków finansowych na rynkach zagranicznych.

W związku z powyższym wydatki na centralny system gazociągów zmniejszyły się o 950 mln \$, odłożono również na później inwestycje na modernizację pola gazowego Yamburg w regionie Kharvutinskaya, jak również pola Zapolyarnoye. Szacuje się, że Gazprom osiągnie punkt krytyczny w roku 2010, przy czym deficyt gazowy według badań Instytutu Polityki Energetycznej w Moskwie, kierowanego przez byłego rosyjskiego wiceministra Władimira Miłowa, mógłby wynosić rocznie co najmniej 100 mld metrów sześciennych⁷⁵. Dla porównania UE importuje rocznie 150 mld metrów sześciennych⁷⁶. Riley ostrzega przed poważnymi konsekwencjami rosyjskiego deficytu dla Niemiec i w szczególności państw Europy Rodkowo-Wschodniej (importują ok. 40% gazu z Rosji)⁷⁷.

⁷⁵ *Rosyjski smok gazowy zjada własny ogon*, „Nowy Przemysł” 25.10.2006, cyt. za: <http://gospodarka.gazeta.pl/gospodarka/1,52741,3642088.html>.

⁷⁶ A. Riley: *Russland geht das Gas aus*, „Süddeutsche Zeitung” 18.01.2008, cyt. za: <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/artikel/435/153045/>.

⁷⁷ G. Pytel: *Gaz w dzisiejszym wiecie to gro na bro*, „Rzeczpospolita” 11.02.2008, cyt. za: <http://www.rp.pl/artykul/73891,91429.html>.

7.3.2. Z zagadnień polityki UE w zakresie transeuropejskich sieci energetycznych

Długofalowym celem UE w zakresie sieci transeuropejskich jest stworzenie warunków konkurencji, a jednocześnie zagwarantowanie dostępu do wspólnotowego rynku wszystkim zainteresowanym podmiotom na równych zasadach. Mając na uwadze potrzebę dywersyfikacji źródeł, jak również bezpieczeństwo dostaw energii do państw Unii rozwój transeuropejskich sieci energetycznych należy do najważniejszych wyzwań, przed którymi stoi obecnie UE.

Wytyczne UE dotyczące TEN-E mają na celu utworzenie efektywnie działającego wewnętrznego rynku energii, wzmacniającego spójne działanie Unii, a także zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii, zapobiegając jednocześnie dalszym konsekwencjom ocieplenia klimatu⁷⁸.

W znowelizowanych wytycznych przyjętych przez Radę Unii i Parlament Europejski we wrześniu 2006 roku określono, obok projektów stanowiących przedmiot wspólnego zainteresowania, również projekty priorytetowe (42), które miały otrzymać wsparcie Wspólnoty zarówno finansowe (w tym pożyczki z Europejskiego Banku Inwestycyjnego), jak i polityczne⁷⁹. Projekty priorytetowe winny być zgodne „z zasadą zrównoważonego rozwoju oraz spełniają następujące kryteria:

- mają znaczący wpływ na funkcjonowanie rynku wewnętrznego w warunkach konkurencji,
- przyczyniają się do zwiększenia bezpieczeństwa dostaw we Wspólnocie,
- ich wynikiem jest zwiększenie wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych⁸⁰.

W przedstawionym w styczniu 2007 roku „Planie priorytetowych połączeń sieciowych” gazociągów Komisja pozytywnie oceniła postęp realizacji w zakresie projektów sieci gazowych.

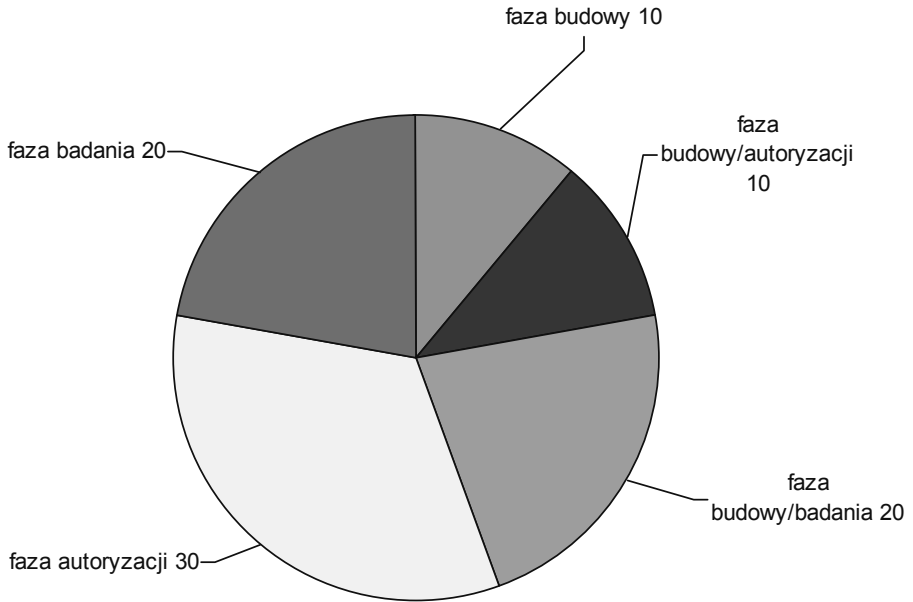
⁷⁸ Politykę UE w zakresie sieci transeuropejskich (TEN) regulują: art. 154-156 Traktatu ustanawiającego WE, rozporządzenie dotyczące dofinansowania TEN2 oraz decyzji w sprawie wytycznych dotyczących TEN-E, która określa główne osie dla projektów priorytetowych oraz projektów stanowiących przedmiot wspólnego zainteresowania. Por.: *Sprawozdanie Komisji dla Rady, Parlamentu Europejskiego, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-społecznego i Komitetu Regionów w sprawie wykonania wytycznych dla transeuropejskich sieci energetycznych w latach 2002–2004*. Na podstawie z art. 11 decyzji 1229/2003/WE {SEK(2006) 1059}, Bruksela 7.08.2006, cyt. za: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2006:0595:FIN:PL:PDF>.

⁷⁹ Decyzja nr 1364/2006/WE (Dz.U. L 262 z 22.9.2006); *Plan priorytetowych połączeń międzysieciowych, Komunikat Komisji dla Rady i Parlamentu Europejskiego*, KOM(2006) 846, Bruksela 2007. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2006:0846:FIN:PL:PDF>.

⁸⁰ Decyzja nr 1364/2006/WE (Dz.U. L 262 z 22.9.2006); art. 5.

Realizacja przynajmniej siedmiu z dziesięciu projektów „w interesie Europy” powinna zostać zakończona w latach 2010–2013, co jednocześnie pozwoli na wzrost zdolności przesyłowych o ponad 15% szacowanego na 2010 rok zapotrzebowania Unii na gaz⁸¹. Częściową porażką skończyła się realizacja 29 terminali LNG i magazynów gazu, z dziewięciu projektów wycofano się całkowicie⁸², wstrzymane zostały prace przy pięciu projektach⁸³.

Wykres 7.6. Stan realizacji projektów gazowych w latach 2004–2006 (w %)



Źródło: Implementation of TEN-E Project (2004–2006). Evaluation and Analysis, Final Report, Volume I, November 2007, s. 7.

