

**Oksana Voytyuk**  
**Potencjał energetyczny**  
**państw Unii Europejskiej**



**Wydawnictwo**  
**Uniwersytetu w Białymstoku**  
**Białystok 2012**

**Recenzenci:**

prof. dr hab. Grzegorz Janusz

**Opracowanie graficzne:**

Mieczysław Rabczko

**Redakcja:**

Halina Ławnicka

**Korekta:**

Zespół

**Redakcja techniczna i skład:**

Bartosz Kozłowski

© Copyright by Uniwersytet w Białymstoku, Białystok 2012

Wydanie publikacji sfinansowano ze środków  
Wydziału Historyczno-Socjologicznego Uniwersytetu w Białymstoku

ISBN 978-83-7431-298-1

Wydawnictwo Uniwersytetu w Białymstoku  
15-097 Białystok, ul. M. Skłodowskiej-Curie 14, (85) 745 71 20  
<http://wydawnictwo.uwb.edu.pl> e-mail: [ac-dw@uwb.edu.pl](mailto:ac-dw@uwb.edu.pl)

Druk i oprawa: QUICK-DRUK s.c., Łódź

## *Moim rodzicom*





## Spis treści

<b>WSTĘP</b>	<b>9</b>
<b>ROZDZIAŁ I</b>	
<b>ZASOBY ENERGETYCZNE PAŃSTW UNII EUROPEJSKIEJ</b>	<b>19</b>
1. Zasoby ropy naftowej	19
2. Zasoby gazu ziemnego	34
3. Zasoby węgla	46
4. Energetyka tradycyjna	54
<b>ROZDZIAŁ II</b>	
<b>USTAWODAWSTWO I POLITYKA ENERGETYCZNA UNII EUROPEJSKIEJ</b>	<b>73</b>
1. Ustawodawstwo i polityka Unii Europejskiej w zakresie dostaw surowców energetycznych i bezpieczeństwa energetycznego	73
2. Programy Unii Europejskiej w zakresie polityki energetycznej	96
3. Prognozy zmian w polityce energetycznej Unii Europejskiej	116
<b>ROZDZIAŁ III</b>	
<b>SYSTEMY TRANSPORTU ZASOBÓW ENERGETYCZNYCH W PAŃSTWACH UNII EUROPEJSKIEJ</b>	<b>131</b>
1. Wewnętrzny europejski system transportu ropy naftowej	131
2. Wewnętrzny europejski system transportu gazu ziemnego	140
3. System transportu tradycyjnej energii elektrycznej	163
<b>ROZDZIAŁ IV</b>	
<b>DOSTĘP DO ZEWNĘTRZNYCH ZASOBÓW ENERGETYCZNYCH PAŃSTW UNII EUROPEJSKIEJ</b>	<b>185</b>
1. Wspólnota Niepodległych Państw	185
2. Afryka	235

3. Bliski Wschód i Azja Mniejsza	272
4. Ameryka Północna i Południowa	309

#### **ROZDZIAŁ V**

<b>ZASOBY ENERGETYCZNE JAKO NARZĘDZIE POLITYCZNE</b>	351
<b>ZAKOŃCZENIE</b>	399
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	405

#### **ZAŁĄCZNIKI**

Spis tabel	441
Spis wykresów	443
Spis skrótów	447

## WSTĘP

Podstawowym problemem, który dotyczy praktycznie wszystkich państw świata, jest problem zasobów energetycznych i zagwarantowania stabilnych dostaw od producenta do konsumenta. Zapotrzebowanie w strategicznie ważne surowce, takie jak gaz ziemny i ropa naftowa, ciągle wzrasta. Obecny rozwój społeczno-ekonomiczny większości państw świata, w tym także Unii Europejskiej, bardzo zależy od dostępu do złóż w regionach bogatych w surowce energetyczne – przede wszystkim na Bliskim Wschodzie, Afryce Północnej, regionie Morza Kaspijskiego i Azji Środkowej oraz w Ameryce Łacińskiej i Arktyce. O dostęp do tych regionów rozpoczęła się rywalizacja pomiędzy największymi gospodarkami świata – Unią Europejską, USA, Chinami, Japonią, Indiami i innymi państwami. Przyczyn wzrostu owej rywalizacji było kilka:

- problem wyczerpywania się podstawowych, strategicznych surowców energetycznych – ropy naftowej i gazu ziemnego;
- wzrost liczby ludności (Chiny, Indie) w regionie azjatyckim oraz zwiększenie zapotrzebowania energetycznego (np. zapotrzebowanie, w związku z rozwojem motoryzacji w obu tych państwach, na ropę naftową i produkty pochodne);
- pragnienie państw do zachowania wpływów w regionach bogatych w ropę i gaz.

Deficyt surowców energetycznych stał się dzisiaj aktualnym problemem dla większości państw świata, w tym także dla państw Unii Europejskiej (UE). Wyczerpywanie się potencjalnych zapasów ropy naftowej i gazu zmusiło niektóre państwa do przeanalizowania własnych możliwości energetycznych i szukania nowych źródeł dostaw surowców energetycznych. Problem surowców już od dawna przeniesiono z płaszczyzny ekonomicznej na płaszczyznę geopolityczną, gdzie prowadzi się aktywną rywalizację o zachowanie wpływów w poszczególnych regionach świata oraz o kontrolę strategicznych szlaków przesyłu tych surowców.

Unia Europejska jest stosunkowo uboga w zapasy ropy naftowej i gazu w porównaniu z innymi regionami świata. Jedynym surowcem, który szeroko występuje na terytorium państw członkowskich jest węgiel, jednak ze względów ekologicznych i finansowych Unia Europejska zmniejszyła jego

wydobyć, zamieniając na bardziej ekologicznie czyste i bardziej bezpieczne surowce – jak np. gaz ziemny czy energię jądrową. Regionem stosunkowo bogatym w zapasy ropy naftowej i gazu ziemnego w granicach Unii Europejskiej jest region Morza Północnego, jednak możliwości odkrycia nowych złóż są tam niewielkie, dlatego powstaje konieczność większej oszczędności surowców i w miarę możliwości zastąpienia ich alternatywnymi źródłami energii. Najskuteczniejszym sposobem wzrostu efektywności wykorzystania potencjału energetycznego jest wprowadzenie technologii energooszczędnych, skierowanych na zmniejszenie energochłonności produkcji.

Posiadanie olbrzymiego potencjału energetycznego pozwala dzisiaj państwom czuć się pewniej na arenie międzynarodowej oraz dyktować własne warunki na rynku energetycznym.

Celem niniejszej monografii jest analiza potencjału energetycznego Unii Europejskiej i określenie jej roli bądź wpływów w poszczególnych regionach świata, zwłaszcza tych, które mają dla niej największe znaczenie pod względem dostaw surowców energetycznych. W pracy została przeanalizowana obecność Unii Europejskiej na Bliskim Wschodzie i w Afryce Północnej, w regionie Morza Kaspijskiego i Azji Środkowej oraz w Ameryce Północnej, Ameryce Łacińskiej i Arktyce. Pominięty w zasadzie został region Azji Południowo-Wschodniej, który ma niewielkie znaczenie pod względem importu ropy naftowej i gazu do Unii Europejskiej. W publikacji został przeanalizowany nie tylko stopień zależności UE od dostaw zewnętrznych, ale również układ zależności energetycznych pomiędzy potęgami surowcowymi oraz ich możliwości eksploatacji i eksportowania surowców energetycznych.

Wyczerpanie istotnych pod względem strategicznym zasobów energetycznych oraz wzrost zapotrzebowania na surowce energetyczne doprowadziły do wyodrębnienia składowej energetycznej (która wcześniej była częścią potencjału ekonomicznego) jako odrębnego pojęcia „potencjał energetyczny”.

Podstawowymi przyczynami, które wpłynęły na formowanie się takiego określenia były:

- problem wyczerpywania się podstawowych, strategicznych surowców energetycznych, czyli ropy naftowej i gazu ziemnego;
- problem zaspokojenia potrzeb określonych regionów w odniesieniu do surowców energetycznych;
- walka geopolityczna o regiony energetyczne pomiędzy państwami świata;

- wzrost liczby ludności (Chiny, Indie) w regionie azjatyckim oraz zwiększenie zapotrzebowania w energię.

Pojęcie „potencjał energetyczny” państwa lub regionu jest we współczesnej nauce słabo opracowane, gdyż nie istnieje jego jednoznaczne i sformalizowane traktowanie, mimo że jest dosyć powszechnie używane.

Pojęcie potencjału energetycznego oznacza nie tylko ogół naturalnych zasobów energetycznych, ale również sieć ropo- i gazociągów, linii elektrycznych (LE), elektrowni wodnych (EW), elektrowni ciepłych (EC), elektrowni atomowych (EA), które stanowią zespół paliwowo-energetyczny państwa. Dlatego pod pojęciem potencjału energetycznego rozumiemy ogół poszczególnych zapasów surowców energetycznych (węгля, ropy naftowej, gazu, łupków, torfu), zasobów wodnych, nietradycyjnych źródeł energii (wody termalne, energia słoneczna, energia fali przyływu, energia wiatru itd.), zespołów budowli inżynierskich, technologii oraz kadry pracowniczej, co pozwala realizować odbiór, przekazywać i doprowadzać do konsumenta wszystkie rodzaje energii<sup>1</sup>.

Zdaniem autorki potencjał energetyczny to ogół zbadanych i potencjalnych zapasów surowców mineralnych na określonym terytorium, źródeł energii alternatywnej, które tworzą ekonomiczną wartość i mają duży wpływ na polityczno-ekonomiczny i geopolityczny rozwój państwa. Potencjał energetyczny – to obecność zasobów energetycznych na określonym terytorium, a także ogół całego zespołu budowli inżynierskich przeznaczonych dla celów wydobycia, przetwarzania i transportu do konsumenta na bliskie i dalekie odległości.

Potencjał energetyczny można scharakteryzować też jako ogół zasobów naturalnych, które mają wartość energetyczną i są wykorzystywane, lub mogą być wykorzystane, w celu pośredniej i bezpośredniej konsumpcji, sprzyjają tworzeniu bogactw materialnych, podniesieniu jakości życia ludzi, a także rozwojowi gospodarczemu państwa.

Potencjał energetyczny jest wielkością zmienną, która zależy od stopnia prowadzonych prac geologiczno-poszukiwawczych, zainwestowania w budowę nowych szybów wiertniczych ropy i gazu, modernizację szybów węglowych, systemów dostarczania energii, jak również od stopnia wyczerpania odkrytych już zapasów. Dzisiaj w związku z wyczerpywaniem się zasobów konwencjonalnych, takich jak ropa naftowa, gaz ziemny i uran, państwa zaczynają wykorzystywać alternatywne źródła energii. Im większe

<sup>1</sup> В.І. Логвиненко, Підвищення ефективності використання енергопотенціалу регіону, Автореферат дисертації на здобуття наукового ступеня кандидата економічних наук, (<http://disser.com.ua/contents/36929.html>).

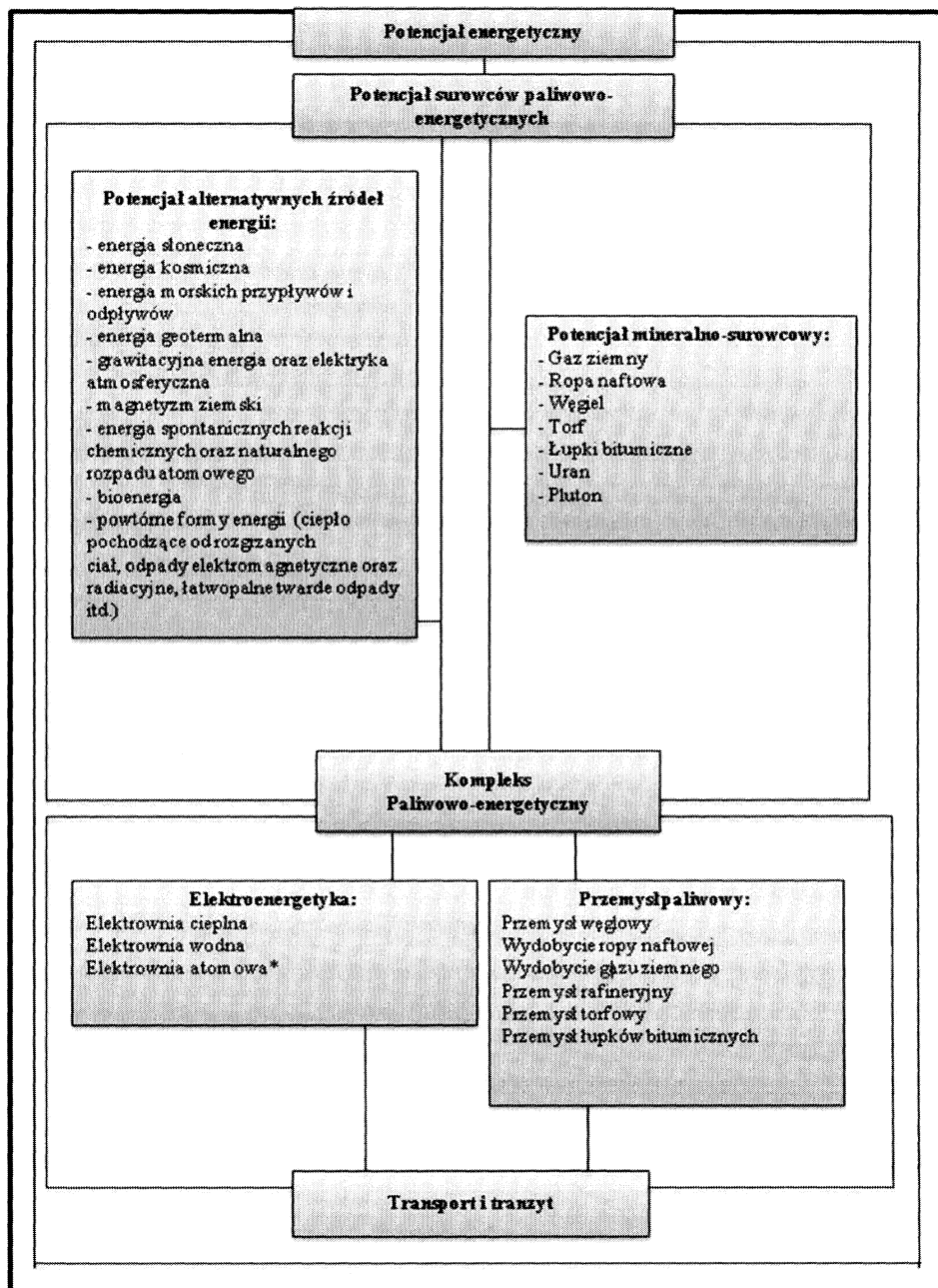
jest wykorzystanie źródeł odnawialnych, tym większy potencjał energetyczny i możliwości dla rozwoju państwo będzie posiadało w przyszłości.

Potencjał energetyczny można analizować jako całościowy system, dla którego charakterystyczną cechą jest skomplikowana budowa oraz obecność wielu komponentów. Każdy komponent systemu posiada własny potencjał. Ogólnie rzecz biorąc – jest to mnogość powiązanych wzajemnie obiektów (elementów systemu), które tworzą swoistą jedność, nowy obiekt.

Zdaniem autorki struktura potencjału energetycznego dowolnego państwa przedstawia się tak jak na rysunku 1. Nieodłączną częścią potencjału energetycznego jest potencjał przyrodniczo-surowcowy (w tym przypadku potencjał surowców mineralnych), a także zespół paliwowo-energetyczny, który kształtowany jest na podstawie bazy mineralno-surowcowej, a jego wielkość uzależniona od rozwoju istniejącej infrastruktury transportowej.

Niewątpliwie wielkość potencjału energetycznego zależy także od wskaźników społeczno-ekonomicznych, takich jak powierzchnia terytorium, liczba ludności, stopień rozwoju społeczno-ekonomicznego oraz infrastruktury. Występowanie nawet ogromnych zapasów zasobów energetycznych nie jest wystarczającym warunkiem do posiadania równie ogromnego potencjału energetycznego, jeśli decydującego znaczenia nie posiadają także technologie naukowo-techniczne. Duże znaczenie ma polityczny potencjał kraju, gdyż kwestie dotyczące zasobów energetycznych są w dużym stopniu upolitycznione.

Rysunek 1. Struktura potencjału energetycznego



Źródło: Opracowanie własne.



W pracy została pominięta analiza rozwoju alternatywnej energetyki w UE ze względu na to, że są to źródła odnawialne i stanowią odrębny temat badań.

Przedmiotem badań był potencjał energetyczny Unii Europejskiej oraz poszczególnych regionów i państw świata, które mają znaczenie dla Unii Europejskiej.

W niniejszej pracy zostały określone ramy czasowe. Potencjał energetyczny wszystkich państw został przeanalizowany według danych głównie za lata 2000-2010, jednak w poszczególnych przypadkach występują również dane za lata 2011-2012. Analiza danych statystycznych opiera się na corocznych raportach British Petroleum, Energy Information Administration, które stanowią podstawę do przeprowadzenia analizy. Inne statystyki, jak np. World Factbook, Oil & Gas Journal, International Energy Agency były poddane weryfikacji ze względu na różnice w pomiarach i datę przeprowadzenia oceny potencjału surowcowego w poszczególnych państwach.

Praca została podzielona na pięć rozdziałów. W pierwszym rozdziale przedstawiono analizę głównych konwencjonalnych surowców energetycznych w poszczególnych państwach Unii Europejskiej – ropy naftowej, gazu ziemnego oraz węgla. Również w tym rozdziale uwaga została poświęcona tradycyjnej energetyce pod względem wykorzystania nieodnawialnych źródeł energii.

Rozdział drugi poświęcono analizie potencjału europejskiego systemu przesyłowego. Analizie zostały poddane główne trasy transportu ropy naftowej i gazu ziemnego pomiędzy państwami członkowskimi UE. Przeprowadzono także analizę funkcjonowania europejskiego systemu przesyłu energii elektrycznej.

W rozdziale trzecim autorka przedstawia analizę potencjału energetycznego poszczególnych regionów oraz analizuje dostęp Unii Europejskiej do zasobów energetycznych poza jej granicami. Szczególna uwaga została poświęcona regionom wchodzącym w skład WNP, które zostały podzielone na podregiony – kaukaski, kaspijski, środkowoazjatycki i europejski. Poza tym przeanalizowano potencjał energetyczny afrykańskich państw bogatych w ropę naftową i gaz ziemny oraz Bliskiego Wschodu i Azji Mniejszej, a także obu Ameryk.

W rozdziale czwartym podjęto ocenę roli i wpływu surowców energetycznych na sytuację polityczną i gospodarczą na świecie. Przeanalizowano spory i konflikty, które na tym tle toczyły się lub toczą w poszczególnych regionach. Została też pojęta próba oceny, pod wpływem jakich państw znajdują się region Zatoki Perskiej, Bliski Wschód, Afryka, region Morza



Kaspijskiego i Arktyka. Szczególna uwaga została poświęcona roli Chin w Afryce i Ameryce Łacińskiej.