⁸¹ Uruchomiony został rurociąg Green-stream łączący Libię i Włochy przez Sycylię, natomiast Rurociąg TRANSMED łączący Algierię, Tunezję z Włochami przez Sycylię i rurociąg Balgzand-Bacton między Niderlandami a Zjednoczonym Królestwem są w trakcie budowy, częściowo w budowie są Gazociąg północnoeuropejski oraz gazociąg Turcja-Grecja-Włochy, por.: *Plan priorytetowych pól czędziściowych*, Komunikat Komisji dla Rady i Parlamentu Europejskiego, KOM(2006) 846, Bruksela 2007, s. 8.

⁸² Terminal LNG na wybrzeżu Morza Jońskiego, terminal LNG w Corigliano Calabro, terminal LNG na wybrzeżu Morza Tyreńskiego, terminal LNG w Montaldo di Castro, terminal LNG nad Morzem Tyrreńskim w Lamezia Terme, terminal LNG nad Morzem Tyrreńskim w San Ferdinando, terminal LNG na wybrzeżu Morza Liguryjskiego, terminal LNG w Vado Ligure oraz budowa drugiego terminalu LNG w Grecji kontynentalnej; *ibidem*.

⁸³ Terminal LNG w Muggia, terminal LNG w Brindisi, terminal LNG w Taranto, terminal LNG na Sycylii, terminal LNG w Livorno (przybrzeżny), *ibidem*.

Wśród przyczyn opóźnień Komisja Europejska wymieniła m.in.: ryzyko inwestycyjne, niewystarczające środki finansowe, bariery związane z ochroną środowiska oraz skomplikowane procedury planowania i uzyskiwania zezwoleń. W związku z powyższym KE ponownie podkreśliła potrzebę dywersyfikacji obecnych dostaw gazu w UE (Norwegia Rosja, Afryka Północna), w tym również rolę gazociągu Nabucco, który pokrywałby 7% zapotrzebowania UE na gaz w 2010 roku. Większą elastyczność energetyczną Unii zagwarantowałyby sieci LNG. Przede wszystkim stanowiłyby one alternatywę w dla państw zależnych od jednego dostawcy gazu, a także mogłyby stanowić zaplecze rezerw i tym samym podnosić poziom europejskiego bezpieczeństwa energetycznego. By zintensyfikować i skoordynować działania w zakresie tworzenia sieci energetycznych, KE zapowiedziała wyznaczenie europejskich koordynatorów do realizacji następujących projektów priorytetowych⁸⁴:

- połączenie elektroenergetyczne między Niemcami, Polską i Litwą, w szczególności Alytus-Ełk (stacja przekształtnikowa),
- połączenie sieci przybrzeżnych elektrowni wiatrowych w Europie północnej (Dania, Niemcy i Polska),
- połączenie między Francją i Hiszpanią, w szczególności Sentmenat (ES) – Bescanó (ES) – Baixas (FR),
- Gazociąg NABUCCO.

KE wskazała na potrzebę zwiększenia środków finansowych przeznaczanych na projekty (obecnie kształtują się one na poziomie 20 mln rocznie).

Unia Europejska, by móc wywiązać się z priorytetowych celów, określonych w wytycznych TEN-E będzie musiała przeznaczyć co najmniej 30 mld euro przed rokiem 2013 w infrastrukturę energetyczną (6 mld w sieci elektroenergetyczne, 19 mld w gazociągi i 5 mld w terminale ciekłego gazu ziemnego (LNG)), by w pełni zrealizować priorytety określone w Wytycznych TEN-E⁸⁵. Inwestycje TEN-E finansowane są w ramach budżetu Unii Europejskiej: jako linia budżetowa przeznaczona wyłącznie na finansowanie sieci transeuropejskich lub z funduszy strukturalnych i spójności⁸⁶.

⁸⁴ KE wyznacza europejskich koordynatorów energetycznych w porozumieniu z zainteresowanymi państwami członkowskimi i po konsultacji z Parlamentem Europejskim.

⁸⁵ Plan priorytetowych...*op. cit.*, s. 5.

⁸⁶ *Finansowanie sieci transeuropejskich przez EIB*, Europejski Bank Inwestycyjny, Luksemburg 2006 http://www.eib.org/Attachments/thematic/tens_2006_pl.pdf.

Tabela 7.1. Priorytetowe projekty gazociągów w latach 2004–2006

Sieci gazowe	Nazwa projektu	Zaangażowane kraje	Status
NG1	gazociąg Północnoeuropejski	Niemcy, Rosja	projekt w fazie budowy/badań/autoryzacji
NG1	gazociąg Yamal	Polska, Białoruś, Niemcy	projekt w fazie badań
NG1	gazociąg łączący Danię, Niemcy i Szwecję	Niemcy, Szwecja	projekt w fazie autoryzacji
NG2	podniesienie zdolności przesyłowej na osi Niemcy–Belgia–Wielka Brytania	Niemcy, Belgia, Wielka Brytania	projekt w fazie badań/budowy
NG2	gazociąg Algieria–Tunezja–Włochy	Algieria, Włochy	projekt w fazie budowy
NG2	gazociąg Algieria–Włochy, przez Sycylię i Korsykę, z rozgałęzieniem na Francję (GALSI)	Algieria, Włochy	projekt w fazie badań
NG2	gazociąg Medgaz (Algieria, Hiszpania, Francja, Europa kontynentalna)	Algieria, Hiszpania	projekt w fazie autoryzacji
NG3	gazociąg Turcja–Grecja–Włochy	Grecja, Turcja, Włochy	projekt w fazie budowy/autoryzacji
NG3	gazociąg Turcja–Austria	Austria, Turcja	projekt w fazie autoryzacji
NG6	gazociąg Libia–Włochy (Gela)	Libia, Włochy	projekt zakończony

Źródło: Implementation of TEN-E Project (2004–2006), *op. cit.*, s. 7.

Również w ramach programów pomocowych (m.in. Tacis) UE przywiązuje dużą wagę do inicjatyw regionalnych, mających na celu rozwój sieci infrastrukturalnych, zwłaszcza w dziedzinie energii elektrycznej oraz rurociągów energetycznych, takich jak Inogate (Międzypaństwowy transport ropy naftowej i gazu do Europy) i Traceca (Korytarz transportowy Europa Kaukaz Azja Centralna), mających na celu poprawę współpracy gospodarczej w regionie.

Gazociąg północny (transbałtycki, North Stream) mimo kontrowersji związanych z jego realizacją został uznany przez KE za jeden z priorytetowych w ramach TEN-E. Ma on przebiegać bezpośrednio po dnie Morza Bałtyckiego z Rosji do Niemiec. Z jednej strony podkreśla się jego znaczenie

dla podniesienia bezpieczeństwa energetycznego Unii poprzez dywersyfikację szlaków przesyłowych. Z drugiej – interpretuje się go jako inicjatywę sprzeczną z interesami niektórych państw członkowskich (szczególnie Polski, szerzej por. M. Lason), a zarazem wzmacniającą uzależnienie Unii od rosyjskiego potentata gazowego. Problemy związane z postępowaniem nad budową gazociągu transbałtyckiego są konsekwencją braku zgody Szwecji i zastrzeżeniami Finlandii co do planowanego przebiegu trasy morskiego gazociągu przez wyłączne strefy ekonomiczne tych państw. Brak poparcia dla projektu ze strony państw bałtyckich (Polski, Łotwy, Estonii) blokuje jednocześnie alternatywne rozwiązania⁸⁷. Mało realna wydaje się również możliwość zastąpienia trasy morskiej lądową (np. Jamał-2, Amber), choć rozważa ją Komisja Petycji PE, o czym była już mowa wyżej.

Spór wokół tego projektu znalazł swoje odbicie również w debacie PE o strategicznych aspektach Gazociągu Północnego w styczniu 2008 roku. Komisarz ds. energetyki Andris Piebalgs wyraził przekonanie, „iż gazociąg zwiększy bezpieczeństwo dostaw gazu do UE, ponieważ nie wyklucza on, ale raczej uzupełnia inne możliwości przesyłu rosyjskiego gazu na rynek europejski”⁸⁸. W tym kontekście wskazał na postulowane przez Polskę projekty Amber (z Rosji przez kraje bałtyckie, Kaliningrad i Polskę do Niemiec) i budowę drugiej nitki rurociągu jamalskiego. Na wątpliwości związane z opłacalnością przedsięwzięcia wskazał uwagę cytowany już wcześniej Alan Riley z City University w Londynie. „Dlaczego inwestor tak forsuje projekt, który jest ponad trzy razy droższy niż projekty alternatywne? Za tym kryje się polityka” – powiedział. Koszt Gazociągu Północnego Konsorcjum Nord Stream wstępnie szacuje na 8 mld dol, natomiast druga „nitka gazociągu jamalskiego to – zdaniem Riley’a – inwestycja rządu 2,5 mld dol”⁸⁹. Z kolei komisarz ds. środowiska Stawros Dimas w odpowiedzi na wyrażane przez uczestników debaty obawy związane z ekologicznymi zagrożeniami budowy morskiego gazociągu, zapowiedział, że KE będzie bardzo surowo egzekwowała przestrzeganie unijnych standardów ochrony środowiska przy wydawaniu przez kraje członkowskie pozwoleń na budowę. Jednocześnie zadeklarował gotowość KE „do wszczęcia procedur o naruszenie prawa, jeśli do niego dojdzie”⁹⁰.

⁸⁷ Por.: Nord stream – aktualny stan realizacji i ewentualne konsekwencje projektu, BEST OSW nr 29, 14 listopada 2007, http://www.bmbrussels.be/box_codeofconduct.php.

⁸⁸ „Gazociąg Północny jest w interesie UE”, 29.01.2008, cyt. za: <http://www.tvn24.pl/0,1537011,wiadomosc.html>.

⁸⁹ *Ibidem*.

⁹⁰ *Ibidem*.

Region Morza Kaspijskiego

Szczególnie cennym dla UE ma być gazociąg Nabucco⁹¹. Mając dostęp do gazu z państw Morza Kaspijskiego Bruksela zamierza zmniejszyć swoje uzależnienie od rosyjskiego dostawcy. Gazociąg o długości ok. 3300 km ma łączyć Ankarę poprzez Bułgarię, Rumunię i Węgry do Baumgartenu w Austrii. Mając na uwadze jego efektywność, dostarczałby rocznie 31 mld metrów sześciennych gazu do UE, krytycy projektu argumentują, że tylko nieznacznie pokryłby unijne potrzeby gazowe, a jego koszt wyniósłby tyle, ile kupno gazu z Rosji. Jednakże ten projekt mógłby wpłynąć istotnie na bezpieczeństwo energetyczne UE i zarazem Turcja stałaby się koncentratorem gazu ziemnego. Co więcej, alternatywna droga przesyłu wzmocni pozycję przetargową UE wobec Rosji, a w ślad za tym skłoni Gazprom do sprzedaży gazu po bardziej konkurencyjnych cenach. Nabucco byłby sprawdzianem europejskiej polityki energetycznej, dowodem na współpracę i integrację w regionie. Rozpoczęcie projektu przesunięto z 2007 roku na 2009, w najlepszym scenariuszu gaz popłynie nowymi rurociągami dopiero w 2012 roku.

Podstawowym problem są olbrzymie koszty budowania nowych gazociągów. Niepewności wiążą się również z drugim końcem gazociągu, czyli dostawcami. Gaz będzie pochodził z Azerbejdżanu, prawdopodobnie także z Turkmenii, możliwe że również z Iranu i Iraku. Członkowie konsorcjum powołanego do budowy gazociągu, w skład wchodzi: OMV (Austria), Botas (Turcja), Mol (Węgry), Transgaz (Rumunia) i Bulgargaz (Bułgaria) oraz niemiecki koncern RWE, są bardzo powściągliwi w posuwaniu naprzód inwestycji, ponadto budowa gazociągu napotyka na trudności finansowe⁹². Do projektu miał się włączyć (jako siódmy członek konsorcjum) francuski Gaz de France (GdF), jednakże plany te zostały udaremnione przez Turcję. Polityczną przesłankę dla tureckiej blokady stał się projekt ustawy, zawierającej zakaz negocjowania ludobójstwa w czasie masakry armeńskiej ludności cywilnej przez tureckie (osmańskie) oddziały w 1915 roku⁹³. Również kategoryczny sprzeciw Francji wobec perspektywy członkostwa Turcji w UE nie jest tu bez znaczenia⁹⁴. Projekt Nabucco cieszy się poparciem Stanów

⁹¹ Poszczególne fazy budowy gazociągu Nabucco patrz: Nabucco Gas Pipeline project: construction phases <http://www.nabucco-pipeline.com/project/project-timeline/index.html>.

⁹² K. Baresch: *Turkey's role in European energy security*, December 2007, cyt. za: http://www.cer.org.uk/pdf/essay_turkey_energy_12dec07.pdf.

⁹³ <http://www.euractiv.com/de/energie/neue-hof-nungen-nabucco-pipeline/article-166812>; <http://www.thenewanatolian.com/tna-31315.html>; <http://www.euractiv.com/de/energie/franzosisch-turkischer-streit-uberschattet-nabucco-projekt/article-170431>.

⁹⁴ Gipfeltreffen: EU meidet Begriff "Beitritt bei Türkei-Gesprächen", *Die Welt* 10.12.2007, http://www.welt.de/politik/article1448072/EU_meidet_Begrif__Beitritt_bei_Tuerkei-Gespraechen.html.

Zjednoczonych i UE. Znaczenie Turcji dla kształtowania transeuropejskich sieci gazociągowych przedstawia mapa 7.4 w aneksie (oryginał w j. ang.).