Rozdział piąty przedstawia analizę ustawodawstwa i polityki Unii Europejskiej w dziedzinie bezpieczeństwa energetycznego. Analizie zostały poddane programy UE, które mają znaczenie dla wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego państw członkowskich. Podsumowaniem tego rozdziału są prognozy zmian w polityce energetycznej Unii Europejskiej w najbliższej przyszłości.

Złożoność i dynamiczność problemu badawczego wymaga wszechstronnego zapoznania się z literaturą przedmiotu. Większość źródeł, na podstawie których praca została napisana stanowią źródła rosyjskie, polskie, ukraińskie i angielskie. Na szczególną uwagę zasługują prace: M. T. Klare'a, *Krew i nafta* [2006], T. Kaczmarka, R. Jarosza, *Czy ropa rzędzi światem?* [2006], A. Włodkowskiej, *Polityka Federacji Rosyjskiej na obszarze WNP* [2006], B. Łęgowskiej, *Polityka naftowa państw arabskich Zatoki Perskiej* [2007], *Geopolityka rurociągów. Współzależność energetyczna a stosunki międzypaństwowe na obszarze postsowieckim*, pod red. E. Wyciszkievicza [2008], *Polityka zagraniczna i bezpieczeństwa na obszarze Wspólnoty Niepodległych Państw*, pod red. nauk. A. Leguckiej, K. Malaka [2008], T. Z. Leszczyńskiego, *Bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej do 2030 roku* [2009], T. Motowidlaka, *Efekty wdrażania polityki energetycznej UE w zakresie rynku energii elektrycznej* [2010], T. Młynarskiego, *Bezpieczeństwo energetyczne w pierwszej dekadzie XXI wieku. Mozaika interesów i geostrategii* [2009], *Międzynarodowe bezpieczeństwo energetyczne*, pod red. E. Cziomera [2008].

Na uwagę zasługują również opracowania Ukraińskiego centrum badań ekonomicznych i politycznych im. Ołeksandra Razumkowa – *Концепція державної енергетичної політики України на період до 2020 року* [2001], *Газовий трикутник ЄС-Україна-Росія в контексті світових тенденцій, (Аналітична доповідь)* [2002], *Вугільна промисловість України (Аналітична доповідь)* [2003], *Газотранспортна система України: готовність do співпраці?* [2004], *Світова нафтопереробna промисловість: стан і тенденції. Нафтопереробna промисловість України: стан, проблеми і шляхи розвитку (Аналітична доповідь)* [2006], *Стратегічні нафтові резерви у країнах світу: стан, тенденції, перспективи. Створення стратегічних резервів нафти та нафтопродуктів в Україні: стан, проблеми, пошук шляхів на основі міжнародного досвіду (Аналітична доповідь)* [2007], *Українсько-російські взаємовідносини в енергетичній сferі: стан, новітні тенденції розвитку та перспективи (Аналітична доповідь)* [2010]. Również interesujące

są prace R. Youngsa, *Energy security. Europe's new foreign policy challenge* [2009], H. Bjørnebye, *Investing in EU energy security. Exploring the regulatory approach to Tomorrow's Electricity Production* [2010], F. Proedrou, *EU Energy Security in the Gas Sector. Evolving Dynamics, Policy Dilemmas and Prospects* [2012].

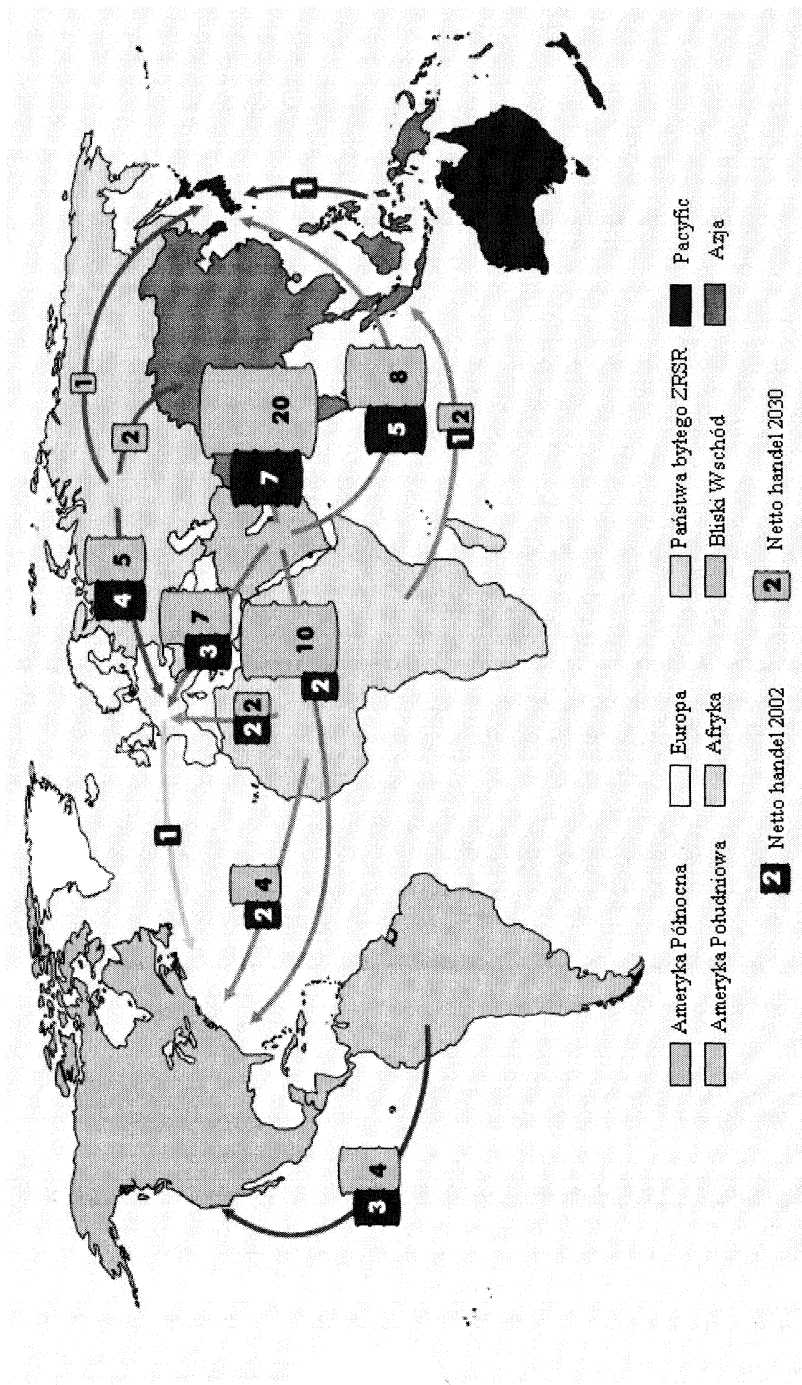
Problematyka podjęta w niniejszej publikacji bardzo szybko zmienia się w czasie; w celu odzwierciedlenia jak najbardziej aktualnej sytuacji zostały wykorzystane także źródła publikacji internetowych, które były dostępne na stronach elektronicznych czasopism, gazet, ośrodków analitycznych, międzynarodowych kompanii energetycznych oraz wyspecjalizowanych agencji międzynarodowych.

Praca jest skierowana do szerokiego grona osób interesujących się problematyką bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej i poszczególnych regionów świata.

Dane statystyczne zawarte w publikacji są przedstawione w tabelach i na wykresach. W pracy zamieszczono także mapy. Teksty obcojęzyczne, które zostały wykorzystane w pracy są tłumaczeniem własnym autorki.

Podstawę opracowania stanowi doktorat obroniony 14 czerwca 2010 roku na Wydziale Politologii Uniwersytetu Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie.

Mapa 1. Międzyregionalne kierunki przesyłu ropy naftowej (w tys. baryłek dziennie)



Źródło: World Energy Outlook 2004, International Energy Agency, s. 117.



## ROZDZIAŁ I

# ZASOBY ENERGETYCZNE PAŃSTW UNII EUROPEJSKIEJ

### 1. Zasoby ropy naftowej

Członkami Unii Europejskiej według stanu na lipiec 2011 roku jest 27 niezależnych państw o ogólnej powierzchni 4 324 782 km<sup>2</sup> oraz liczbie ludności wynoszącej 502 486 499 osób<sup>1</sup>. UE jest stosunkowo uboga w zasoby konwencjonalnych surowców energetycznych, takich jak ropa naftowa i gaz ziemny. W ciągu niespełna 5 lat zasoby ropy w UE zmalały prawie o 1 mld baryłek. W 2007 roku rezerwy tego surowca wynosiły 7,1 mld baryłek, co stanowiło około 0,6% światowych zasobów<sup>2</sup>, a pod koniec 2010 – tylko 6,3 mld baryłek ropy, czyli 0,5% światowych udokumentowanych rezerw<sup>3</sup>.

Spośród państw członkowskich największymi zasobami ropy naftowej dysponują: Wielka Brytania – 2,8 mld baryłek, Włochy – 1,0 mld baryłek, Dania – 0,9 mld baryłek. Grupę państw posiadających zasoby tego surowca zamyka Rumunia – 0,5 mld baryłek (wykres 1). Niewielkie zapasy ropy są w Bułgarii, na Węgrzech, we Francji i w Niemczech, ale nie mają one żadnego znaczenia przemysłowego i nie wpływają na potencjał energetyczny tych państw.

Jak wskazują dane statystyczne przedstawione przez British Petroleum (BP), zapasy ropy w UE są niewielkie i nie pokrywają zapotrzebowania. Pomimo tego odnotowywana jest tendencja do ich wyczerpania. W minionych 10 latach w Wielkiej Brytanii i Rumunii zapasy „czarnego złota” zmniejszyły się prawie dwukrotnie. Maleją również zapasy w Danii i Norwegii. Ta ostat-

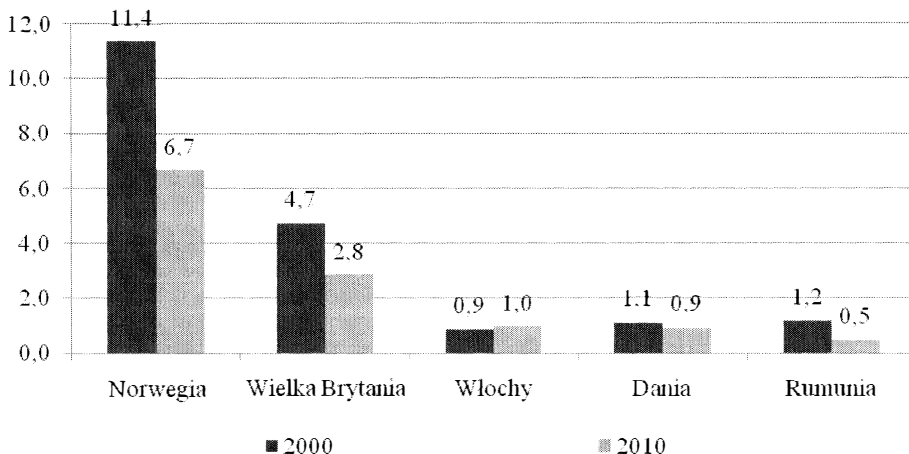
---

<sup>1</sup> *Total population at 1 January 2011*, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=tps00001&plugin=1>.

<sup>2</sup> *BP Statistical Review of World Energy, June 2007*, <http://www.bp.com/statisticalreview>.

<sup>3</sup> *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*, <http://www.bp.com/statisticalreview>.

**Wykres 1. Udokumentowane zapasy ropy naftowej w państwach Unii Europejskiej (w mld baryłek)\***



\*Norwegia nie jest członkiem UE, ale jest członkiem Europejskiego Obszaru Gospodarczego

Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

nia jest ważnym graczem na europejskim rynku ropy naftowej i zasługuje na szczególną uwagę. Norwegia jest bowiem liderem pod względem zapasów ropy naftowej, wprawdzie nie jest członkiem UE, ale w ramach Europejskiego Obszaru Gospodarczego eksportuje ten surowiec do Unii<sup>4</sup>. Bardzo ważne znaczenie zarówno dla Norwegii, jak i dla UE miało odkrycie przez Norwegię nowych ogromnych pokładów ropy naftowej i gazu ziemnego na dnie Morza Barentsa. Według oceny władz norweskich złoża posiada do 250 mln

<sup>4</sup> Europejski Obszar Gospodarczy to forma współpracy między państwami UE a państwami Europejskiego Stowarzyszenia Wolnego Handlu. Traktat o EOG (European Economic Area, EEA) podpisany został 2 maja 1992 r. w Porto między Wspólnotą Europejską a EFTA. Wszedł w życie 1 stycznia 1994. Jest to strefa wolnego handlu między UE i EFTA (poza Szwajcarią), opierająca się na czterech swobodach: przepływu ludzi, kapitału, towarów i usług. Na mocy umowy z Porto obywatele wszystkich państw należących do EOG mogą się swobodnie przemieszczać, osiedlać i nabywać nieruchomości na ich terenie. W zamian EFTA łoży na unijny Fundusz Spójności. Na mocy układu państwa członkowskie EFTA przyjęły wspólnotowe zasady dotyczące funkcjonowania rynku wewnętrznego, wspólnotowych polityk obejmujących transport, ochronę środowiska, rozwój i badania, kształcenie i edukację. Umowa o EOG nie obejmuje liberalizacji w obrocie artykułami rolnymi i rybołówstwa, nie przewiduje również ujednoczenia taryfy celnej czy prowadzenia wspólnej polityki handlowej. W związku z przystąpieniem od 1.01.1995 r. do Unii Europejskiej Austrii, Finlandii i Szwecji członkami EOG spośród państw EFTA są Norwegia, Islandia i Liechtenstein. Szwajcaria nie wstąpiła do EOG, wobec negatywnego wyniku referendum w sprawie członkostwa w EOG i UE zawarła z nią odrębną umowę.



baryłek ropy<sup>5</sup>. Norweskie Ministerstwo Ropy i Energetyki określiło je jako największe zasoby odkryte w ostatnim dziesięcioleciu.

Stopniowe wyczerpywanie surowców energetycznych aktywizuje państwa Wspólnoty od 1 grudnia 2009 roku do poszukiwania nowych źródeł lub zastąpienia ich innymi rodzajami paliwa. Mimo to konsumpcja ropy w UE ciągle wzrasta i w 2010 wynosiła 13 890 tys. baryłek dziennie (b/d)<sup>6</sup>, a to prawie dwukrotnie więcej w porównaniu z rokiem 1965, gdy zużycie ropy wynosiło tylko 7 792 tys. b/d<sup>7</sup>.

Państwa posiadające niewielkie zasoby ropy naftowej są jednocześnie głównymi jej producentami. Ogólna dynamika produkcji ropy w UE wskazuje na to, że w ciągu ostatnich 10 lat wraz z wyczerpaniem zasobów spada i produkcja. Jeśli w 2000 roku produkcja ropy naftowej była na poziomie 3 493 tys. b/d, to pod koniec 2010 wynosiła 1 951 tys. b/d, co stanowiło tylko 2,4% ogólnego światowego wydobycia<sup>8</sup>. Najwięcej ropy w 2010 roku produkowała Wielka Brytania – 1 339 tys. b/d, na drugim miejscu znalazła się Dania z 249 tys. b/d, na trzecim Włochy – 106 tys. b/d i na końcu Rumunia z 89 tys. b/d.

Według statystyk British Petroleum (BP), produkcja ropy naftowej w państwach UE maleje. Szczególnie zauważalne jest to w Wielkiej Brytanii, gdzie w ciągu ostatnich lat produkcja stale spadała i pod koniec 2010 wynosiła 1 339 tys. b/d (wykres 2). Podobną sytuację obserwuje się w Rumunii. Nieco wzrosła w porównaniu z 2009 rokiem produkcja ropy we Włoszech – z 95 do 106 tys. b/d w 2010. W Danii do 2004 roku zauważalna była tendencja wahania wydobycia ropy w kierunku wzrostu, ale od 2005 jej produkcja stale spada<sup>9</sup>.

Dynamika konsumpcji ropy naftowej w okresie 2000–2010 w państwach UE ulegała ciągłym zmianom – najpierw od 2000 roku stopniowo wzrastała i w 2006 wynosiła 15 103 tys. b/d, a później zaczęła spadać (wykres 3). Przyczyn było kilka:

- po pierwsze – polityka UE ukierunkowana na zmniejszenie zużycia energii z konwencjonalnych źródeł;
- po drugie – stopniowe dążenie do zmniejszenia energochłonności europejskich gospodarek i zwiększenia energooszczędności;

<sup>5</sup> *Jest ropa i gaz! Norwedzy dopięli swego*, <http://finanse.wp.pl/kat,58436,title,Jest-ropa-i-gaz-Norwedzy-dopieli-swego,wid,13282101,wiadomosc.html?ticaid=1ca77> – 01.04.2011.

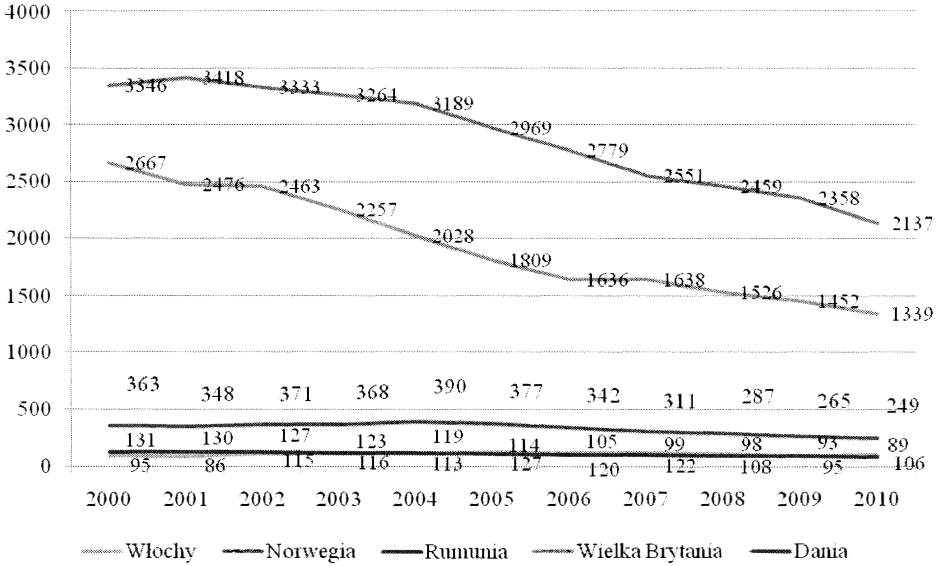
<sup>6</sup> *BP Statistical Review of World Energy, June 2011...*

<sup>7</sup> *Ibidem.*

<sup>8</sup> *Ibidem.*

<sup>9</sup> *Ibidem.*

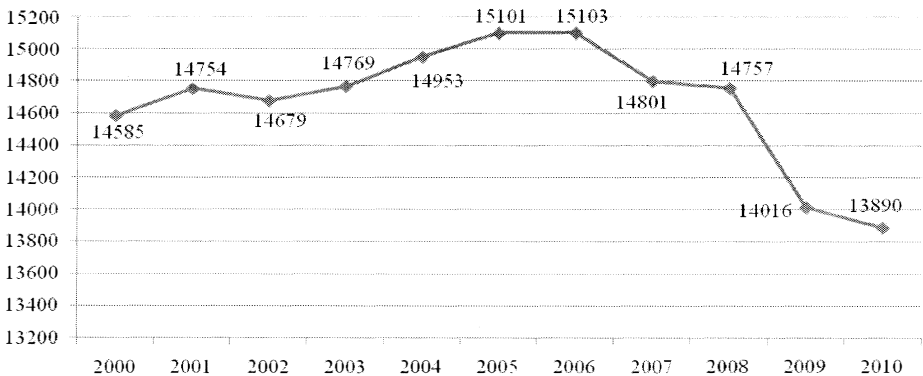
**Wykres 2. Dynamika zmniejszenia produkcji ropy naftowej w państwach Unii Europejskiej (w tys. b/d)**



\*Norwegia nie jest członkiem UE

Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011.*

**Wykres 3. Konsumpcja ropy naftowej w Unii Europejskiej w latach 2000-2010 (w tys. b/d)**



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011.*



- po trzecie – na zmniejszenie zużycia ropy naftowej wpłynął światowy kryzys gospodarczy.