Warto wspomnieć o projekcie gazociągu South Stream, który jest konkurencyjną inicjatywą wobec Nabucco, wspieraną przez rosyjski Gazprom (przebieg gazociągów por. Aneks: mapa 7.3 i 7.4). Ma on prowadzić przez Morze Czarne i dostarczać ok. 30 mld metrów sześciennych gazu rocznie. Jego trasa biegnie przez Bułgarię, Serbię, Węgry do Włoch. Kontrowersyjne reakcje wśród państw UE wywołała decyzja Węgier, które przystąpiły do planu budowy South Stream. Zwłaszcza biorąc pod uwagę niedawno odkryte znaczne złoża gazu ziemnego przy granicy z Rumunią, które pozwolą na wzmocnienie konkurencyjności gazu węgierskiego z rosyjskim⁹⁵, jest to wyraźny przykład braku spójnej polityki w ramach UE. Postrzegany jest on jako zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego UE, ponieważ w dalszej perspektywie doprowadzi do zwiększenia uzależnienia Unii od dostaw rosyjskiego gazu⁹⁶.

Baku-Tbilisi-Ceyhan (BTC) ropociąg (o dł. ok. 1776 km) uruchomiony w 2006 roku, przepustowość 50 mln ton ropy rocznie (potencjalnie do 70 mln ton). Miał przeciwdziałać uniezależnieniu się zachodu od importu ropy naftowej z niestabilnych krajów Bliskiego Wschodu i państw OPEC. Łączy stolicę Azerbejdżanu nad Morzem Kaspijskim przez Gruzję z tureckim terminalem nad Morzemródziemnym (przebieg patrz Aneks mapa). W skład konsorcjum wchodzi: BP – 30,1%, azerska kompania SOCAR (25% udziałów), Chevron – 8,9%, ConocoPhillips (2,5%), Amerada Hess (2,3%), norweska Statoil (8,7%), turecka TRAO (6,5%), włoska Eni (5%), francuska Total (5%) i japońska Inpex (2,5%) oraz japońskie Itochu (3,4)%. Transportuje on azerską ropę naftową, zapowiedziano także współpracę w zakresie importu ropy kazaskiej. W tym celu Kazachstan podpisał porozumienie z Azerbejdżanem (w lipcu 2006). Natomiast w styczniu 2007 roku holding gazowo-naftowy Kazachstanu KazMunaiGaz oraz konsorcja eksploatujące złoża kazaskie Agip KCO i Tengizchevroil podpisały memorandum, powołujące do życia Kaspijski System Transportu Ropy. Miały one stworzyć możliwość dla przesyłu ropy naftowej przez Morze Kaspijskie do BTC⁹⁷.

⁹⁵ Węgry jedne z największych złóż gazu ziemnego, „Gazeta Wyborcza”, 8.01.2007; <http://gospodarka.gazeta.pl/gospodarka/1,33181,3835634.html?skad=rss>.

⁹⁶ Węgry poparły rosyjski gazociąg, choć nie służy UE, „Rzeczpospolita” 29.02.2008, <http://www.rp.pl/arttykul/5,99803.html>; Putin: South Stream nie stanowi konkurencji dla Nabucco, „Rzeczpospolita” 28.02.2008, cyt. za: <http://www.rp.pl/arttykul/13,99485.html>.

⁹⁷ Best OSW, 21.03.2007, cyt. za: <http://osw.waw.pl/pub/BiuletynOSW/2007/03/070321/best00.htm>.

Tengiz-Noworosyjsk (CPC, KTK)

Ropociąg, którego trasa (o dł. 1580 km) przebiega z kazaskiego złoża Tengiz (nad Morzem Kaspijskim) do rosyjskiego terminalu w Noworosyjsku nad Morzem Czarnym. Jego przepustowość osiąga 30 mln ton ropy rocznie (w planach jest zwiększenie wydajności do 67 mln ton). W skład konsorcjum Caspian Pipeline Consortium (CPC) wchodzi kraje (Rosja – 24%, Kazachstan – 19%, Oman – 7%) oraz firmy (m.in. Chevron – jako operator 15%, ŁUKoil – 12,5%, ExxonMobil – 7,5%, Rosneft i Shell – 7,5%). Rosja uzależnia zgodę na rozbudowę ropociągu od zaangażowania się konsorcjum CPC w projekt Burgas-Aleksandroupolis⁹⁸.

Region Morza Czarnego⁹⁹

Ropociąg Constanta-Triest (dł. 1360 km), biegnie z rumuńskiego portu Konstanta, przez południową Serbię, Bośnię i Hercegowinę do chorwackiego portu Omisalj, bierze się pod uwagę przedłużenie przez Słowenię do włoskiego portu Triest oraz Austrii i Niemiec. Będzie mógł osiągnąć przepustowość od 24 do nawet 112 mln ton ropy rocznie. Koszt waha się od 2 do 4 mld \$. Projekt ten ma amerykańskie poparcie¹⁰⁰.

Projekt ropociągu AMBO (ropociąg transbalkański) łączącego Albanie, Macedonię i Bułgarię, o długości 912 km i przepustowości 750 tys. baryłek ropy naftowej dziennie (od 35 do 40 mln ton ropy rocznie). Wartość inwestycji ocenia się na 1,2 mld dolarów.

Za realizację planów odpowiedzialna jest spółka Albanian-Macedonian-Bulgarian Oil Corporation (AMBO). W styczniu 2007 roku Bułgaria, Albania i Macedonia podpisały umowę międzyrządową w sprawie budowy ropociągu; projekt cieszy się poparciem USA – banki amerykańskie oraz Amerykańska Agencja Rozwoju zagwarantowały 900 mln USD na tę inwestycję¹⁰¹.

⁹⁸ *Ibidem*.

⁹⁹ Por. Mapa 7.4 i 7.5 w aneksie. Szerzej: A. Konarzewska: *Strategia Unii Europejskiej wobec regionu Morza Czarnego*, „Bezpieczeństwo Narodowe”, III-IV 2007/ 5-6 cyt. za: http://www.bbn.gov.pl/dokumenty/5-6_strategia_ue.pdf.

¹⁰⁰ *Ibidem*; Energy Information Administration, Country Analysis Briefs, February 2006 <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Balkans/Pipelines.html>.

¹⁰¹ Best OSW, 21.03.2007, cyt. za: <http://osw.waw.pl/pub/BiuletynOSW/2007/03/070321/best00.htm>; Bułgaria i Macedonia podpisały ostatecznie z porozumień w sprawie ropociągu Burgas-Vlora, <http://gospodarka.gazeta.pl/gospodarka/1,33181,4697452.html>.

7.4. Perspektywy europejskiej solidarności energetycznej i konsekwencje dla Polski

Obecnie unijna polityka bezpieczeństwa energetycznego sprowadza się do wymogu tworzenia zapasów ropy naftowej i produktów naftowych. Rezerwy paliwowe mają na celu zapobieganie nagłym sytuacjom kryzysowym. Państwa członkowskie mają obowiązek utrzymywania zapasów ropy, wystarczających na 90 dni średniego dziennego zużycia z roku poprzedniego, aczkolwiek nie przewidują one uruchomienia mechanizmów wsparcia. Ponieważ nie wszystkie kraje UE są jednocześnie członkami Międzynarodowej Agencji Energii (IEA), która monitoruje sytuacje kryzysowe związane z przerwami w dostawach ropy naftowej, należy wziąć pod uwagę możliwość członkostwa UE w IEA, co jednocześnie wzmocniłoby jej wpływ na zarządzanie i koordynację dostaw strategicznych. KE dbając o regularne spotkania Grupy ds. wspólnotowych dostaw ropy naftowej dąży do wypracowania instrumentów pozwalających na reagowanie na wahania ceny ropy naftowej.

W przypadku sektora gazowego nie przewidziano instrumentów wspólnotowego wsparcia, a nawet obowiązku utrzymywania rezerw. Tym samym bardzo zróżnicowane są zdolności poszczególnych państw członkowskich w tym zakresie¹⁰². Na instytucjach wspólnotowych spoczywa odpowiedzialność za stworzenie rezerw i skutecznych mechanizmów zapobiegania kryzysom. Zasadniczym hamulcem działań na rzecz gromadzenia dużych ilości gazu ziemnego są wysokie koszty infrastruktury gazociągowej, co związane jest ze specyficznymi uwarunkowaniami geologicznymi. Tym bardziej niezbędne wydaje się dookreślenie mechanizmów wzajemnego wspierania się krajów członkowskich. Chodzi przede wszystkim o doprecyzowanie, która instytucja decyduje o udzieleniu pomocy, i jakie kryteria i standardy/warunki winna spełnia otrzymana w ramach solidarności pomoc.

Wobec konieczności wypracowania spójnej zewnętrznej polityki energetycznej Unii Europejskiej deputowani PE zgłosili projekt powołania tzw. Mr. Energie. Reprezentowałby on interesy całej Unii oraz byłby odpowiedzialny za uruchomienie mechanizmów solidarności w razie kryzysów energetycznych. Jednocześnie byłby on odpowiedzialny za prowadzenie dialogu energetycznego z krajami trzecimi, w tym z Rosją. Przeciwnicy takiego rozwiązania, argumentowali, że KE podjęła przygotowania do ustanowienia sieci tzw. korespondentów energetycznych. Mieli to być repre-

¹⁰² Por. O. Geden, *op. cit.*, s. 3.

zentanci poszczególnych krajów członkowskich oraz instytucji unijnych, a ich rola sprowadzała się do podjęcia odpowiednich środków we wczesnej fazie zagrożenia energetycznego. W przyszłości europejscy korespondenci wchodziłoby w skład ministerstw spraw zagranicznych krajów członkowskich¹⁰³.

Działalność sieci korespondentów bezpieczeństwa energetycznego (NESCO) zainicjowana została 10 maja 2007 roku przez komisarz ds. stosunków zewnętrznych UE Benite Ferrero-Waldner. Ma ona na celu wzmocnienie zdolności UE do gromadzenia informacji oraz monitorowania rynków energetycznych pod kątem bezpieczeństwa dostaw i sytuacji kryzysowych. Sieć składa się z przedstawicieli Komisji, sekretariatu Rady UE i państw członkowskich. Zgodnie z przyjętymi założeniami NESCO ma stanowić forum wymiany analiz zewnętrznych uwarunkowań, determinujących bezpieczeństwo energetyczne w Europie, a jednocześnie wpływa na poprawę współpracy z państwami producentami. Również w maju 2007 roku UE powołała Agencję ds. energii w Rydze, której zadaniem jest wspieranie efektywności energetycznej, w tym także większego wykorzystania lokalnych źródeł energii odnawialnej¹⁰⁴.

Kolejna propozycja zwiększenia spójności działań UE w jej relacjach z państwami trzecimi dotyczyła powołania w Radzie UE „osobistego pełnomocnika do spraw energetycznych” przy Wysokim Przedstawicielu ds. WPZiB. Ponadto do najważniejszych państw producenckich i tranzytowych KE powinna oddelegować swoich przedstawicieli, tak by umożliwić jak najbardziej skuteczną realizację wspólnych interesów energetycznych państw Unii¹⁰⁵.

Polska była inicjatorem zawarcia w treści traktatu reformującego zobowiązania państw członkowskich do wzajemnej pomocy w razie nagłego przerwania dostaw energii. W związku z tym propozycje Komisji Europejskiej, mające na celu liberalizację unijnego rynku energetycznego są postrzegane jako leżące w interesie kraju. W przygotowanym przez polską stronę projekcie „paktu muszkietierów” (solidarność energetyczna miała polegać na działaniu zgodnie z maksymą muszkietierów „jeden za wszystkich, wszyscy za jednego”) przewidywano ponadto zintensyfikowanie zarówno wymiany informacji pomiędzy krajami członkowskimi, jak

¹⁰³ V. Möller-Holtkamp: „Mr. Energie” – und die Zukunft der Energiepolitik der EU, DW-World.de deutsche Welle 28.09.2007; <http://www.dw-world.de/dw/article/0,2144,2800249,00.html>.

¹⁰⁴ Nowy zastrzyk energii dla Europy, 11.05.2007, cyt. za: http://ec.europa.eu/news/energy/070511_1_pl.htm.

¹⁰⁵ Europa im Wettlauf um Öl und Gas. Leitlinien einer europäischen Energieaußenpolitik, Güntersloh Mai 2007, s. 15.

i koordynacji narodowych strategii dywersyfikacyjnych. Niektóre propozycje rządu polskiego nie spotkały się z poparciem innych państw członkowskich, przede wszystkim dlatego, że były wymierzone w Rosję (np. Energia – NATO). Jednakże z punktu widzenia narodowych interesów niezmiernie ważne było przyjęcie zapisu o finansowym wsparciu sieci przesyłowych, wobec niewystarczających zdolności inwestycyjnych w zakresie projektu gazociągu bałtyckiego Nord Stream¹⁰⁶.

Wnioski

Z powyższej analizy, mającej na celu zarysowanie wyzwań wobec odgrywania inspirującej i zarazem koordynującej roli unijnych instytucji w kształtowaniu polityki bezpieczeństwa energetycznego, wynikają następujące wnioski ogólne:

1. Niezbędnym warunkiem wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego państw członkowskich jest wypracowanie wspólnej zewnętrznej polityki energetycznej. Unia Europejska, będąc jednym z największych importerów gazu ziemnego, ropy naftowej i węgla jest niezwykle ważnym uczestnikiem globalnego rynku energii. Brak zdolności do kształtowania spójnej polityki energetycznej, osłabia skuteczność podejmowanych przez nią działań na płaszczyźnie międzynarodowej, co dodatkowo potęguje wzrastające uzależnienie Unii od zewnętrznych dostaw surowców energetycznych.
2. Trudności w tworzeniu koherentnej zewnętrznej polityki energetycznej wynikają przede wszystkim ze strategicznego charakteru tego sektora i chęci zachowania narodowych prerogatyw w jego kształtowaniu. Ogranicza to pole manewru działań KE w stosunkach zewnętrznych dot. spraw energetycznych, a tym samym utrudnia wypracowanie kompromisu pomiędzy rozbieżnymi narodowymi interesami poszczególnych krajów. Przykłady niemiecko-rosyjskiej współpracy przy projekcie Gazociągu Północnego, czy też węgierskie zaangażowanie w rosyjski projekt gazociągu South Stream są dowodem słabości idei europejskiej solidarności energetycznej.
3. Ze względu na ogromne znaczenie i złożoność materii regulacyjnej w zakresie unijnego rynku energetycznego priorytetem rozwiązań instytucjonalnych promowanych przez UE jest objęcie najważniejszych dostawców i państw tranzytowych jednolitymi regulacjami, które zobowiązywa-

¹⁰⁶ K. O. Lang: *Polenenergiepolitik*, SWP Studie Juni 2007, s. 25–29.