Największymi konsumentami ropy naftowej są państwa tworzące tzw. motor UE – Niemcy, Francja, Wielka Brytania, Włochy, Hiszpania, Holandia, których gospodarka jest w dużym stopniu uzależniona od dostaw ropy. Są to państwa rozwinięte pod względem przemysłowym i w większości importują nośniki energetyczne z Rosji (35%), Norwegii (16%), Libii (10%), Arabii Saudyjskiej (7%) (mapa 1).

W okresie 2000-2010 państwa UE różniły się dynamiką popytu na „czarne złoto”. Przykładowo, w takich państwach jak: Belgia, Luksemburg, Dania, Finlandia, Niemcy, Litwa, Holandia, Polska w 2010 roku obserwuje się tendencję wzrostu konsumpcji. W Polsce w ostatnich 10 latach nastąpił stopniowy wzrost konsumpcji z 426 tys. b/d w 2000 do 568 tys. b/d pod koniec 2010 roku<sup>10</sup>. Wynikało to przede wszystkim z tego, że Polska była jednym z nielicznych państw, których światowy kryzys gospodarczy dotknął najmniej. W Bułgarii konsumpcja ropy w ciągu ostatnich 9 lat stopniowo wzrastała, a w 2010 drastycznie spadła z 124 tys. b/d (2009) do 93 tys. b/d. Tłumaczy się to przede wszystkim problemami gospodarczymi w tym państwie i wpływem światowego kryzysu gospodarczego na stosunkowo słabą gospodarkę kraju. Warto też zwrócić uwagę na pozostałe państwa Europy Środkowo-Wschodniej. Na przykład na Węgrzech od 2006 roku, w Rumunii od 2007, a w Słowacji od 2008 konsumpcja ropy naftowej stopniowo spada, zaś w Czechach w latach 2004-2009 wahała się, z tendencją wzrostu, ale w 2010 spadła do 195 tys. b/d z 204 tys. b/d w 2009 roku.

**Tabela 1. Dynamika konsumpcji ropy w państwach UE-27 w latach 2000-2010 (w tys. b/d)**

Państwo	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Austria	242	263	269	291	283	292	292	275	277	267	269
Belgia i Luksemburg	694	662	682	738	759	762	748	752	818	679	715
Bułgaria	88	92	96	111	104	110	117	114	119	124	93
Czechy	167	177	172	184	202	210	207	205	209	204	195
Dania	212	202	197	189	186	194	198	200	196	178	180
Finlandia	220	218	222	235	221	229	222	223	222	209	219
Francja	1994	2010	1953	1952	1963	1946	1942	1911	1889	1822	1744
Niemcy	2746	2787	2697	2648	2619	2592	2609	2380	2502	2409	2441

<sup>10</sup> Ibidem.

Grecja	398	403	406	395	428	426	444	435	427	407	372
Węgry	144	141	139	137	141	163	168	168	164	154	146
Irlandia	167	182	179	175	181	191	191	195	187	166	158
Włochy	1930	1920	1915	1900	1850	1798	1791	1740	1661	1563	1532
Litwa	48	55	51	50	53	57	58	58	63	54	55
Holandia	879	922	933	943	984	1049	1070	1123	1069	1041	1057
Polska	426	419	430	441	469	487	512	531	549	549	568
Portugalia	318	321	332	311	315	324	294	296	278	263	261
Rumunia	197	211	220	194	224	218	214	218	216	195	192
Słowacja	73	67	75	70	67	80	72	76	82	79	78
Hiszpania	1425	1469	1473	1533	1600	1623	1608	1629	1587	1525	1505
Szwecja	339	349	356	360	347	349	356	342	333	307	305
Wielka Brytania	1704	1704	1700	1723	1766	1806	1788	1716	1683	1610	1590

Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Jak wskazują dane tabeli 1, w państwach Europy Zachodniej, mimo że są one największymi konsumentami ropy naftowej, zużycie stopniowo spada, tak np. we Francji w ostatnich 6 latach konsumpcja zmniejszyła się do 219 tys. b/d. Od 2005 roku Włochy i Wielka Brytania prowadzą politykę zmniejszenia zużycia ropy, a od 2006 obserwuje się stopniowy spadek w Grecji, Holandii i Szwecji, i od 2007 w Irlandii, Hiszpanii oraz Portugalii.

Większość europejskich zasobów ropy znajduje się na Morzu Północnym, którego szelf został podzielony na strefy eksploatacji gospodarczej pomiędzy państwa posiadające do niego dostęp, czyli Wielką Brytanię, Norwegię, Danię, Niemcy i Holandię. Większość z nich to państwa członkowskie UE, oprócz Norwegii. Największe złoża ropy naftowej należą do Wielkiej Brytanii i Norwegii, które wydobywają około 100 tys. b/d.

Podstawowe zasoby ropy Wielkiej Brytanii znajdują się na Morzu Północnym oraz na północy Wysp Szetlandzkich, a niewielkie złoża odkryto na północnym Atlantyku. Złoża ropy na Morzu Północnym odkryto w 1960 roku i od tego czasu jej produkcja aż do 1990 wzrastała. Wysoko jakościowa, nieprzetworzona ropa naftowa i stosunkowo stabilna sytuacja polityczna w regionie oraz bliskość głównych europejskich rynków zbytu przyczyniły się do tego, że region ten odgrywa ważną rolę na światowym rynku ropy. Morze Północne uważane jest za „dojrzały” region z punktu widzenia możliwości odkrywania nowych złóż, w związku z tym, według

prognoz ekspertów, wewnętrzny brytyjski przemysł naftowy będzie powoli ograniczany<sup>11</sup>. Największe morskie złoża ropy to: Schiehallion (BP), Foinaven (BP), Alba (Chevron), Captain (Chevron), Forties (Apache), Buzard (Nexen)<sup>12</sup>. Bardzo często złoża ropy naftowej łączą się ze złożami gazu ziemnego.

Oprócz złóż morskich, w Wielkiej Brytanii znajdują się i lądowe złoża naftowe. Wytch Farm jest największym lądowym złożem w Europie, które zostało odkryte w 1973 roku, a jego eksploatacja rozpoczęła się dopiero w 1979<sup>13</sup>. Szczyt wydobycia miał tu miejsce w 1997 roku i wynosił 110 tys. b/d, ale już w 2002 zmniejszyło się ono dwukrotnie i wynosiło 50 tys. b/d<sup>14</sup>, a w 2011 – 15 tys. b/d<sup>15</sup>.

Dania ma trzecie co do wielkości w UE, według udokumentowanych danych, zasoby ropy. Pierwsze złożo w duńskim sektorze Morza Północnego zostało odkryte w 1966, a jego eksploatacja na szeroką skalę rozpoczęła się w 1972 roku. W 2007 rozpoczęto prace poszukiwawcze w grenlandzkim szelfie kontynentalnym i w szelfie Wysp Owczych. Według prognoz ekspertów zapasy ropy naftowej na szelfie Grenlandii mogą wynosić około 110 mld ton. Ropa w Danii wydobywana jest z 19 złóż. Największym jest złożo Draugon. Coroczne wydobycie wynosi tu 4 mln ton. Mimo spadku wydobycia ropy w ostatnich 5 latach (wykres 2) duńskie kompanie energetyczne nadal inwestują w sektor poszukiwawczo-wydobywczy – w celu utrzymania wydobycia ropy na stałym poziomie<sup>16</sup>.

Drugie co do wielkości wśród krajów UE złożo ropy naftowej – we Włoszech – zlokalizowane są głównie w rejonie południowych Apeninów. Val d'Agri (1991) o potencjale 500 mln baryłek ropy jest to kompleks złóż, do którego zaliczają również: złożo Tempa Rossa (1989), Cerro Falcone (1992), Monte Enoch (1994), Monte Alpi (1988). Kompleks należy do największych w Europie złóż, które zostały odkryte pod koniec lat 80. i na początku lat 90. XX wieku. Prace przygotowawcze dotyczące eksploatacji Tempa Rossa rozpoczęły się w 2008 roku, ale zostały zamrożone z przyczyn finansowych, w 2011 miała zostać podjęta decyzja odnośnie realizacji tego

<sup>11</sup> В.В. Вербинський, М.Г. Земляний, *Приватизаційні процеси в ПЕК України: надбання, прорахунки, досвід країн Європи*, за ред. проф. А.І. Шевцова, Дніпропетровськ, 2003, с. 75, <http://www.db.niss.gov.ua/docs/energy/118.pdf>.

<sup>12</sup> EIA. *United Kingdom*, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=UK> – September 2010.

<sup>13</sup> *Wytch Farm*, <http://www.bpnsi.com/index.asp?id=7369643D312669643D313531>.

<sup>14</sup> *BP Asset Portfolio: Wytch Farm*, [http://www.bp.com/liveassets/bp\\_internet/globalbp/STAGING/global\\_assets/downloads/U/uk\\_asset\\_wytch\\_farm.pdf](http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/STAGING/global_assets/downloads/U/uk_asset_wytch_farm.pdf) – 03.04.2008.

<sup>15</sup> *BP to sell off north sea oil fields and controlling stake in Wytch Farm*, <http://www.guardian.co.uk/business/2011/feb/22/bp-north-sea-oil-wytch-farm> – 22.02.2011.

<sup>16</sup> *ТЭК Дании*, [www.cdu.ru/catalog/inform\\_analytic/TEK\\_countries/pdf/Dania.pdf](http://www.cdu.ru/catalog/inform_analytic/TEK_countries/pdf/Dania.pdf).

projektu. Oczekuje się, że eksploatacja złoża rozpocznie się w 2015 roku, co znacznie zwiększy wydobycie ropy we Włoszech<sup>17</sup>. W 2011 roku rozpoczęto eksploatację dwóch złóż – Monte Grosso (2006)<sup>18</sup> o potencjale 100 mln baryłek i Ombrina Mare (2007) – 166 mln baryłek<sup>19</sup>.

Najpotężniejszą kompanią naftową na rynku włoskim jest ENI (1/3 wydobycia). ENI kontroluje kilka wielkich projektów energetycznych wydobycia ropy, są to: Val d'Agri w południowych Włoszech, Villa Fortuna na północy oraz Aquilana na szelfie południowo-wschodniego wybrzeża Adriatyku. Innymi, nie mniej istotnymi, morskimi złożami ropy w rejonie Sycylii są: Gela, Perła, Ropso, Vega oraz Ragusa.

Przemysł naftowy w Rumunii ma długą tradycję. Pierwsze złoża ropy zostały odkryte jeszcze w 1857 roku. Bardzo trudnym dla rumuńskiego przemysłu wydobywczego okazał się rok 2008, na początku którego ceny na ropę wzrosły prawie o 90%, a pod koniec drastycznie spadły o 30%. Główny rejon wydobycia ropy w Rumunii to przedgórze Karpat. Największe znaczenie ma wydobycie ropy naftowej ze złóż w rejonie Ploesti oraz Pitești, stały spadek wydobycia jest spowodowany malejącymi zasobami. Największe rafinerie Rumunii znajdują się w Ploesti, George Georgiu-Deg, Darnenesti, Braszowie i Rymnika-Seret. W 2010 roku rumuńska spółka naftowa OMV Petrom podpisała umowę z Petrofac, firmą prowadzącą usługi w przemyśle naftowym, w celu zarządzania produktami wydobycia ropy na 9 polach naftowych w rejonie Ticleni, w południowo-zachodniej Rumunii, co pozwoli zwiększyć wydobycie ropy o 50% w następnych 5 latach<sup>20</sup>.

Na szczególną uwagę zasługuje Francja. W basenach paryskim i akwitańskim znajdują się największe zapasy ropy w kraju. Sektor naftowy w 25% kontrolowany jest przez kompanię Vermilion, która zarządza również największym złożem – Parentis, położonym na południowym zachodzie Francji, w pobliżu Biscarrosse. Mimo niewielkiego wewnętrznego wydobycia, Francja jest dosyć aktywna na arenie międzynarodowej. Francuska kompania naftowa Total SA jest jedną z największych światowych kom-

<sup>17</sup> *Exploration & Production Operations in Europe, 2010*, <http://www.total.com/en/about-total/our-businesses/upstream/exploration--production/europe-922631.html>.

<sup>18</sup> *Serra San Berdardo Licence – Drilling operations approved*, <http://www.medoilgas.com/resources/Serra%20San%20Bernardo%20Drilling%20Operations%205th%20October%202006.pdf> – 5.10.2006.

<sup>19</sup> *ENI drilling rigs engaged for Ombrina Mare and Monte Grosso wells*, <http://www.scandoil.com/moxie-bm2/financial/exchange/eni-drilling-rigs-engaged.shtml> – 21.05.2007.

<sup>20</sup> *OMV Petrom outsources oil fields management in Romania to Petrofac, expects production increase*, <http://www.romania-insider.com/omv-petrom-outsources-oil-fields-management-in-romania-to-petrofac-expects-production-increase/3704/> – 12.07.2010.

panii energetycznych i zajmuje się eksploatacją złóż nie tylko w Europie, ale także na kontynencie afrykańskim i na Bliskim Wschodzie<sup>21</sup>. Francuski przemysł wydobywczy jest istotnym graczem na światowym rynku energetycznym. Główne aktywa naftowe francuskich kompanii znajdują się na Morzu Północnym, w Afryce i w Ameryce Łacińskiej.

Cechą charakterystyczną rynku naftowego państw UE oraz innych państw świata jest wprowadzenie systemu tworzenia i wsparcia strategicznych rezerwy naftowej. Bezpośrednim powodem, który zmusił państwa rozwinięte do podjęcia takich działań były liczne kryzysy naftowe w latach 1960-1970<sup>22</sup>. Pierwszy poważny kryzys miał miejsce w 1973 roku i spowodowany był w znacznym stopniu decyzją z 17 października 1973 roku państw OPEC o zasadach sprzedaży ropy w związku z wojną Jom Kippur. Wtedy państwa europejskie podzieliły się – jedne wsparły Arabów, inne – Izrael. Na państwa, które stanęły po stronie Izraela (Holandię, Danię, Portugalię)<sup>23</sup> państwa OAPEK nałożyły embargo, które zostało zniesione w marcu 1974. Taka pozycja państw OAPEK wpłynęła na zachwianie cen ropy na całym świecie i bardzo dotknęła państwa europejskie, które przewartościowały własną politykę zagraniczną i zaczęły ściślej współpracować pomiędzy sobą w ramach Wspólnot Europejskich<sup>24</sup>. Postanowiły zmniejszyć zależność od arabskiej ropy i zaczęły szukać alternatywnych źródeł jej pozyskiwania w celu zapewnienia stabilności dostaw po przystępnych cenach. Według danych BP, przed kryzysem cena baryłki ropy kosztowała 16,15 dolara, a w 1974 wzrosła do 51,23. Po zażegnaniu kryzysu cena już nigdy nie wróciła do poziomu przedkryzysowego i wahała się w granicach 46-50 dolarów za baryłkę<sup>25</sup>.

Drugi kryzys naftowy miał miejsce w latach 1979-1980 i był skutkiem rewolucji w Iranie. Niepokojące wydarzenia odbijały się na całym bliskowschodnim regionie, co spowodowało szok cenowy, ponieważ wysoko

<sup>21</sup> BP Statistical Review...

<sup>22</sup> *Стратегічні нафтові резерви у країнах світу: стан, тенденції, перспективи. Створення стратегічних резервів нафти та нафтопродуктів в Україні: стан, проблеми, пошук шляхів на основі міжнародного досвіду* (Аналітична доповідь), „Національна безпека і оборона”, 2007, № 4, с. 3-9.

<sup>23</sup> B. Łęgowska, *Polityka naftowa państw arabskich Zatoki Perskiej*, Wydawnictwo Ibidem, Łódź 2007, s. 62-70. Reakcja państw europejskich była zróżnicowana. Hiszpania wsparła Arabów, Włochy, Austria, Belgia i RFN zajęły neutralną pozycję, Dania i Holandia okazały wsparcie Izraelowi. Portugalia udostępniła Amerykanom swoje terytorium dla dostaw wojskowych. Wielka Brytania ani potępiając, ani nie popierając Arabów, nałożyła jednak embargo na dostawę broni dla Izraela.

<sup>24</sup> Do Wspólnot Europejskich weszły – Europejska Wspólnota Węgla i Stali, Europejska Wspólnota Atomowa, Europejska Wspólnota Gospodarcza.

<sup>25</sup> BP Statistical Review...



uprzemysłowione państwa europejskie, ogarnięte paniką, zaczęły skupować ropę za wszelką cenę, na czym skorzystały państwa-eksporterzy, chcące zarobić na tym jak najwięcej. Latem 1979 ceny na ropę ustabilizowały się i spadły, jednak sytuacja w regionie pozostawała niestabilna, co wymuszało tworzenie przez państwa europejskie własnych rezerw ropy. Zagrożenie dla dostaw niosła również wojna iracko-irańska, która wybuchła w 1980 roku i trwała osiem lat. Ale tym razem i państwa-eksporterzy i państwa-importerzy były lepiej przygotowane i zdołały opanować chaos – dostawcy ropy zwiększyli wydobycie, co zapewniło ciągłość dostaw, a odbiorcy wykorzystali istniejące rezerwy i w panice nie skupowali ropy naftowej dostępnej na rynku<sup>26</sup>. W czasie drugiego kryzysu naftowego cena ropy wzrosła do 97,46 dolara i po zażegnaniu kryzysu powoli spadała, by w 1998 osiągnąć poziom prawie sprzed pierwszego szoku naftowego, tj. 17,01 dolara za baryłkę.

Trzeci kryzys naftowy miał miejsce w 1985 roku, kiedy państwa członkowskie OPEC, a szczególnie Arabia Saudyjska, ogłosiły rozpoczęcie walki o przywrócenie utraconych rynków zbytu i zwiększyły sprzedaż ropy po konkurencyjnych cenach. Taka sytuacja groziła bankructwem pozostałym eksporterom i producentom.