- łyby te kraje do przestrzegania standardów unijnych. Wysiłki Komisji skoncentrowane są na tworzeniu płaszczyzny wielostronnej współpracy między państwami członkowskimi, a także prowadzeniu intensywnego dialogu z najważniejszymi organizacjami branżowymi w obszarze energii. Niemniej jednak protekcyjnistyczne stanowiska niektórych państw członkowskich opóźniają proces tworzenia wewnętrznego rynku energetycznego, a tym samym podważają wiarygodność Unii Europejskiej na arenie międzynarodowej.
4. Bezpieczeństwo energetyczne UE w dużym stopniu będzie zdeterminowane zagrożeniem wynikającym z uzależnienia większości państw członkowskich od importu gazu z Rosji. Niedobór gazu na rynkach Unii, przy jednoczesnym dążeniu Gazpromu do kontrolowania infrastruktury dostawczej i zapewnieniu pozycji monopolistycznej, pozwoli rosyjskiemu koncernowi na maksymalizację zysku z eksploatacji i sprzedaży gazu. Co więcej wpłynie to na wzrost konkurencji pomiędzy państwami członkowskimi o zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw. Wysoka cena gazu, faworyzująca bogatsze kraje, w połączeniu z jego deficytem na unijnym rynku, będzie natomiast rzutowała na kolejne rozdźwięki pomiędzy starymi a nowymi członkami Unii. Powyższe tendencje rozwoju polityki energetycznej rozwiewają nadzieje na skuteczność europejskiej solidarności energetycznej.
 5. Kraje UE powinny skoncentrować się w perspektywie krótkofalowej na poparciu działań KE, mających na celu liberalizację rynku energetycznego. Winny wziąć pod uwagę w swojej polityce energetycznej potencjał takich państw jak Libia, Algieria, Norwegia i Wielka Brytania. W przypadku tej ostatniej otwarcie nowych terminali gazu płynnego pozwoli na transport 30 mld metrów sześciennych tego surowca. W perspektywie długofalowej należy prowadzić dialog z Rosją na temat jego przyszłej strategii oraz zawarcia porozumienia w sprawie Karty Energetycznej. UE winna również dążyć do wypracowania bardziej spójnego stanowiska wobec Turcji, biorąc pod uwagę również znaczenie tego kraju dla bezpieczeństwa energetycznego Wspólnot.
 6. Unia nie będzie w stanie zbudować rzeczywistego jednolitego rynku energetycznego, jeśli nie wypracuje nowych strategii realizacji inwestycji infrastrukturalnych. Istniejące sieci przesyłowe gazu ziemnego stanowią połączenia z najważniejszymi dostawcami, natomiast niewystarczające są powiązania pomiędzy samymi państwami członkowskimi, które pozwoliłyby na efektywne funkcjonowanie mechanizmu solidarnościowego w ramach Unii. Kolejny problem wiąże się z dużym kosztem nowej infra-

struktury gazociągowej, co wpływa na wykorzystywanie kwestii przesyłu stałymi drogami jako instrumentu nacisku politycznego na państwa uzależnione w znacznym stopniu od dostaw zewnętrznych. Rola UE sprowadza się tutaj do finansowego i politycznego wspierania oraz koordynacji projektów transeuropejskich sieci energetycznych, przy czym winna ona efektywniej wykorzystywać przysługujące jej kompetencje. Brak unijnej zdolności do zintegrowania koniecznego wzrostu pozyskiwania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, wpłynie na coraz wyższe koszty związane z przeciążeniem oraz utrzymywaniem mocy.

7. Europejska polityka energetyczna winna opierać się na wspólnych interesach krajów członkowskich, co jednocześnie determinowałoby unijny „jeden głos” w kwestiach energetycznych wobec państw trzecich. Wątpliwości budzi zatem skuteczność powoływania nowych instytucji na poziomie Unii (Mr. Energie), wobec niepewności, co do ich rzeczywistego zakresu kompetencji.

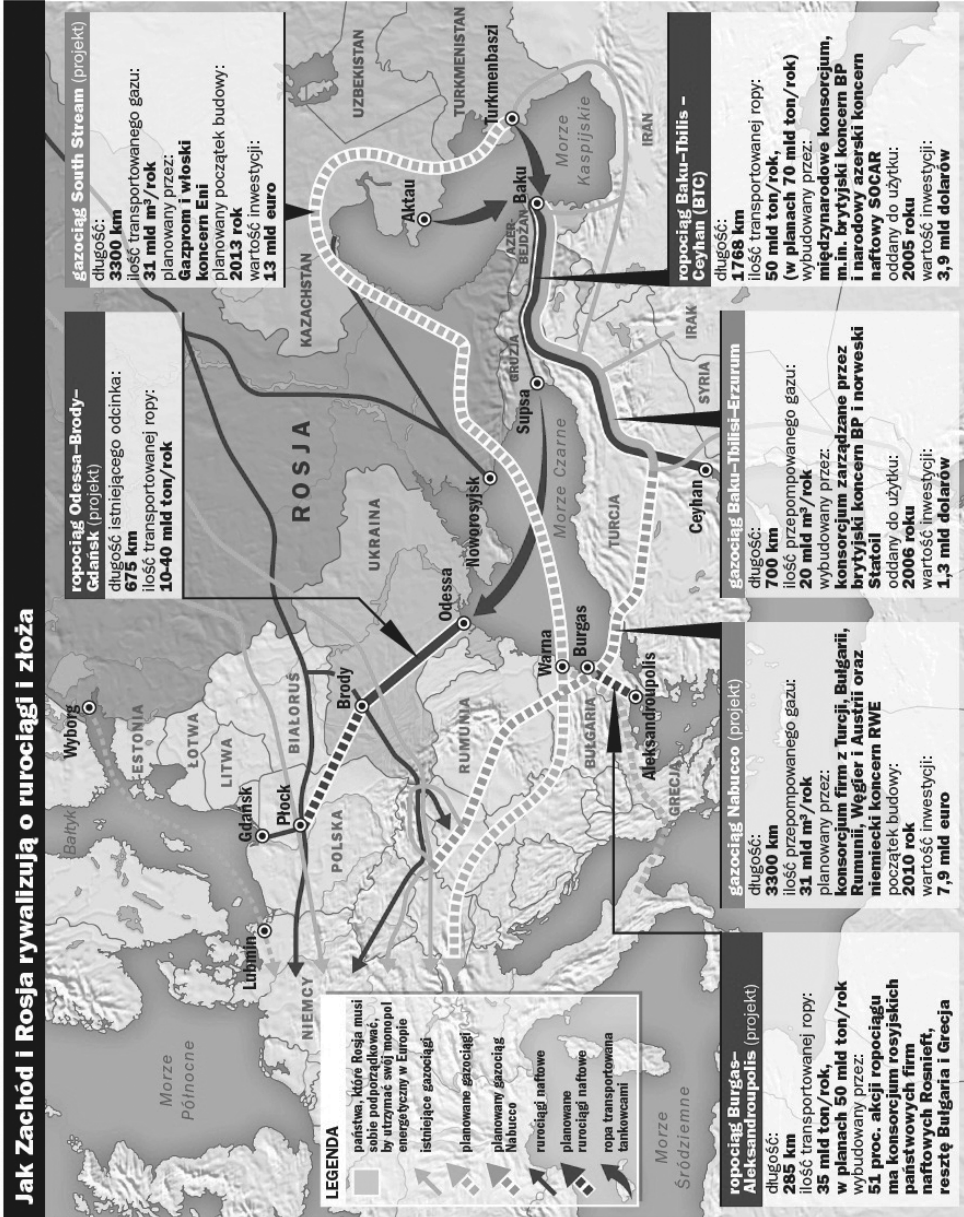
Aneks

Schemat 2.1. Sie gazociągów zewnętrznych do Niemiec



Legenda: linie ciągłe – gazociągi użytkowane; linie przerywane – gazociągi planowane
 Źródło: www.file:///C:/Documents%20and%20Settings/gasnetz_540.gif

Mapka 7.1.