Obecnie, co jakiś czas mamy zjawisko kryzysu, wpływają na to różne czynniki – spowodowane siłami przyrody, zjawiskami społeczno-politycznymi lub gospodarczymi na świecie. Przykładem takich zdarzeń wpływających na wzrost cen na ropę są m.in. wojna w Zatoce Perskiej w latach 1990-1991, huragan Katrina w 2005 roku, krytyczna sytuacja polityczna w Afryce Północnej i na Bliskim Wschodzie (arabskie rewolucje oraz wojna w Libii w 2011), dynamiczny rozwój wielu gospodarek świata, szczególnie w regionie azjatyckim (Chiny, Indie), wyczerpywanie się zasobów ropy w skali globalnej, układ sił między największymi eksporterami (OPEC)<sup>27</sup>. Od 1998 cena ropy ciągle wzrasta i swoje apogeum osiągnęła podczas światowego kryzysu gospodarczego, którego szczyt przypadł na 2008 rok, wtedy cena ropy osiągnęła prawie poziom z lat 80. i wynosiła 98,50 dolara za baryłkę. Według stanu na 12 lipca 2011 roku, cena amerykańskiej ropy West Texas Intermediate (WTI) wynosiła 102,68 dolara, rosyjskiej marki Urals – 116,38 dolara, a najwyższą była cena ropy marki Brent, pochodzącej spod dna Morza Północnego – 117,93 dolara<sup>28</sup>. Od początku wydarzeń w Libii cena ropy nieco spadła, według danych ekspertów

<sup>26</sup> B. Łęgowska, op. cit., s. 70-72.

<sup>27</sup> Ibidem; T. T. Kaczmarek, R. Jarosz, *Czy ropa rządzi światem?*, Oficyna Wydawnicza Branta, Bydgoszcz – Warszawa 2006, s. 25-27.

<sup>28</sup> *Cena ropy*, [http://nafta.wnp.pl/notowania/ceny\\_ropy/?zakres=6](http://nafta.wnp.pl/notowania/ceny_ropy/?zakres=6) – 12.07.2012.

HSBC w 2012 roku cena ropy marki Brent jest niższa niż 110 dolarów za baryłkę<sup>29</sup>. Ropa naftowa zdrożała w tym roku z powodu zamieszek politycznych w Egipcie i Tunezji, które przeniosły się także do Libii, Algierii, Bahrajnu, Iranu, Syrii i Jemenu<sup>30</sup>.

W związku z ewentualnymi zagrożeniami w dostawach 14 września 2009 roku Rada UE wydała Dyrektywę 2009/119/WE, która nakłada na państwa członkowskie obowiązek utrzymywania minimalnych zapasów ropy naftowej lub produktów ropopochodnych<sup>31</sup>. Zgodnie z dokumentem całkowite zapasy ropy naftowej powinny wynosić co najmniej 90 dni średniego dziennego przywozu netto lub 61 dni średniego dziennego zużycia krajowego, w zależności od tego, która wartość jest wyższa. Dyrektywa uchyliła wcześniejsze Dyrektywy 73/238/EWG i 2006/67/WE oraz decyzję 68/416/EWG<sup>32</sup>.

Duże znaczenie w państwach UE osiągnął przemysł przetwarzania ropy naftowej. Jego rozwój jest oznaką mocnej pozycji gospodarki, jednym z czynników energetycznej niezależności i istotną składową zespołu gospodarczego. Większość uprzemysłowionych państw UE to jednocześnie najwięksi konsumenci ropy, posiadający własne rafinerie do jej przetwarzania. Wynika to z tego, że transport ropy surowej jest tańszy niż gotowych produktów rafineryjnych. Poza tym europejskie rafinerie posiadają więcej możliwości zwiększenia procesu rafinacji niż państwa-eksporterzy. Większość rafinerii usytuowana jest w Europie Zachodniej w pobliżu portów przeładunkowych ropy. Największe to Rotterdam w Holandii o przepustowości 90 mln ton ropy rocznie, Marsylia i Hawr we Francji, Antwerpia w Belgii, Milford Haven i Londyn w Wielkiej Brytanii, Genua, Milazzo i Rawenna we Włoszech<sup>33</sup>.

Ogólnie rzecz biorąc, państwa UE posiadają 96 rafinerii zorientowanych na przetwarzanie ropy naftowej z kilku stałych źródeł. Przykładowo, do rafinerii w regionie śródziemnomorskim importowana jest ropa z Afryki Północnej (Algieria, Libia), w Europie Środkowej podstawowym rodzajem ropy jest rosyjska mieszanka Urals, w regionie południowym wykorzystywana jest Urals i ropa z Bliskiego Wschodu. W UE rafinerie działają we wszystkich państwach z wyjątkiem Estonii, Łotwy, Luksemburga i Malty. Najwięcej rafinerii rozmieszczono w najpotężniejszych, pod względem

<sup>29</sup> HSBC podwyższa swoje prognozy cen ropy Brent na 2011 i 2012 r., <http://energetykon.pl/?p=17601> – 2.07.2011.

<sup>30</sup> Ibidem.

<sup>31</sup> Dz. Urz. UE, L 265, z dnia 9 października 2009 r.

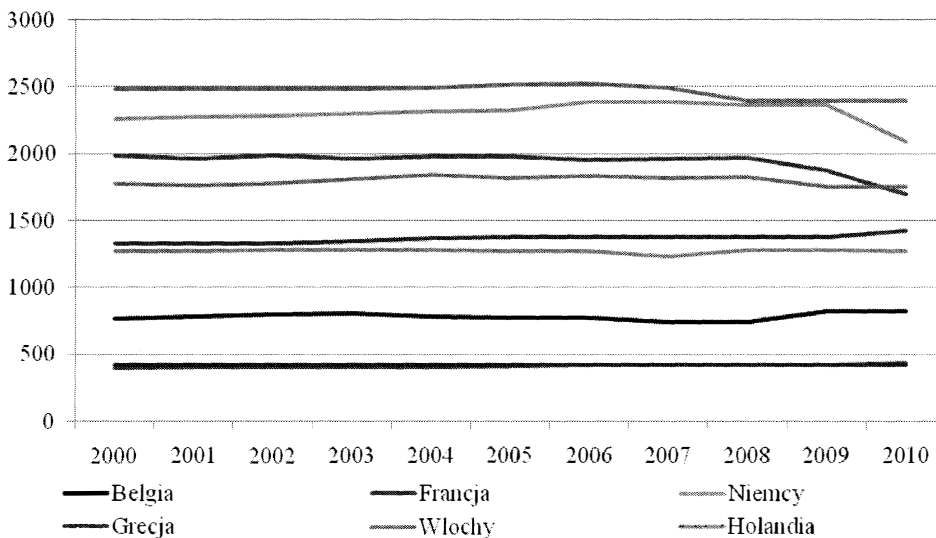
<sup>32</sup> Dz. Urz. UE, L.217.8, z dnia 24 lipca 2006 r.; Dz. Urz. UE, L.1973.228.1, z dnia 24 lipca 1974 r.; Dz. Urz. UE, L.1968.308.19, z dnia 20 grudnia 1968 r.

<sup>33</sup> *Стратегічні нафтові резерви у країнах світу: стан, тенденції, перспективи...*, s. 13.

gospodarczym, państwach UE: we Włoszech 14, Niemczech – 13, Francji – 12, Hiszpanii – 9, Wielkiej Brytanii – 8, w Holandii – 6, po 4 w Grecji oraz Rumunii, po 3 w Szwecji i Belgii, po 2 w Czechach, Finlandii, Portugalii, Polsce, Danii, po 1 w Austrii, na Cyprze, Litwie, Słowacji, Słowenii i na Węgrzech<sup>34</sup>.

Największy potencjał przetwarzania ropy naftowej posiadają Włochy i Niemcy, moc przepustowa włoskich rafinerii wynosi 2 396 tys. b/d, a niemieckich – 2 091 tys. b/d. Dalej uplasowały się Wielka Brytania (1 757), Francja (1 703), Hiszpania (1 427), Holandia (1 274), Belgia (823) oraz Grecja (440) i Szwecja (422). Jak wskazuje wykres 4, w rafineriach we Francji, Niemczech, Włoszech, Holandii i Wielkiej Brytanii obserwuje się spadek produkcji. Tendencja wzrostu zauważalna jest w Belgii, Grecji i Hiszpanii. Na stabilnym poziomie z 1992 roku pozostaje przetwarzanie ropy naftowej w Szwecji.

Wykres 4. Moc przepustowa rafinerii w poszczególnych państwach UE (w tys. b/d)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Znaczenie przemysłu przetwarzania ropy naftowej dla gospodarki UE wynika z następujących czynników. Po pierwsze – przemysł zajmujący się

<sup>34</sup> Ibidem, c. 18-19.



przetwarzaniem ropy naftowej jest źródłem zabezpieczenia w produkty ropopochodne transportu (samochodowego, kolejowego, powietrznego, morskiego, rzeczno). Ropa jest głównym motorem gospodarek państw uprzemysłowionych.

Po drugie – maksymalny stopień zabezpieczenia potrzeb państwa w produkty przetwórstwa ropy naftowej (przede wszystkim w paliwa napędowe) pozwala na znaczący wzrost stopnia bezpieczeństwa energetycznego, uniemożliwiając przerwy w dostawach tych produktów, w tym w warunkach wzrostu zapotrzebowania i w sytuacjach nadzwyczajnych (oczywiście w warunkach zabezpieczenia dostaw ropy do rafinerii).

Po trzecie – efektywna praca rafinerii podczas przetwarzania ropy naftowej rozwija budżet państwa, to pozwala sprzedawać produkty ropopochodne na rynku wewnętrznym, jak również eksportować je.

Po czwarte – w warunkach wzrostu konsumpcji produktów przetwórstwa ropy naftowej na świecie, głównie kosztem zwiększenia parków samochodowych, buduje się nowe oraz rozszerza już istniejące moce rafinerii, co stwarza dodatkowe miejsca pracy.

Po piąte – istnienie własnej dziedziny, zajmującej się przetwarzaniem ropy naftowej na wysokim poziomie technologicznym, pozwala utrzymać wysokie standardy ekologiczne paliw napędowych, co w znacznym stopniu zmniejsza szkodliwe zanieczyszczenia emitowane do atmosfery i pozwala na eliminowanie zależności od importu produktów ropy naftowej o wysokiej jakości.

Po szóste – w wysoko technologicznych przedsiębiorstwach przetwarzających ropę naftową powstaje ponad 500 różnych produktów końcowych i półproduktów wykorzystywanych podczas produkcji energii elektrycznej<sup>35</sup>.

Rozwijając przemysł przetwórczy, państwa wysoko uprzemysłowione starają się zapewnić maksymalne obciążenie mocy produkcyjnych oraz dywersyfikację źródeł dostaw surowców i optymalne rozmieszczenie nowych rafinerii, głównie w pobliżu wydobycia surowców lub terytorium największego popytu na produkty ropy naftowej.

Ostatnio obserwuje się zmniejszenie popytu na paliwa w Europie. Wielkie koncerny energetyczne, jak Shell, Total, ENI, Chevron mają problem ze sprzedaż europejskich rafinerii. Niestety, z powodu kryzysu petrochemiczny biznes w Europie nie jest już tak dochodowy jak w 2007 roku i dlatego wystawione na sprzedaż rafinerie nie znajdują chętnych. We-

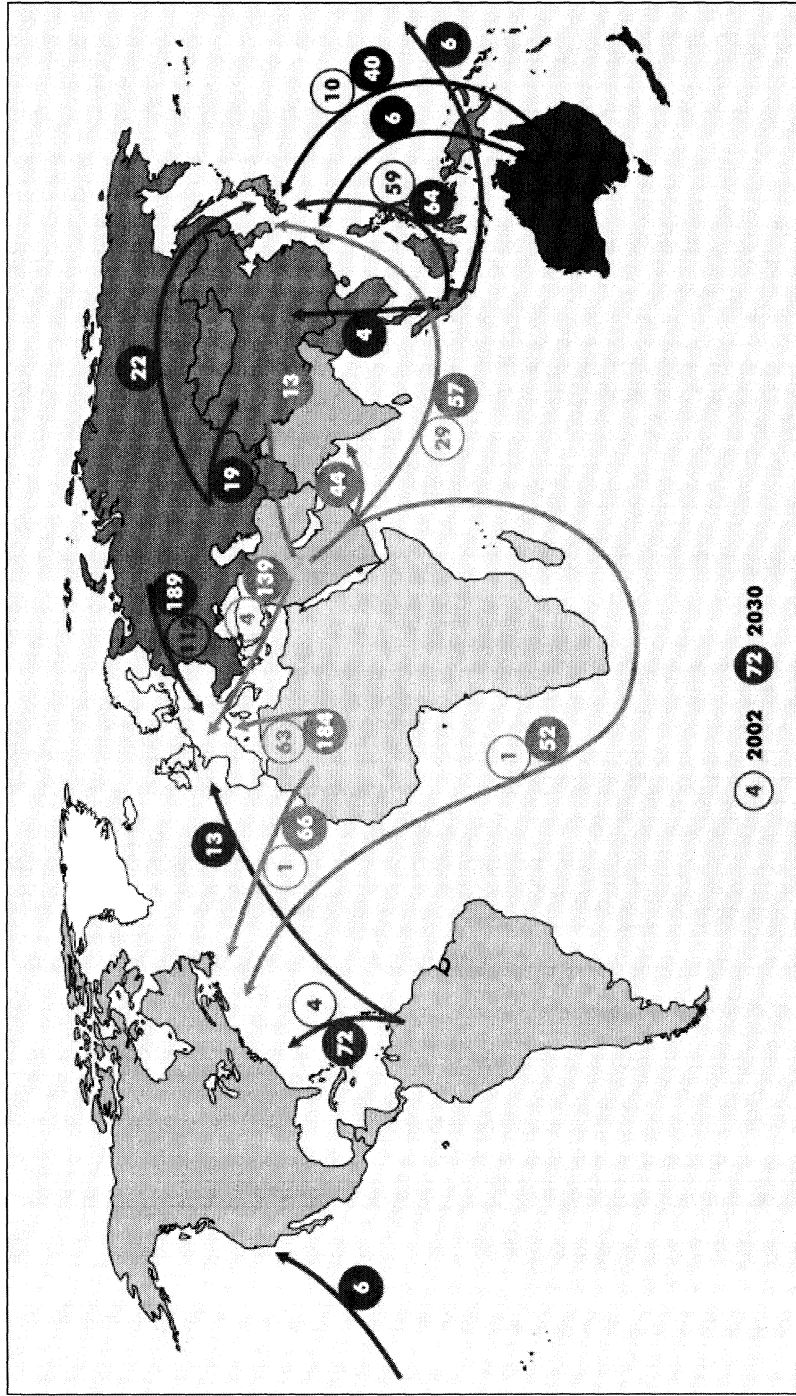
<sup>35</sup> *Світова нафтопереробна промисловість: стан і тенденції. Нафтопереробна промисловість України: стан, проблеми і шляхи розвитку (Аналітична доповідь)*, „Національна безпека і оборона”, 2006, № 3, с. 3-15.

dług prognoz Międzynarodowej Agencji Energetycznej popyt na produkty przemysłu petrochemicznego w UE nadal będzie się zmniejszał w najbliższym czasie<sup>36</sup>. Jeszcze jedną z przyczyn, która powoduje spadek konsumpcji produktów ropopochodnych jest przeprofilowanie elektrowni naftowych, które w znacznym stopniu zanieczyszczają środowisko naturalne, w elektrownie gazowe, które są mniej szkodliwe. Ale mimo tego zależność UE od zewnętrznych dostaw ropy nadal pozostaje wysoka i w najbliższym czasie będzie tylko wzrastać. Przyczyną tego jest wyczerpywanie rezerw ropy naftowej w głównych regionach ropośnych UE oraz szybki rozwój przemysłu, co z kolei spowoduje zmniejszenie potencjału energetycznego państw UE. Źródła dostaw dla całej UE są bardzo zróżnicowane, sytuacja w poszczególnych państwach członkowskich znacznie się różni. Na przykład, większość państw Europy Środkowo-Wschodniej nadal jest zależna od jednego źródła dostaw – z Federacji Rosyjskiej. W sumie większość państw UE jest prawie w 95% zależna od zewnętrznych dostaw. Tylko nielicznym państwom udaje się pokrywać własne zapotrzebowanie w ropę, są to Dania i Wielka Brytania, które posiadają złoża na Morzu Północnym i inwestują w prace poszukiwawczo-wydobywcze. Cena ropy w ostatnim dziesięcioleciu jest niestabilna, podatna na wpływ sytuacji i wydarzeń politycznych zarówno w ropośnych regionach, jak i na całym świecie.

Analiza potencjalnych zasobów ropy naftowej w innych państwach UE świadczy o tym, że większość państw członkowskich wcale nie prowadzi wydobywania, niektóre posiadają niewielkie zasoby, które jednak nie były brane pod uwagę przez BP ze względu na ich niepokaźność.

<sup>36</sup> *Shell, Total i inne koncerny paliwowe nie mogą znaleźć chętnych na rafinerie w Europie*, [http://forsal.pl/artykuly/410345,shell\\_total\\_i\\_inne\\_koncerny\\_paliwowe\\_nie\\_moga\\_znalezc\\_chetnych\\_na\\_rafinerie\\_w\\_europie.html](http://forsal.pl/artykuly/410345,shell_total_i_inne_koncerny_paliwowe_nie_moga_znalezc_chetnych_na_rafinerie_w_europie.html) – 5.04.2010.

Mapa 2. Międzyregionalne kierunki przesyłu gazu ziemnego (w mld m<sup>3</sup>)

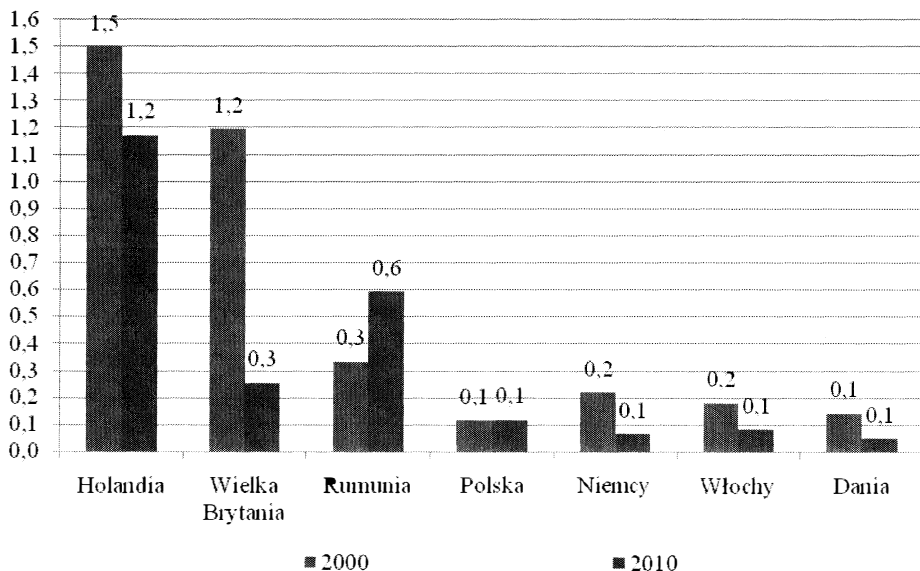


Źródło: World Energy Outlook 2004, International Energy Agency, s. 143.

## 2. Zasoby gazu ziemnego

Potwierdzone zapasy gazu ziemnego w UE są niewielkie, wynoszą jedynie 2% zapasów światowych. Znajdują się one głównie na szelfie Morza Północnego i należą do Holandii (1,173 trln m<sup>3</sup>) i Wielkiej Brytanii (0,256 trln m<sup>3</sup>). Trzecie miejsce co do wielkości zapasów gazu posiada Rumunia (0,595 trln m<sup>3</sup>). Niewielkie zasoby posiadają Polska, Niemcy, Włochy i Dania (wykres 5). Potencjał gazu ziemnego Norwegii, która jest głównym eksporterem tego surowca na rynki europejskie, wynosi 2,042 trln m<sup>3</sup>, czyli 1,1% światowych rezerw<sup>37</sup>.

Wykres 5. Udokumentowane zapasy gazu ziemnego w państwach UE (w trln m<sup>3</sup>)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

<sup>37</sup> *Світова нафтопереробна промисловість...*, с. 9.

Największe złoża gazowe w Holandii to Groningen i Annerveen. Gigantyczne złożo Groningen zostało odkryte w 1959 roku. Jest to największe gazowe złożo w Europie i zamyka dziesiątkę największych złóż gazowych. Eksploatacja złoża rozpoczęła się 4 lata później, w 1963 roku. Potencjał gazowy złoża to około 2 700 – 2 800 mld m<sup>3</sup>. Dzienna produkcja to 93 mln m<sup>3</sup> gazu<sup>38</sup>. Produkcja gazu ze złoża Annerveen, którego potencjał wynosi 75,6 trln m<sup>3</sup>, rozpoczęła się w 1973 roku. Dzielne wydobyte wynosi tam 7,3 mln m<sup>3</sup>, a roczne – 2,57 mld m<sup>3</sup>.

Zapasy gazu ziemnego Wielkiej Brytanii znajdują się na obszarze Shearwater – Elgin, gdzie znajduje się 5 złóż – Elgin (Total), Franklin (Total), Halley (Talisman), Scoter (Shell) i Shearwater (Shell). Na szczególną uwagę zasługują złoża Elgin (1991) i Franklin (1986), których eksploatacja rozpoczęła się w 2000 roku. Potencjał gazowy obu tych złóż wynosi 50 mld m<sup>3</sup>. Oczekuje się, że eksploatacja potrwa tam do 2022 roku<sup>39</sup>. Większość kompanii naftowo-gazowych Wielkiej Brytanii to czołowe światowe kompanie energetyczne, wśród nich – BP, Shell i Total.

Większość rumuńskich zapasów gazu znajduje się w Transylwanii, Mołdawii, Wołoszczyźnie i na szelfie Morza Czarneego. Około 75% znajduje się w Transylwanii, szczególnie w powiatach Mureş i Sibiu. Najważniejsze złoża gazu ziemnego w Transylwanii to Abrămuş, Bazna, Benţid, Brădeşti, Copşa Mică, Cuşmed, Deleni, Filitelnic, Firtuşu, Ibăneşti, Laslău Mare, Salonta, Sărmaşel, Sighisoara, Şamşud i Zau de Câmpie; w Mołdawii to Bătrâneşti, Berbinceni, Bilca, Brodina, Gherăieşti, Roman-Secuieni i Voitinell; na Wołoszczyźnie – Bobocu, Boldeşti-Scăeni, Bustuchin, Gherceşti, Grădiştea, Mamu, Măneşti-Vlădeni i Torceşti; w regionie Morza Czarneego – Ana, Doina, Lebada Est, Vest Lebada, Pescăruş i Sinoe. Największe złożo gazu konwencjonalnego w Rumunii to Deleni, które zostało odkryte jeszcze w 1912 roku. Udokumentowane zasoby w tym kraju w 2010 roku wynosiły 0,6 trln m<sup>3</sup>. Potencjał gazowy pola Filitelnic – 40 mld m<sup>3</sup>, Roman-Secuieni – 24 mld m<sup>3</sup>, Voitinell – 11,8 mld m<sup>3</sup>, Gherceşti – 11 mld m<sup>3</sup> i Sărmaşel – 10 mld m<sup>3</sup><sup>40</sup>.

Do strategicznych morskich złóż gazowych we Włoszech można zaliczyć: Barbera, Porto Garibaldi-Agostino, Angela-Angelina, Cervia-Arianna, Porto Corsini, Mare Ovest i Luna. Większość z nich znajduje

<sup>38</sup> *Groningen gas field*, [www-static.shell.com/static/nam-en/downloads/pdf/flyer\\_namg50eng.pdf](http://www-static.shell.com/static/nam-en/downloads/pdf/flyer_namg50eng.pdf) – lipiec 2011.

<sup>39</sup> *Elgin-Franklin, North Sea Central, United Kingdom*, <http://www.offshore-technology.com/projects/elgin/>.

<sup>40</sup> *Feasibility study for the enhancement of the Filitelnic gas field*, FBO Daily, Romania, [http://www.fbodaily.com/cbd/archive/2001/11\(November\)/13-Nov-2001/bsol002.htm](http://www.fbodaily.com/cbd/archive/2001/11(November)/13-Nov-2001/bsol002.htm) – 13.11.2001.



się na Morzu Adriatyckim. Przeważnie prawo do eksploatacji złóż posiada włoska kompania ENI, która również jest operatorem złóż Pizzo Tamburino, Fiumetto i Samperi na Sycylii.

Złoże Porto Garibaldi-Agostino jest najstarsze, zostało odkryte w 1951 roku. Jego eksploatacja rozpoczęła się w 1955, a udokumentowane zasoby wynoszą 100,6 mld m<sup>3</sup>, zaś dzienna produkcja to 1,77 mln m<sup>3</sup>. Roczne wydobycie wynosi 0,63 mld m<sup>3</sup> gazu<sup>41</sup>. Złóża Porto Corsini Mare Est, Luna i Barbara zostały odkryte przez ENI w 1971 roku, a ich eksploatacja rozpoczęła się w 1975. Potencjał gazowy Porto Corsini Mare Est wynosi około 50 mld m<sup>3</sup>, roczna produkcja – 1,78 mld m<sup>3</sup>, a dzienne wydobycie w 2010 roku wynosiło 5 mln m<sup>3</sup>. Zasoby złoża Barbara to 40 mld m<sup>3</sup>. Dzienna produkcja w 2010 roku to 4,8 mln m<sup>3</sup>, a roczna – 1,42 mld m<sup>3</sup>.

W 1972 we Włoszech odkryto złoża Cervia i Angela-Angelina, których eksploatacja rozpoczęła się w 1973 roku. Udokumentowane zapasy złóż to odpowiednio 10 i 13 mld m<sup>3</sup>. Dzielne wydobycie ze złoża Cervia wynosi 1,43 mln m<sup>3</sup> i 0,51 mld m<sup>3</sup> rocznie. Potencjał produkcyjny Angela-Angelina to 2 mln m<sup>3</sup> gazu dziennie i 0,71 mld m<sup>3</sup> rocznie<sup>42</sup>.

Największym złożem gazu ziemnego w Danii jest Tyra (1968) na Morzu Północnym. Eksploatacja złoża rozpoczęła się w 1984 roku. Potencjał gazowy to 35 mld m<sup>3</sup>, dzienne wydobycie wynosi 6,73 mln m<sup>3</sup>. Niemcy i Polska posiadają niewielkie złoża, które nie mają istotnego wpływu na gospodarki tych krajów. W czerwcu 2011 roku wiceprezes PGNiG poinformował, że konwencjonalne złożo pod Kutnem można oszacować na około 100 mld m<sup>3</sup>, i że „jest to jedna z największych struktur gazonośnych, jakie rozpoznano w Polsce”<sup>43</sup>.

Wraz ze zmniejszeniem zasobów gazu ziemnego w UE, spada i jego produkcja. Najwięcej gazu ziemnego produkują Wielka Brytania i Holandia, których złoża gazowe znajdują się na Morzu Północnym. Szczyt wydobywania błękitnego paliwa w Wielkiej Brytanii przypadał na rok 2000 i wyniósł 108,4 mld m<sup>3</sup>, ale od tamtego czasu produkcja stopniowo spada i pod koniec 2010 osiągnęła poziom 57,1 mld m<sup>3</sup>, czyli zmalała prawie dwukrotnie. Zaś w Holandii w 2000 roku wydobyto 58,1 mld m<sup>3</sup>, w późniejszym okresie wydobycie wahało się na poziomie 58-66 mld m<sup>3</sup>, zaś pod koniec 2010 roku wzrosło do 70,5 mld m<sup>3</sup> (o 12,4% w odniesieniu do 2009)<sup>44</sup>. Dynamika produkcji gazu

<sup>41</sup> *Eni Factbook 2009*, <http://www.eni.com/attachments/publications/reports/reports-2009/fact-book-2009-eng.pdf>.

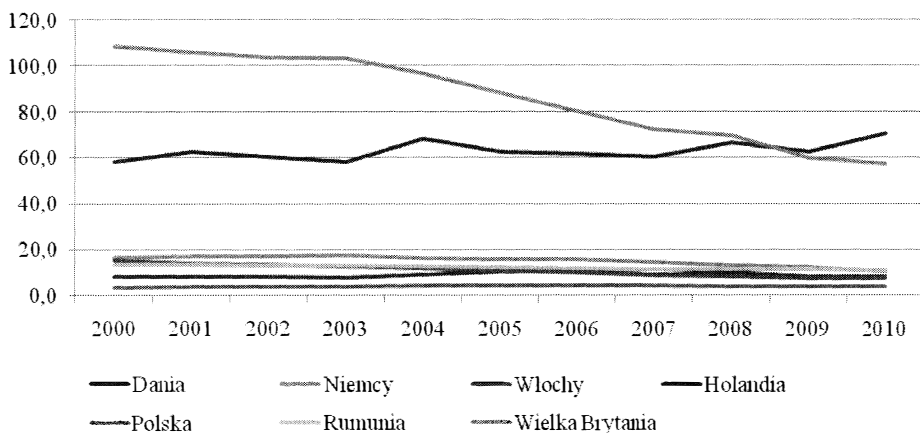
<sup>42</sup> *Eni Annual Report on Form 20-F 2010*, <http://www.eni.com/attachments/publications/reports/reports-2010/2010-Annual-Report-on-Form-20F.pdf>.

<sup>43</sup> „Dziennik Polski”, *Kutno gazem pachnące*, <http://www.pgnig.pl/pgnig/com/press/?r,news,newsId=25177> – 6.07.2011.

<sup>44</sup> *BP Statistical Review...*

ziemnego w kilku innych państwach członkowskich – Niemczech, Włoszech, Danii – spada. Produkcja gazu ziemnego w Danii ruszyła w 1984; od tamtego czasu wzrastała aż do lat 2005-2006, właśnie na ten okres przypadł szczyt wydobycia – 10,4 mld m<sup>3</sup>. Od 2007 roku tempo produkcji stopniowo spada i w ciągu ostatnich dwóch lat wynosiło 8,2 mld m<sup>3</sup> (wykres 6).

Wykres 6. Produkcja gazu ziemnego w latach 2000-2010 (w mld m<sup>3</sup>)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

W Polsce od 2008 roku obserwuje się stosunkowo stabilną produkcję gazu, która wynosi 4,1 mld m<sup>3</sup>. Obecne krajowe zapotrzebowanie na gaz ziemny wynosi około 14 mld m<sup>3</sup> rocznie, ale tylko 4,2 mld m<sup>3</sup> pochodzi z polskich złóż. Resztę importuje się, głównie z Rosji<sup>45</sup>. Ogólna produkcja w Unii Europejskiej w 2010 roku wynosiła 174,9 mld m<sup>3</sup> i w porównaniu z rokiem poprzednim wzrosła o 2,5%, dzięki wzrostowi wydobycia w Holandii.

Szczególną uwagę warto zwrócić na Norwegię, która jest ważnym dostawcą gazu do UE. Obserwuje się tam stabilny wzrost produkcji gazu, mimo że na tle całego świata produkcja ta spada. Pod koniec 2010 roku wyniosła ona w tym kraju 106,4 mld m<sup>3</sup>, co stanowi o 2,5% więcej niż w 2009. Wzrost wydobycia w Norwegii jest m.in. skutkiem odkrycia w 2008 roku na Morzu Norweskim nowych złóż gazu, co pozwoliło Norwegom nie

<sup>45</sup> W Polsce odkryto największe złóż gazu, <http://wiadomosci.nf.pl/News/30678/W-Polsce-odkryto-najwieksze-zloze-gazu/gaz-ziemny-Kutno-zloza-gazu/> – 28.06.2011.

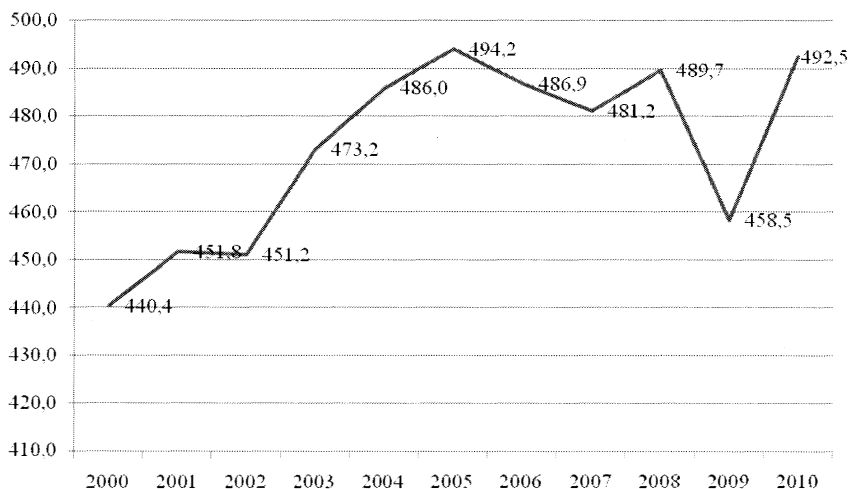
zmniejszać wydobycia. Zasoby na nowo odkrytym złożu wstępnie ocenia się na 9-14 mld m<sup>3</sup> gazu<sup>46</sup>.

Warto tu wspomnieć, że spółka Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA (PGNiG) otrzymała wraz z partnerami licencję na wydobycie gazu ziemnego na norweskim szelfie kontynentalnym, którego zasoby szacuje się wstępnie na 9-16 mld m<sup>3</sup>. Zagospodarowanie złoża rozpoczęło się w drugiej połowie 2011 roku<sup>47</sup>.

Produkcja gazu ziemnego w UE ogółem spada. Szczyt wydobycia miał miejsce w 1996 roku i wynosił 235,3 mld m<sup>3</sup>, i od tamtego czasu produkcja stale spadała aż do 2009, kiedy wydobyto 171,5 mld m<sup>3</sup> gazu. W 2010 roku produkcja gazu ziemnego w porównaniu do poprzedniego roku wzrosła o 2% i wyniosła 174,9 mld m<sup>3</sup>.

Przy obecnej konsumpcji zapasów gazu wystarczy jedynie na 20 lat<sup>48</sup>. Wyczerpanie zasobów na Morzu Północnym powoduje zmniejszenie wydobycia gazu przez państwa północnoeuropejskie. Według prognoz, do 2020 wydobycie gazu zmniejszy się do około 15%, a do 2030 o kolejne 1,3%<sup>49</sup>.

**Wykres 7. Konsumpcja gazu ziemnego w UE (w mld m<sup>3</sup>)**



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

<sup>46</sup> Norwegia odkryła nowe złoża gazu, <http://www.tvn24.pl/0,1568946,0,1,norwegia-odkryla-nowe-zloza-gazu,wiadomosc.html> – 16.10.2008.

<sup>47</sup> PGNiG odkryło nowe złożo gazu w Norwegii, [http://wyborcza.biz/biznes/1,101562,7986816,PGNiG\\_odkrylo\\_nowe\\_zloze\\_gazu\\_w\\_Norwegii.html](http://wyborcza.biz/biznes/1,101562,7986816,PGNiG_odkrylo_nowe_zloze_gazu_w_Norwegii.html) – 8.06.2010.

<sup>48</sup> *World Energy Outlook 2000*, p. 251.

<sup>49</sup> „Газовий трикутник” ЄС-Україна-Росія в контексті світових тенденцій, (Аналітична доповідь), „Національна безпека і оборона”, 2002, № 3, с. 3-17.



Stopień konsumpcji gazu w UE jest dosyć wysoki, własne wydobycie pokrywa tylko 60% potrzeb i według prognoz ekspertów zapotrzebowanie na gaz nadal będzie wzrastać. Szczyt konsumpcji w UE był w 2005 roku i wynosił 494,2 mld m<sup>3</sup> gazu. W kolejnych latach zapotrzebowanie na gaz nieco spadło i w 2009 wynosiło 458,5 mld m<sup>3</sup>. Spowodowane to było przede wszystkim światowym kryzysem finansowym oraz polityką UE, która jest skierowana na zmniejszenie zużycia energii z zasobów konwencjonalnych, zwiększenie energooszczędności i zmniejszenie zależności od zewnętrznych dostaw, szczególnie od jednego dostawcy. W 2010 roku konsumpcja gazu ziemnego prawie osiągnęła poziom sprzed roku 2005 i wyniosła 492,5 mld m<sup>3</sup> (wykres 7). Przyczyną wzrostu konsumpcji o 7,4% była odbudowa gospodarek, dotkniętych kryzysem gospodarczym.

Jak wskazują dane z tabeli 2, konsumpcja gazu ziemnego wzrasta we wszystkich państwach członkowskich. Największymi konsumentami są wysoko uprzemysłowione państwa Europy Zachodniej. Liderami w zakresie konsumpcji są: Wielka Brytania – 93,8 mld m<sup>3</sup>, Niemcy – 81,3 mld m<sup>3</sup>, Włochy – 76,1 mld m<sup>3</sup>, Francja – 46,9 mld m<sup>3</sup>, Holandia – 43,6 mld m<sup>3</sup>, Hiszpania – 34,4 mld m<sup>3</sup>. W Finlandii, Grecji, Bułgarii i na Węgrzech konsumpcja nieznacznie waha się, ale obserwuje się tendencję wzrostową.