© INFOGRAFIKA: WAWRZYNIEC SWIECICKI/GW

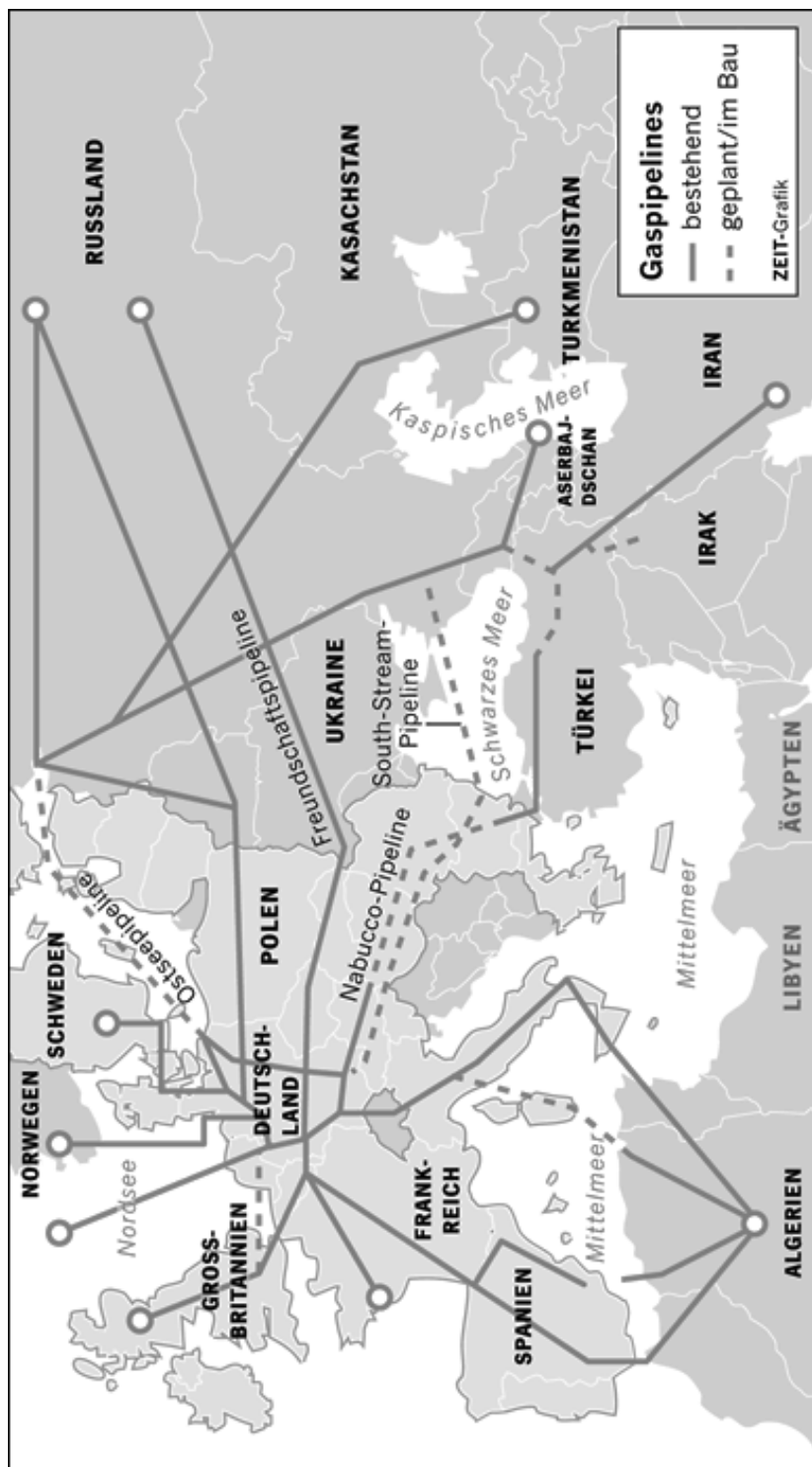
Źródło: <http://bi.gazeta.pl/im/8/5653/m5653328.jpg>