**Tabela 2. Dynamika zużycia gazu ziemnego w państwach UE w latach 2000-2010**

Państwo	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Austria	8,1	8,6	8,5	9,4	9,5	10,0	9,4	8,9	9,5	9,3	10,1
Belgia i Luksemburg	15,6	15,4	15,7	16,6	16,9	17,1	17,1	17,0	17,2	17,5	19,4
Bułgaria	3,3	3,0	2,7	2,8	2,8	3,1	3,2	3,2	3,2	2,3	2,6
Czechy	8,3	8,9	8,7	8,7	9,1	9,6	9,3	8,7	8,7	8,2	9,3
Dania	4,9	5,1	5,1	5,2	5,2	5,0	5,1	4,6	4,6	4,4	4,9
Finlandia	3,7	4,1	4,0	4,5	4,3	4,0	4,2	3,9	4,0	3,6	3,9
Francja	39,3	41,9	40,5	43,0	45,1	44,0	42,1	42,4	43,8	42,2	46,9
Niemcy	79,5	82,9	82,6	85,5	85,9	86,2	87,2	82,9	81,2	78,0	81,3
Grecja	2,0	2,0	2,1	2,4	2,7	2,7	3,1	3,8	4,0	3,4	3,7
Węgry	10,7	11,9	11,8	13,2	13,0	13,4	12,7	11,9	11,8	10,1	10,9
Irlandia	3,8	4,0	4,1	4,1	4,1	3,9	4,5	4,8	5,0	4,8	5,3
Włochy	64,9	65,0	64,6	71,2	73,9	79,1	77,4	77,8	77,8	71,5	76,1
Litwa	2,7	2,8	2,9	3,1	3,1	3,3	3,2	3,6	3,2	2,7	3,1

Holandia	38,9	40,0	39,8	40,0	40,9	39,3	38,1	37,0	38,6	38,9	43,6
Polska	11,1	11,5	11,2	12,5	13,2	13,6	13,7	13,8	13,9	13,4	14,3
Portugalia	2,4	2,6	3,1	3,0	3,8	4,2	4,1	4,3	4,6	4,7	5,0
Rumunia	17,1	16,6	17,2	18,3	17,5	17,6	18,1	16,1	15,9	13,3	13,3
Słowacja	6,5	6,9	6,5	6,3	6,1	6,6	6,0	5,7	5,7	4,9	5,6
Hiszpania	16,9	18,2	20,8	23,6	27,4	32,4	33,7	35,1	38,6	34,6	34,4
Szwecja	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	1,0	0,9	1,1	1,6
Wielka Brytania	96,9	96,4	95,1	95,4	97,4	95,0	90,1	91,1	93,8	86,7	93,8

Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Wzrost popytu na gaz ziemny przekracza popyt na inne źródła konwencjonalne, takie jak ropa naftowa i węgiel, ponieważ gaz posiada korzystniejsze właściwości ekologiczne. Przewiduje się, że mimo wyczerpywania konwencjonalnych zapasów gazu, jego konsumpcja nadal będzie wzrastać i nadal będzie on pozostawać paliwem dominującym<sup>50</sup>.

Państwa UE dysponują potężnym potencjałem magazynowania gazu ziemnego. Najwięcej podziemnych magazynów gazu posiadają Niemcy, które magazynują 20 203 mld m<sup>3</sup>. Francja dysponuje magazynami, które pozwalają na przechowywanie 12 700 mld m<sup>3</sup>, we Włoszech możliwość składowania wynosi 10 601 mld m<sup>3</sup>, a Austria może przechować 7 131 mld m<sup>3</sup>, na Węgrzech możliwości składowania gazu wynoszą 6 130 mld m<sup>3</sup>, w Holandii – 5 278 mld m<sup>3</sup>, w Hiszpanii – 4 531 mld m<sup>3</sup>, Wielkiej Brytanii – 4 370 mld m<sup>3</sup>. Nieco mniejszy potencjał magazynowania posiadają Czechy, Słowacja, od 2 do 3 mld m<sup>3</sup> gazu<sup>51</sup>. Potencjał podziemnych magazynów gazu w Polsce, Portugalii, Belgii, Bułgarii oraz Irlandii jest poniżej 1 mld m<sup>3</sup> (wykres 8).

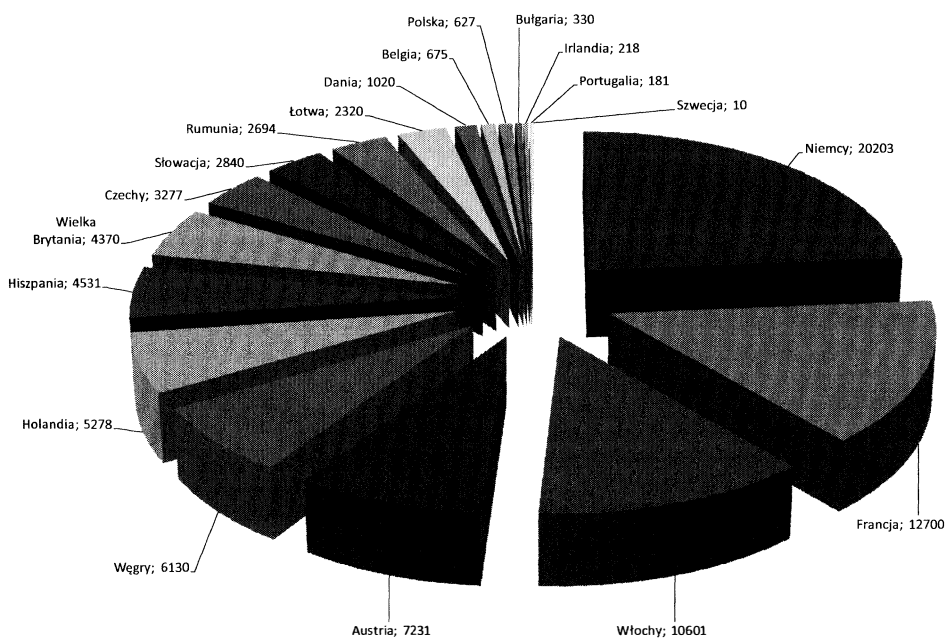
W polskich magazynach można ulokować około 1,6 mld m<sup>3</sup> gazu. Polski rząd zdaje sobie sprawę z tego, że w kraju, na tle reszty państw UE, jest za mało magazynów, a ich pojemność jest niewystarczająca. Planuje się do 2015 roku zwiększyć pojemność magazynów gazu w Polsce do 3,8 mld m<sup>3</sup>. Unia Europejska przeznaczyła na ten cel 390,5 mln euro<sup>52</sup>.

<sup>50</sup> *World Energy Outlook 2011*, s. 7, 24.

<sup>51</sup> *Bezpieczeństwo dostaw gazu*, „Energia & Przemysł”, maj 2007, s. 18-22.

<sup>52</sup> *Polskie zapasy gazu wystarczą na 4 dni*, <http://www.newsweek.pl/artykuly/sekcje/biznes/polskie-zapasy-gazu-wystarcza-na-4-dni,73329,1> – 5.03.2011.

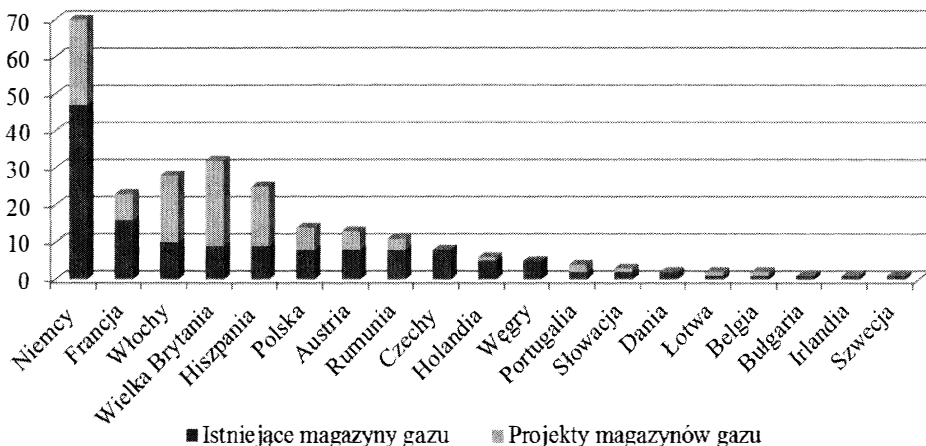
**Wykres 8. Potencjał europejskich podziemnych magazynów gazu w 2011 roku (w mln m<sup>3</sup>)**



Źródło: *Gas Storage Europe map – 2011*, [http://www.gie.eu/maps\\_data/storage.asp](http://www.gie.eu/maps_data/storage.asp).

Niemcy, mimo że dysponują ogromną pojemnością magazynową, nie są w stanie zaspokoić swoich potrzeb jedynie z rezerw w razie pojawienia się sytuacji ekstremalnych (ostra zima, przerwy w dostawach). Obecnie w państwie jest 47 magazynów, a w planach budowa jeszcze 23 (wykres 9). Podobną sytuację obserwujemy we Francji. O potencjale podziemnych magazynów gazu mówi nie ich liczba, a głównie ich pojemność, tak np. Polska, Austria, Rumunia i Czechy posiadają po 8 podziemnych magazynów, ale ze względu na ich wielkość Austria i Węgry zajmują odpowiednio 4 i 5 miejsce w UE, ustępując tylko największym potęgom ekonomicznym – Niemcom, Francji i Włochom. Natomiast polskie możliwości magazynowania gazu sytuują nasz kraj na 12 miejscu w UE (wykres 8). Wielka Brytania jest największym konsumentem gazu ziemnego w UE, posiada jednak stosunkowo słaby potencjał jego magazynowania, obecnie w państwie istnieje tylko 9 podziemnych magazynów gazu, dlatego zaprojektowano budowę kolejnych 23 (wykres 9).

### Wykres 9. Liczba istniejących i zaprojektowanych podziemnych magazynów gazu w Unii Europejskiej



Źródło: *Gas Storage Europe map – 2011*, [http://www.gie.eu/maps\\_data/storage.asp](http://www.gie.eu/maps_data/storage.asp).

Zwiększenie zapotrzebowania na podziemne magazyny gazu spowodowane jest dwoma przyczynami: po pierwsze, w celu zaopatrzenia gospodarek państw UE w gaz w razie przerw w dostawach – gaz z magazynów może być wykorzystywany jako surowiec zastępczy w okresie do trzech miesięcy; po drugie, w związku z dynamicznym rozwojem rynku gazu skroplonego (LNG).

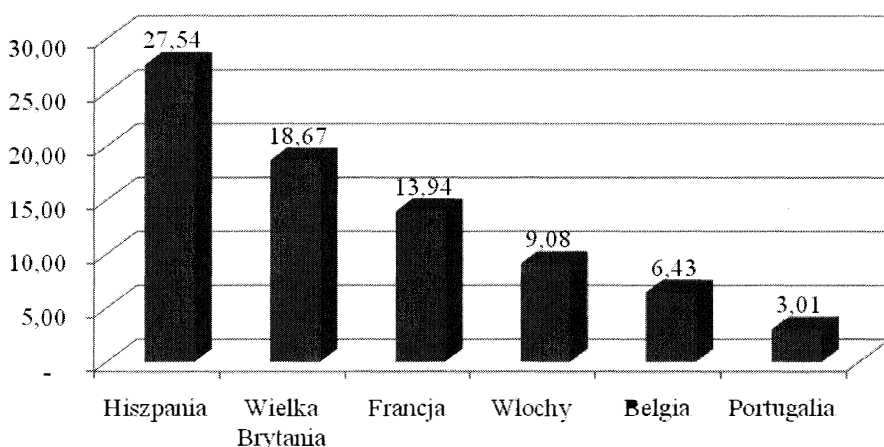
Przyczynami, które spowodowały intensywny rozwój rynku LNG w UE są: wyczerpywanie się zasobów na Morzu Północnym, wzrost kosztów produkcji energii elektrycznej, deregulacja europejskich rynków gazu i energii, konflikty energetyczne. Ważne znaczenie ma również postęp technologiczny w dziedzinie gazu łupkowego, który sprawia, że rola LNG zacznie wzrastać w Europie, jeśli państwa zdecydują się na transfer technologii z USA, gdzie wydobycie gazu łupkowego rozpoczęło się już na szeroką skalę<sup>53</sup>. Mimo że technologie LNG są droższe od tradycyjnych dostaw rurociągami, posiadają one też szereg zalet, przewyższających systemy rurociągowy. Do głównych z nich można zaliczyć: przyjazność ekologiczną, oszczędność, elastyczność i bezpieczeństwo dostaw. W związku z tym państwa członkowskie ponoszą ogromne koszty inwestycyjne na rozbudowę

<sup>53</sup> S. Raju, *Report on Global LNG Market Trends*, <http://www.upvery.com/45819-report-on-global-lng-market-trends.html> – 18.02.2011.

starych i budowę nowych terminali do regazyfikacji w celu przechowywania gazu w podziemnych magazynach.

Największymi importerami skroplonego gazu są państwa wysoko uprzemysłowione – Hiszpania, która posiada pierwsze miejsce wśród krajów UE, dalej – Wielka Brytania, Belgia, Francja, Włochy, Portugalia i Grecja (wykres 10). Łańcuch dostaw LNG od producenta do konsumenta wygląda następująco: wydobywanie – skraplanie – transportowanie – regazyfikacja – dostawy przez system rurociągowy do konsumenta lub magazynowanie.

Wykres 10. Import LNG ogółem w 2010 roku (w mld m<sup>3</sup>)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *British Petroleum Annual Report 2011*.

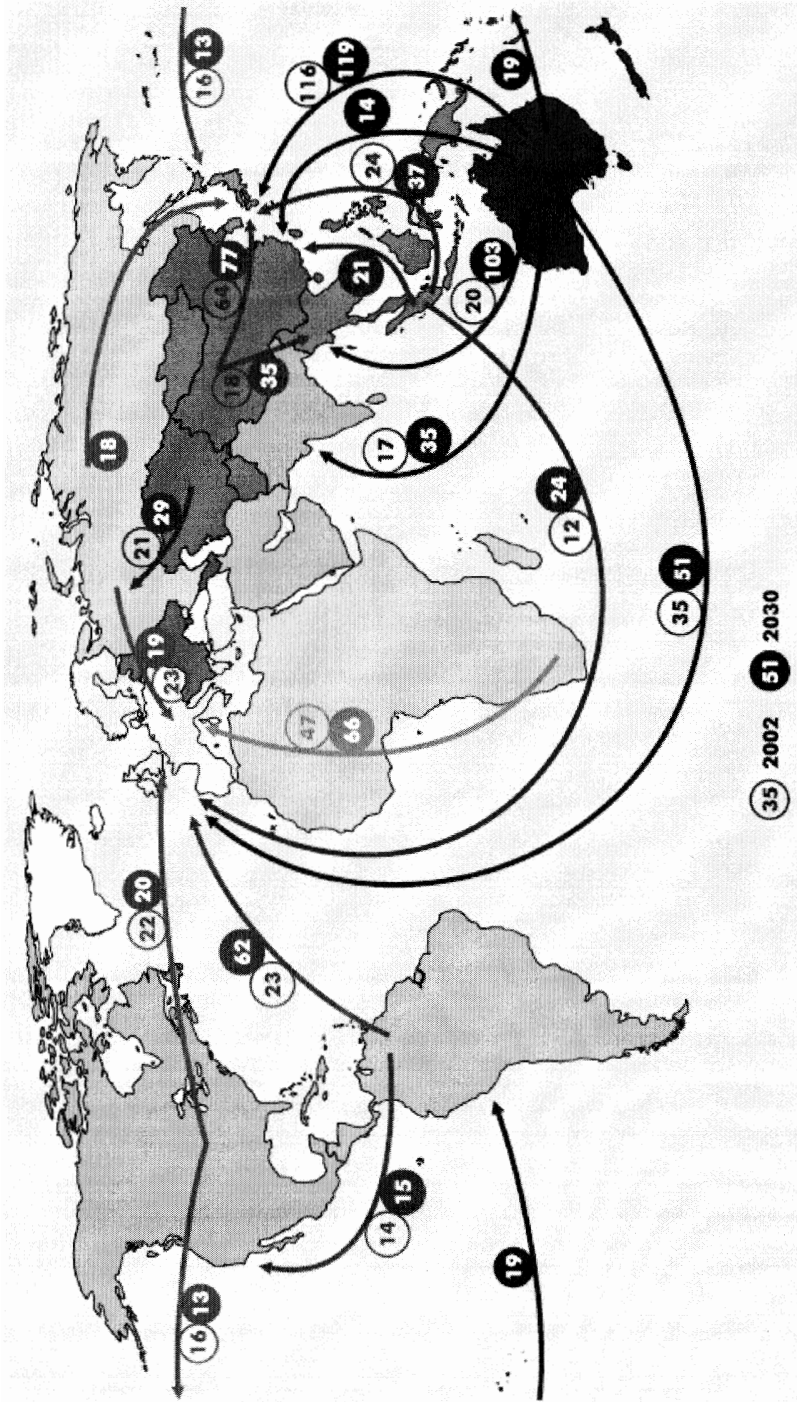
Sektor LNG rozwija się w tzw. państwach starej Europy, które posiadają większe możliwości finansowe inwestowania w ten sektor, w porównaniu z państwami Europy Środkowo-Wschodniej, dla których podjęcie takiej inwestycji jest bardzo kosztowne. Terminale LNG są zlokalizowane w siedmiu krajach zachodniej i południowej Europy.

Podsumowując, według danych World Energy Outlook 2004, zapotrzebowanie na gaz ziemny w Unii Europejskiej wciąż będzie wzrastać. W 2002 roku wynosiło ono: 112 mld m<sup>3</sup> z Rosji, 63 mld m<sup>3</sup> z Afryki i po 4 mld m<sup>3</sup> z Ameryki Łacińskiej oraz Bliskiego Wschodu. Według szacunków w 2020 roku wzrośnie ono do 189 mld m<sup>3</sup> z Rosji, 139 mld m<sup>3</sup> z Bliskiego Wschodu, 13 mld m<sup>3</sup> z Ameryki Łacińskiej i do 184 mld m<sup>3</sup> z Afryki. Największa ilość gazu ziemnego będzie sprowadzana do Unii Europejskiej z Afryki i Rosji. Wynika to z faktu, że państwa afrykańskie będą intensywnie rozwijać przemysł gazowo-naftowy. Unia Europejska w taki sposób

zdywersyfikuje dostawy gazu i tym samym zmniejszy w pewnym sensie zależność od Rosji, chociaż niekoniecznie, bo zapotrzebowanie na gaz ziemny ciągle wzrasta. Głównym czynnikiem kształtującym popyt na gaz jest niepoohamowany wzrost zapotrzebowania na produkcję energii elektrycznej. Poszukiwania własnych złóż gazu w UE trwają, ale jeszcze nie udało się znaleźć takich, które istotnie wpłynęłyby na zmniejszenie zależności od państw spoza Europy. Nadal do końca nie wiadomo, czy na Morzu Północnym mogą znajdować się jeszcze wielkie złoża gazu, czy też istniejące są już wyeksploatowane. Na ten temat nie ma wiarygodnych danych, ponieważ opinie naukowców, ekspertów i innych specjalistów w dziedzinie badania i poszukiwania nowych złóż bardzo różnią się. Jedni twierdzą, że na znalezienie wielkich złóż w Europie nie ma żadnych szans, a inni odwrotnie. Jednak na razie UE nadal pozostaje w znacznym stopniu zależna od rosyjskich dostaw.