Mapka 7.2. Złóża Sztokmana

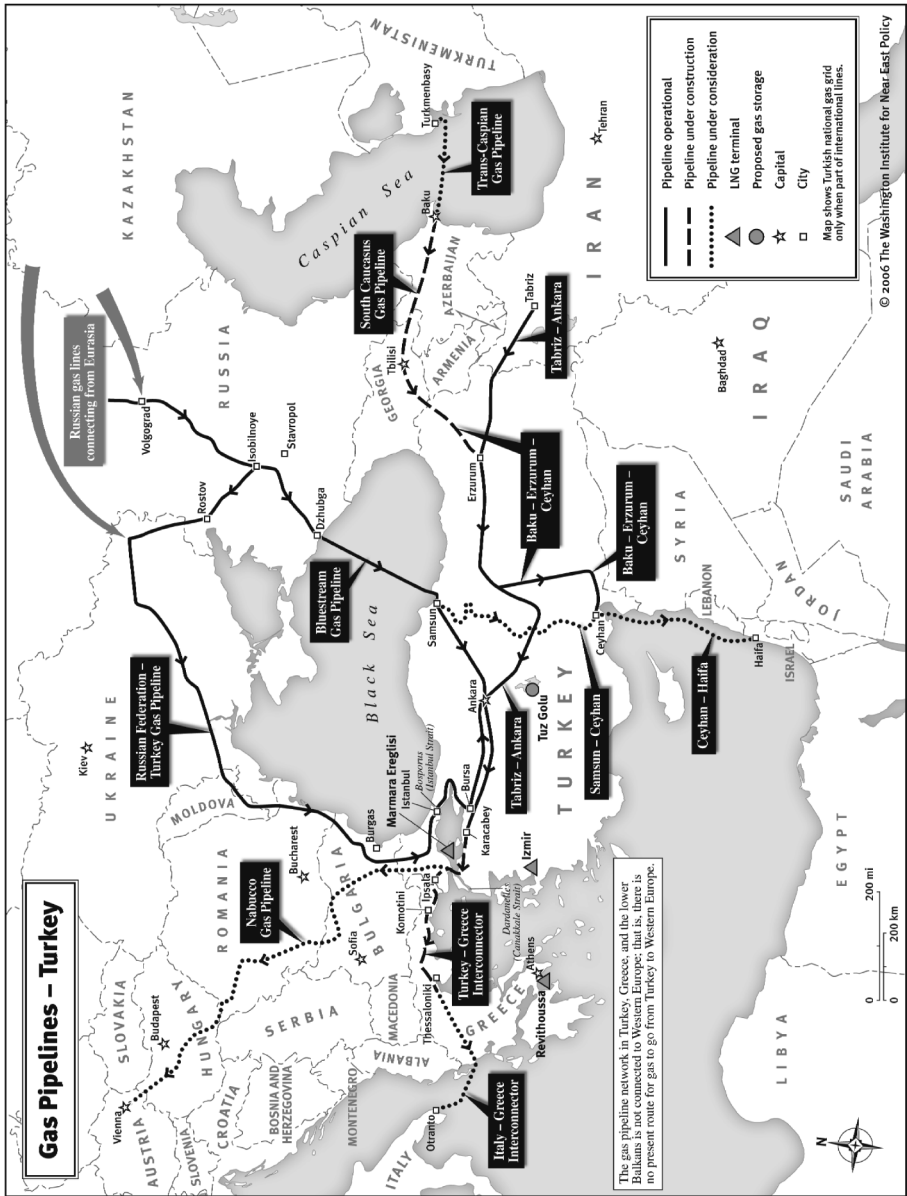


Źródło: „Gazeta Wyborcza”, <http://gospodarka.gazeta.pl/gospodarka/1,33207,3360612.html>.

Mapka 7.3. Gazociagi Nabucco, South Stream, Nord Stream

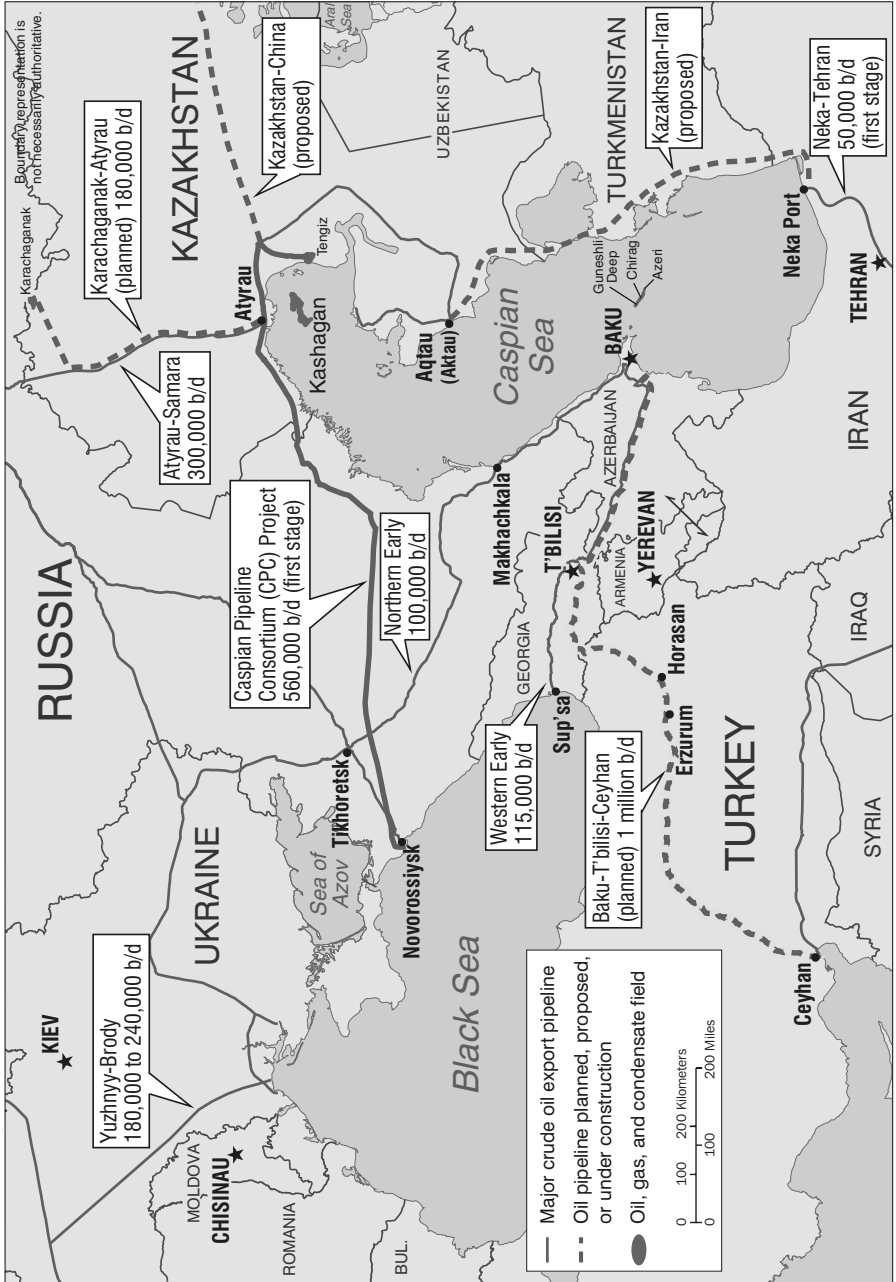


Mapka 7.4. Gazociągi – Turcja



Źródło: K. Baresch. *Turkey's role in European energy security*, op. cit.

Mapka 7.5. Region Morza Kaspijskiego i Morza Czarnego



Źródło: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Caspian/Maps.html>

Noty o autorach

RXXXXXXXX M. CXXXXXX

– prof. zw. dr hab., kierownik Zakładu Stosunków Międzynarodowych Uniwersytetu Humanistyczno-Przyrodniczego w Kielcach; były ambasador RP w Szwecji i Norwegii; specjalista z zakresu problematyki skandynawskiej, autor wielu publikacji na ten temat.

EXXXXXX CXXXX XX

– prof. zw. dr hab., kierownik Katedry Stosunków Międzynarodowych Krakowskiej Szkoły Wyższej im. Andrzeja Frycza Modrzewskiego; autor licznych publikacji dotyczących historii i polityki zagranicznej Niemiec oraz z zakresu problematyki międzynarodowej.

MXXXXXX LXXXX

– dr, pracownik naukowy Krakowskiej Szkoły Wyższej im. Andrzeja Frycza Modrzewskiego; autor publikacji poświęconych polityce bezpieczeństwa, zwłaszcza Polski.

BXXXX MXXXX

– dr, pracownik naukowy Katedry Stosunków Międzynarodowych Krakowskiej Szkoły Wyższej im. Andrzeja Frycza Modrzewskiego; autorka publikacji z zakresu niemcoznawstwa i stosunków niemiecko-rosyjskich.

AXXX PXXXXXXXX

– dr, pracownik naukowy Katedry Stosunków Międzynarodowych Krakowskiej Szkoły Wyższej im. Andrzeja Frycza Modrzewskiego; autorka publikacji poświęconych problematyce niemcoznawczej.

MXXXXXXXXXX TXX XXX

– dr, pracownik naukowy Zakładu Stosunków Międzynarodowych Uniwersytetu Humanistyczno-Przyrodniczego w Kielcach.