Mapa 3. Międzyregionalne kierunki przesyłu węgla (w mln ton)



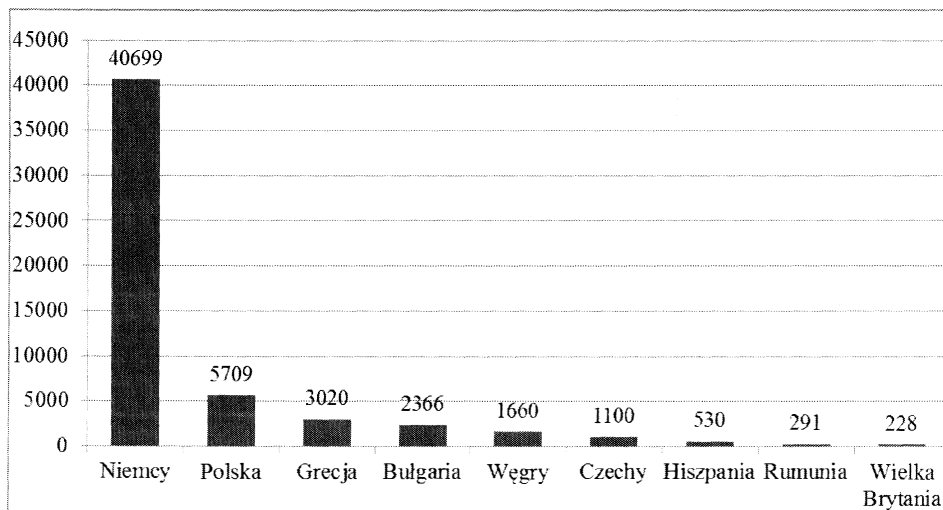
Źródło: World Energy Outlook 2004, International Energy Agency, s. 177.



### 3. Zasoby węgla

Pod koniec 2010 roku udokumentowane zapasy węgla w Unii Europejskiej wynosiły 56 148 mln ton (6,5% światowych zapasów), z czego 5 101 mln ton to węgiel kamienny, a 51 047 to węgiel brunatny<sup>54</sup>. Największymi zapasami węgla w UE dysponują Niemcy (40 699 mln ton), Polska (5 709 mln), Grecja (3 020 mln), Bułgaria (2 366 mln), Węgry (1 600 mln), Czechy (1 100 mln), Hiszpania (530 mln), Rumunia (291 mln) i Wielka Brytania (228 mln) (wykres 11).

**Wykres 11. Udokumentowane zapasy węgla w Unii Europejskiej pod koniec 2010 roku (w mln ton)**



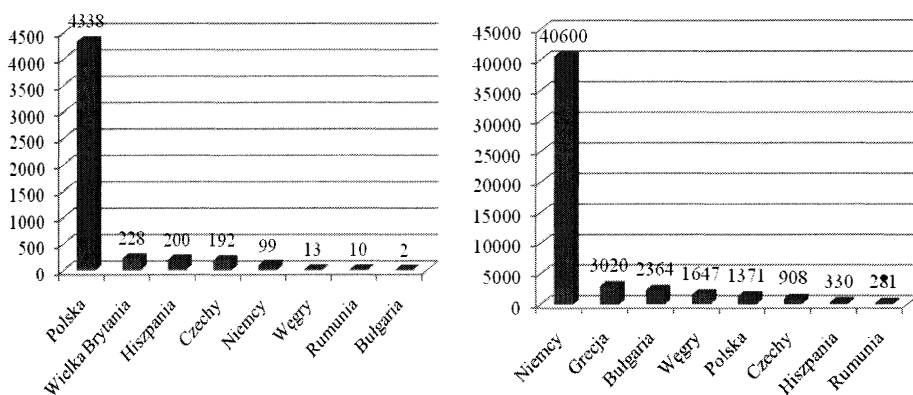
Źródło: opracowanie własne na podstawie *British Petroleum Annual Report, June 2011*.

<sup>54</sup> *British Petroleum Annual Report 2011*.

Polska posiada największe pokłady węgla kamiennego – 4 338 mln ton, zasoby tego surowca w Wielkiej Brytanii wynoszą tylko 228 mln, w Hiszpanii 200 mln, w Czechach 192 mln, w Niemczech 99 mln, na Węgrzech 13 mln, w Rumunii 10 mln i najmniejsze są w Bułgarii – 2 mln ton. Grecja w ogóle nie posiada złóż węgla kamiennego.

Największe zasoby węgla brunatnego posiadają Niemcy – 40 600 mln ton. Znacznie mniejsze złoża znajdują się w Grecji – 3 020 mln ton, Bułgarii – 2 364 mln, na Węgrzech – 1 647 mln i w Polsce 1 371 mln ton. Niewielkie zapasy posiadają Czechy – 908 mln ton, Hiszpania – 330 mln, Rumunia – 281 mln. W Wielkiej Brytanii węgiel brunatny nie występuje (wykres 12).

**Wykres 12. Zasoby węgla kamiennego i brunatnego w Unii Europejskiej pod koniec 2010 roku (w mln ton)**

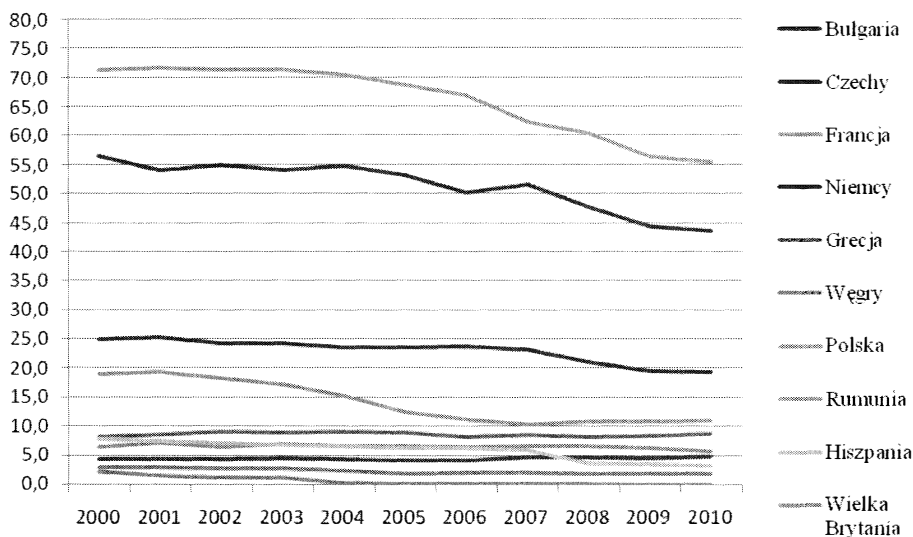


Źródło: opracowanie własne na podstawie *British Petroleum Annual Report, June 2011*.

Zagłębia węgla kamiennego w Unii Europejskiej to: Reńsko-Westfalskie (Zagłębie Ruhry), Saary, Aachen, zagłębie w Krefeld (RFN), Południowo-Walijskie, Yorkshire, Szetlandy Południowe, Szetlandy Północne (Wielka Brytania), Lotaryngia, Nord-Pas de Calais (Francja), Górnośląskie, Lubelskie (Polska), Ostrawsko-Karwińskie (Czechy), Dobrudża (Bułgaria), Asturia (Hiszpania).

Największe zagłębia i złoża węgla brunatnego to: Magdeburgskie, Środkowoniemieckie, Dolnorenńskie, Dolnołużyckie (RFN), Północnoczeskie i Sokołowskie (Czechy), Marica-Wschód (Bułgaria), Muntenia, Comănești (Rumunia), Ptolemais, Megalopolis (Grecja), Köflach w powiecie Voitsberg (Austria).

**Wykres 13. Produkcja węgla w państwach członkowskich UE w latach 2000-2010 (w mln ton)**



Źródło: opracowanie własne na podstawie *British Petroleum Annual Report, June 2011*.

Ze względu na wykorzystanie pierwotnych nośników energii, węgiel jest czwartym, po ropie naftowej, gazie ziemnym i energii atomowej, surowcem energetycznym i jest wykorzystywany przede wszystkim w podstawowych sektorach gospodarki – do produkcji energii elektrycznej, a także w przemyśle metalurgicznym. Według danych BP od 2000 roku wydobycie węgla w większości państw UE ciągle spada. Zjawisko to obserwuje się w Niemczech, Polsce i Hiszpanii oraz Rumunii i Czechach. Na Węgrzech produkcja węgla do 2007 roku sukcesywnie spadała, ale w ciągu ostatnich trzech lat jest na stałym poziomie i wynosi 1,9 mln ton (wykres 13). We Francji obserwuje się tendencję do minimalizacji wydobycia tego surowca, w ostatnich dwóch latach produkcja węgla wynosiła tam mniej niż 0,05 mln ton. Wzrost wydobycia obserwuje się w Bułgarii, co tłumaczy się wprowadzeniem nowych technologii i restrukturyzacją przemysłu węglowego. Natomiast w Grecji wydobycie spada, co tłumaczy się poważnymi problemami gospodarczymi w kraju.

Mimo nieznacznego wzrostu wydobycia węgla w niektórych państwach – ogólna tendencja w UE wykazuje znaczny spadek. W minionych 10 latach ogólna produkcja węgla zmalała prawie o połowę, w 2000 roku

wydobycie sięgało 206,6 mln ton, a pod koniec 2010 tylko 156,0 mln ton<sup>55</sup>. Główne przyczyny takiej sytuacji to:

- wysoki stopień trudności i ryzyka podczas wydobywania węgla, w porównaniu z innymi rodzajami surowców, co spowodowane jest trudnymi górnico-geologicznymi warunkami zalegania pokładów węgla i nie zawsze możliwymi do przewidzenia warunkami gazodynamicznymi;
- potrzeba znacznego i regularnego wkładu kapitału oraz okresowych rekonstrukcji, remontów i stosowania coraz nowocześniejszych rozwiązań technicznych, co uwarunkowane jest cechami i inercyjnością technologicznego procesu wydobywania węgla;
- wysoki stopień negatywnego wpływu na środowisko naturalne – zanieczyszczenie ogromnych obszarów ziemi i zbiorników wodnych, naruszenie bilansu wód gruntowych<sup>56</sup>;
- wysokie obciążenie społeczne. Wokół kopalń powstają miasteczka górnicze, życie których zależy od pracy tych kopalń;
- trudność w dostępie do kopalń związana z ograniczeniem miejsc pracy, co powoduje niezadowolenie społeczne, oraz z potrzebą specjalnych prac inżynierskich w celu likwidacji skutków szkodliwego wpływu na środowisko naturalne prac górniczych.

W Europie Zachodniej przedstawione kwestie są rozwiązywane bez większych problemów, państwa rezygnują z węgla na rzecz ekologicznie czystych surowców (gaz, inwestowanie w rozwój alternatywnych źródeł energii), jednak w państwach Europy Środkowo-Wschodniej, między innymi w Polsce, Czechach i na Węgrzech, są to sprawy bardziej problematyczne; państwa te nie posiadają dostatecznych środków finansowych oraz technologii, aby zamienić węgiel na inne rodzaje surowców, mniej szkodliwych dla środowiska.

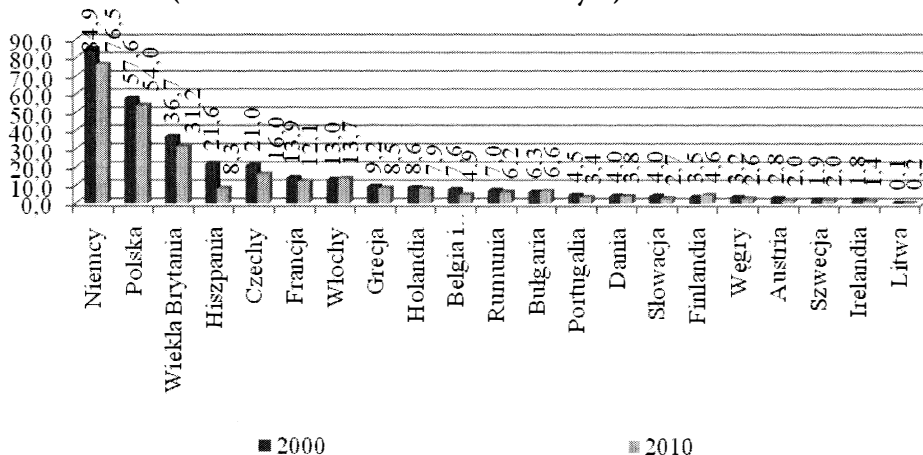
Węgiel zawsze był surowcem dominującym w sektorze energetycznym państw Grupy Wyszehradzkiej (Czechy, Słowacja, Polska, Węgry). Mimo że rola węgla jako paliwa stopniowo spada, zużycie surowca w latach 2000-2010 w tych państwach praktycznie się nie zmieniło (wykres 14). Wydobycie węgla w Polsce w 1996 roku (201,7 mln ton) stopniowo spada i w 2011 wynosiło 139,2 mln ton. Węgiel odgrywa ważną rolę w gospodarce Czech. Większość zapasów czeskiego węgla stanowi węgiel brunatny, który jest istotnym źródłem energii w kraju. Czeski przemysł węglowy składa się z sześciu kompanii – trzy z nich to kompanie zajmujące się wy-

<sup>55</sup> *British Petroleum Annual Report, June 2011.*

<sup>56</sup> *Вугільна промисловість України (Аналітична доповідь)*, „Національна безпека і оборона”, 2003, № 8, с. 3-16.

dobyciem węgla kamiennego (Tostrasko-Karvinske Doly, Ceskomoravske Doly i Zapadoceske Uhelne Doly); kolejne trzy zajmują się wydobyciem węgla brunatnego (Mostecká uhelná společnost, Severoceske Doly i Sokolovska uhelna)<sup>57</sup>.

Wykres 14. Konsumpcja węgla w państwach UE w latach 2000-2010  
(w mln ton w ekwiwalencie naftowym)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *British Petroleum Annual Report, June 2011*.

Większość węgla wydobywanego w południowo-wschodniej Europie jest przeznaczona do produkcji energii elektrycznej. Bułgarski zespół Maritsa Iztok składa się z czterech elektrociepłowni zasilanych węglem kamiennym o mocy 2950 MW, które są przeznaczone do wykorzystywania węgla o niskiej jakości, produkcja energii elektrycznej wynosi tu 65% całości wyprodukowanej energii. Włosko-niemieckie Konsorcjum Eneli RWE Industrie-Lösungen GmbH prowadzi proces modernizacji elektrociepłowni. W 2006 roku zgodnie z ostatnimi zaleceniami UE wprowadzono tu nowy system kontroli komputerowej i instalacji do desulfuryzacji<sup>58</sup>.

Grecja to jedyne państwo w Europie, które posiada wyłącznie zasoby węgla brunatnego. Udokumentowane zapasy tego surowca, według stanu na koniec 2010 roku, wynosiły 3 020 mln ton (wykres 12). Największe złoża to Ptolemais i Amintaio położone na północy kraju. Grecja importuje węgiel kamienny z Afryki (RPA), Rosji, Wenezueli i Kolumbii. Wewnętrz-

<sup>57</sup> EIA, Poland, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Poland/Coal.html> – June 2006.

<sup>58</sup> EIA, Southern Europe, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/SouthernEurope/Coal.html> – June 2006.

ne wydobycie węgla brunatnego po części prowadzą kompanie prywatne, ale największym producentem pozostaje Public Power Corporation (PPC), która eksploatuje 63% wszystkich udokumentowanych zasobów<sup>59</sup>. Wydobycie węgla brunatnego w Europie prowadzą głównie państwa Europy Środkowo-Wschodniej. Polska (zagłębia: Bełchatowskie, Konińskie i Turaszowskie), Węgry, Czechy, Rumunia, Bułgaria, oraz Europy Zachodniej – Niemcy i Hiszpania.

Niemcy dysponują drugimi co do wielkości zasobami węgla w Unii Europejskiej. Udokumentowane zapasy węgla w Niemczech, według stanu na koniec 2010, wynosiły 40 699 mln ton. Ponad 97% stanowią lignity (węgiel brunatny), reszta – 3%, to węgiel kamienny. Według danych Statistik der Kohlenwirtschaft – Towarzystwa Niemieckiego Przemysłu Węglowego – wydobycie węgla brunatnego wynosi ponad 40% potrzeb ogólnej wewnętrznej produkcji energii elektrycznej. Węgiel jest bowiem znaczącym surowcem wykorzystywanym do produkcji tej energii, w 2008 stanowił 2,4% zapotrzebowania na energię elektryczną w państwie. Niemcy zajmują siódme miejsce na liście największych światowych producentów węgla. Większość zasobów węgla kamiennego znajduje się tam na dużej głębokości, dlatego przysparza dużych trudności podczas wydobycia. Państwo jest czwartym na świecie konsumentem węgla, jednak mimo dużych zapasów, Niemcy zmuszone są importować ten surowiec – przede wszystkim z Polski (23%), Republiki Południowej Afryki (22%) i Rosji (20%)<sup>60</sup>.

Ostatnia kopalnia węglowa w Portugalii została zamknięta w 1994 roku. W Hiszpanii wydobycie węgla stale spada. Pod koniec 2010 zapasy węgla w tym państwie wynosiły jedynie 530 mln ton, wydobycie – 3,3 mln, natomiast zużycie w ekwiwalencie naftowym znajdowało się na poziomie 8,3 mln ton.

Większość węgla wydobywanego w Wielkiej Brytanii jest przeznaczona do produkcji energii elektrycznej. Według stanu na koniec 2010 roku, udokumentowane zasoby węgla stanowią 228 mln ton i stale ulegają zmniejszeniu (243 mln ton w 2003), wskutek czego wydobycie spada. Dziś Wielka Brytania importuje więcej węgla niż wydobywa. Surowiec jest dostarczany głównie z Republiki Południowej Afryki i Australii, i stanowi to znaczące źródło dostaw.

Zgodnie z zobowiązaniami protokołu z Kioto, Wielka Brytania kontuuje zmniejszanie wydobycia i konsumpcji węgla. Mimo to rząd brytyjski wspiera rozwój tej dziedziny pod względem finansowym. W czerwcu 2003 rząd wprowadził projekt Coal Investment Aid Program, którego budżet

<sup>59</sup> EIA, Greece, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Greece/Coal.html> – February 2009.

<sup>60</sup> EIA, Germany, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Germany/Coal.html> – July 2006.



wynosi 111 mln dolarów. Podstawowym celem projektu jest utworzenie i ulepszenie istniejących warunków wydobywania węgla drogą włączenia do przemysłu węglowego inwestorów zagranicznych<sup>61</sup>.

Dosyć nietypową sytuację obserwuje się jeśli chodzi o konsumpcję węgla. Wraz ze spadkiem wydobywania, do 2009 roku, prawie we wszystkich państwach spadała i konsumpcja. Wzrost odnotowano tylko w Finlandii i Portugalii. Ale pod koniec 2010 sytuacja zmieniła się. Prawie we wszystkich państwach członkowskich miał miejsce wzrost konsumpcji. Wyjątkiem są Rumunia, Słowacja i Hiszpania, gdzie konsumpcja wraz z produkcją stale spadają (wykresy 13 i 14). Węgiel kamienny odgrywa największą rolę w produkcji energii elektrycznej. Pod koniec 2010 roku największymi jego konsumentami w UE były Niemcy i Polska, które wykorzystały odpowiednio 71,7 i 51,9 mln ton w ekwiwalencie naftowym, a także Wielka Brytania – 29,6 mln ton w ekwiwalencie naftowym, ale konsumpcja węgla w tych państwach stale spada. Na tle UE od 2004 roku obserwuje się stałą tendencję zmniejszenia konsumpcji węgla, która w 2010 roku wynosiła 269,7 mln ton<sup>62</sup>.

Zaletą wykorzystywania węgla w krajach UE jest, że to najczęściej występujący surowiec. Światowa infrastruktura przemysłu węglowego jest dobrze rozwinięta, źródła dostaw są zdwersyfikowane, co stwarza możliwość dostaw znacznych ilości węgla ze stabilnych pod względem politycznym regionów<sup>63</sup>. Węgiel nie potrzebuje dużych kosztów magazynowania, co umożliwia stworzenie znacznych zapasów. Węgiel stanowi dla wielu państw UE ważne źródło energii i odgrywa znaczącą rolę przede wszystkim w bezpiecznym i konkurencyjnym wytwarzaniu energii. Jednak surowe restrykcje w ramach polityki ochrony środowiska, połączone z Europejskim Systemem Handlu Emisjami, mogą doprowadzić do zmniejszenia znaczenia tego surowca w UE dla elektroenergetyki. Węgiel jest ważnym paliwem pozyskiwanym w krajach Unii Europejskiej, które w istotny sposób przyczynia się do zmniejszenia uzależnienia od importu nośników energii<sup>64</sup>.

Zgodnie z danymi World Energy Outlook 2004, eksport węgla do państw UE w latach 2002-2030 nie ulegnie zmianie (mapa 3). Głównymi dostawcami tego surowca nadal pozostaną: Republika Południowej Afryki, Wenezuela i Australia. Zmianie ulegną ilości dostaw, np. ilość węgla australijskiego zwiększy się z 35 mln ton w 2003 do 51 mln w 2030 roku,

<sup>61</sup> EIA, *United Kingdom*, [http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/United\\_Kingdom/Coal.html](http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/United_Kingdom/Coal.html)-May 2006.

<sup>62</sup> *BP Statistical Review...*

<sup>63</sup> *Вугільна промисловість України...*, с. 3-16.

<sup>64</sup> *Przyszła rola węgla w Europie*, <http://www.ppwb.org.pl/wb/62/2.php>.



południowoafrykańskiego z 47 do 67 mln ton, wenezuelskiego z 23 do 62 mln ton, azjatyckiego z regionu Oceanu Spokojnego z 12 do 24 mln ton. Zmniejszeniu ulegną dostawy z Rosji – z 23 do 19 mln ton, a także z USA – z 22 do 20 mln ton. Tłumaczy się to dążeniem państw europejskich do dywersyfikacji źródeł dostaw surowców energetycznych, a w pierwszej kolejności zmniejszenia zależności od Rosji. W ten sposób import węgla do UE znacznie wzrośnie. Jest to spowodowane przede wszystkim wyczerpaniem pokładów węgla i zamknięciem nierentownych kopalń w tych państwach. Węgiel energetyczny w 2030 roku będzie stanowił 80% całego wydobycia tego surowca. Produkcja koksu będzie wzrastać w mniejszym tempie i w porównaniu z 2002 rokiem (485 mln ton), w 2030 wyniesie 634 mln ton. Wydobycie węgla brunatnego będzie wzrastać o 1,1% rocznie i w 2030 roku wyniesie około 1 175 mln ton.

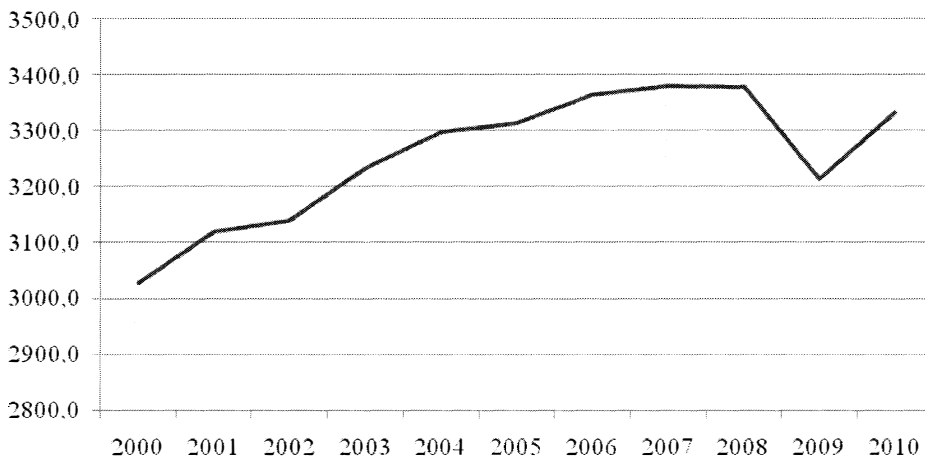
Jednak wobec wyczerpywania się surowców energetycznych wiele państw przy produkcji energii planuje powrócić do wykorzystywania węgla, co tłumaczy się tym, że zapasy w wielu państwach są wystarczające, by przez dłuższy czas produkować energię z tego surowca. Obecnie prowadzone są aktywne prace nad zmniejszeniem obciążenia antropogenicznego środowiska naturalnego i udoskonaleniem elektrowni pracujących w oparciu o ten rodzaj paliwa.

Analiza europejskich tendencji światowego przemysłu węglowego świadczy o tym, że w długoterminowej perspektywie węgiel pozostanie paliwem konkurencyjnym, jedną z najważniejszych składowych energetyki. W związku z wyczerpywaniem się zapasów ropy i gazu na kontynencie europejskim, konsumpcja i handel węglem będą wzrastać. Jednocześnie będą się rozwijać badania naukowe dotyczące zwiększenia efektywności i ekologicznego wydobycia węgla oraz jego wykorzystania.

#### 4. Energetyka tradycyjna

Sektor energii elektrycznej funkcjonuje w powiązaniu z rynkami surowców energetycznych i paliw (energii pierwotnej). Najsilniejsze związki występują z rynkami węgla kamiennego, ropy naftowej, gazu ziemnego oraz paliw jądrowych, ponieważ to właśnie one odgrywają najistotniejszą rolę w energetyce światowej<sup>65</sup>. W 2010 roku ilość wytworzonej energii elektrycznej w UE wyniosła 3 332,1 GWh. W latach 2007-2009 w całej UE nastąpił stopniowy spadek produkcji (wykres 15).

Wykres 15. Produkcja energii elektrycznej w UE w 2010 roku (w TWh)



Źródło: *EU Energy in figures and factsheets (revision 2011)*, [http://ec.europa.eu/energy/publications/statistics/statistics\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/publications/statistics/statistics_en.htm).

Natomiast w 2010 roku nastąpił prawie we wszystkich państwach Unii Europejskiej wzrost wytworzonej energii elektrycznej (wykres 16). Odnotowano jedynie pewien spadek produkcji energii elektrycznej w Grecji i na

<sup>65</sup> T. Motowidlak, *Efekte wdrażania polityki energetycznej UE w zakresie rynku energii elektrycznej*, Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego, 2010, t. 1, s. 55.

Litwie. W ostatnim roku produkcja energii elektrycznej na Liwie spadła o 62,7% i wynosiła 5,7 GWh, a w Grecji jedynie o 3,5% i wynosiła 53,2 GWh. Do 2009 roku odnotowano zmniejszenie wytwarzania energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii, Polsce, Finlandii, Czechach, Danii, Estonii. Na przykład, w Wielkiej Brytanii w 2005 roku produkcja energii elektrycznej w kraju wynosiła 398,3 GWh, a w 2009 – 375,7 GWh. W Polsce i Finlandii stopniowe zmniejszenie wytwarzania energii elektrycznej obserwuje się od 2006 roku, np. w Finlandii odnotowano spadek z 82,3 GWh w 2006 do 72,1 w 2009 roku. W Czechach, Danii, Estonii i Grecji spadek wytwarzania energii elektrycznej odnotowano od 2007 roku, co spowodowane było przede wszystkim poważnymi problemami gospodarczymi. Światowy kryzys gospodarczy spowodował ogólnoswiatowy spadek produkcji energii elektrycznej i na tle tych tendencji spadło wytwarzanie energii w państwach Unii Europejskiej – zwłaszcza w Niemczech, Francji, Irlandii, Hiszpanii, we Włoszech, Rumunii, Słowacji i Szwecji.

**Tabela 2. Dynamika wytwarzania energii elektrycznej w wybranych państwach UE w latach 2000-2010 (w GWh)**

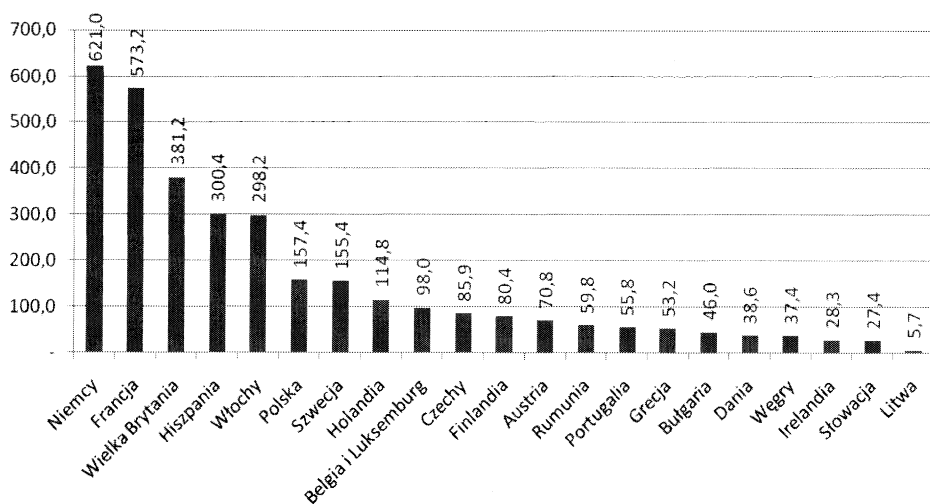
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Austria	61,8	61,8	62,7	60,2	64,3	60,6	63,4	63,7	66,8	68,9	70,8
Belgia i Luksemburg	85,2	81,1	85,7	88,3	89,8	91,2	90,0	92,8	88,5	94,9	98,0
Bułgaria	40,9	43,7	42,4	42,3	41,5	44,2	45,4	42,9	44,4	42,8	46,0
Czechy	73,5	74,6	76,3	83,2	84,3	82,6	84,3	88,2	83,5	82,2	85,9
Dania	35,8	37,6	39,0	46,0	40,3	36,0	45,6	39,2	36,4	36,2	38,6
Finlandia	70,0	74,3	74,9	84,3	85,8	70,3	82,3	81,2	77,4	72,1	80,4
Francja	540,8	549,8	559,2	566,9	574,3	576,2	574,6	570,0	574,6	542,4	573,2
Niemcy	564,5	586,1	586,7	607,5	616,0	620,3	636,8	637,6	637,3	593,2	621,0
Grecja	53,8	53,7	54,6	58,5	59,3	60,0	60,8	63,5	59,4	55,3	53,2
Węgry	35,2	36,4	36,2	34,1	33,7	35,8	35,9	40,0	40,0	35,9	37,4
Irlandia	24,0	25,3	24,6	25,3	25,6	26,0	27,0	28,2	28,9	27,7	28,3
Włochy	276,6	279,0	284,4	293,9	303,3	303,7	314,1	313,9	319,1	292,6	298,2
Litwa	11,4	14,7	17,7	19,5	19,3	14,8	12,5	14,0	14,0	15,4	5,7
Holandia	89,5	93,7	96,3	96,7	102,4	100,4	98,8	105,2	108,2	113,5	114,8
Polska	145,2	145,7	144,1	151,6	154,2	156,9	161,7	159,3	156,2	151,7	157,4
Portugalia	43,8	46,5	46,1	46,9	45,1	46,6	49,0	47,3	45,8	50,2	55,8
Rumunia	51,9	53,9	54,9	56,6	56,5	59,4	62,7	61,7	65,0	58,0	59,8

Słowacja	30,7	32,0	32,4	31,2	30,6	31,5	31,4	28,1	29,0	26,2	27,4
Hiszpania	232,0	242,4	246,6	264,5	281,0	294,2	302,9	312,2	317,9	296,3	300,4
Szwecja	152,5	169,5	154,0	142,5	160,0	166,6	150,8	155,6	156,9	143,7	155,4
Wielka Brytania	377,1	384,8	387,2	398,2	393,9	398,3	397,3	396,8	388,7	375,7	381,2

Źródło: *Total gross electricity generation*, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=ten00087&plugin=1>.

Mimo spadku produkcji energii elektrycznej w UE w ciągu ostatnich kilku lat, największym jej producentem pozostają państwa wysoko rozwinięte, których gospodarki są bardzo energozależne. W 2010 roku największym producentem energii elektrycznej w UE były Niemcy – 621,0 GWh, Francja – 573,2 GWh, Wielka Brytania – 381,2 GWh, Hiszpania – 300,4 GWh, Włochy – 298,2 GWh, oraz Polska – 157,4 GWh i Szwecja – 155,4 GWh. Najmniejsze ilości energii wyprodukowała Litwa (wykres 16).

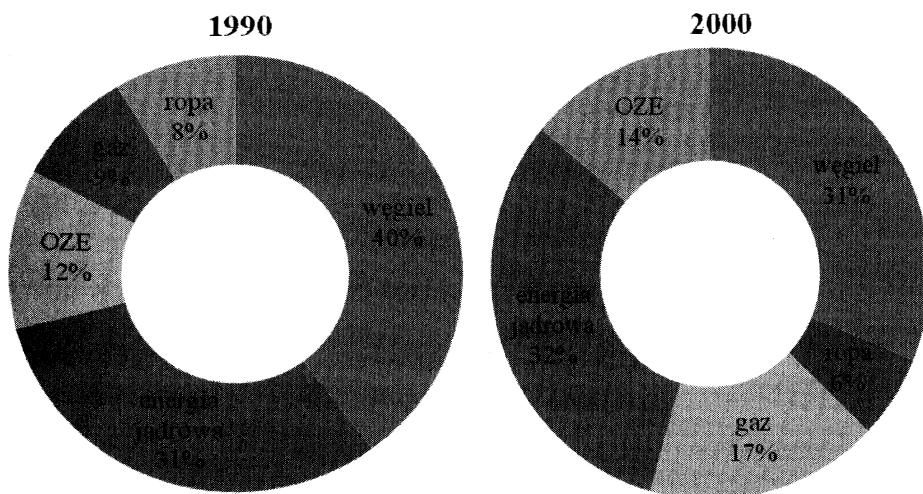
Wykres 16. Wytwarzanie energii elektrycznej w państwach UE w 2010 roku (w GWh)

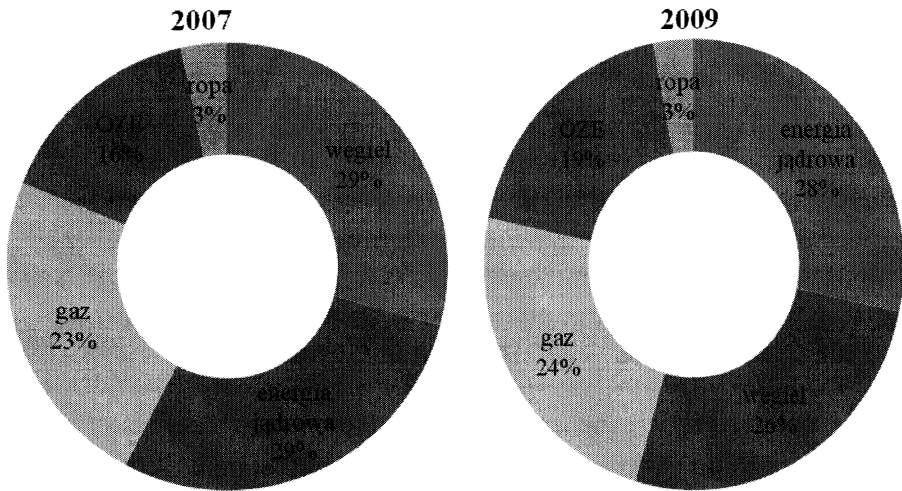


Źródło: *Total gross electricity generation*, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=ten00087&plugin=1>.

Żeby pokazać wyraźne zmiany, które zaszły na rynku energii elektrycznej, przeanalizujemy 20-letni okres (1990-2010). Na początku lat 90. XX wieku produkcja energii elektrycznej w UE oparta była głównie o wykorzystanie węgla, a w dalszej kolejności – energii jądrowej, gazu, ropy i odnawialnych źródeł energii (OZE). Dominacja węgla w produkcji energii elektrycznej wynika z tego, że, po pierwsze, jest to surowiec, który występuje w wielu państwach członkowskich, szczególnie w Niemczech, Wielkiej Brytanii, Hiszpanii, w państwach Grupy Wyszehradzkiej (Polska, Czechy, Węgry) oraz w Grecji, Rumunii, Bułgarii; po drugie, gospodarka państw członkowskich rozwijała się w mniej gwałtownym tempie niż w ostatnich 10 latach; po trzecie, ranga ochrony środowiska naturalnego nie była tak wysoka, jak w ostatniej dekadzie; po czwarte, awaria elektrowni atomowej w Czarnobyli (Ukraina) spowodowała zahamowanie budownictwa elektrowni atomowych w niektórych państwach europejskich, zwłaszcza w Polsce.

**Wykres 17. Produkcja energii elektrycznej w UE z uwzględnieniem źródeł pochodzenia**





Źródło: opracowanie własne na podstawie *EU Energy in figures and factsheets (revision 2011)*, [http://ec.europa.eu/energy/publications/statistics/statistics\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/publications/statistics/statistics_en.htm).

Ze względu na źródła pochodzenia, energia elektryczna w UE wytwarzana jest przede wszystkim przez elektrociepłownie napędzane różnymi rodzajami paliwa<sup>66</sup>. Jak wskazują dane statystyczne Eurostat, w latach 1990-1996 głównym surowcem używanym do wytwarzania energii elektrycznej był węgiel. Produkcja energii elektrycznej za pomocą elektrowni węglowych wynosiła 1 022,49 TWh w 1991 roku, ale od 1992 udział elektrowni węglowych powoli zaczął spadać i w 1997 produkcja ta znajdowała się na poziomie 901,31 TWh. W latach 1998-2002 czołowe miejsce w produkcji energii elektrycznej przypadło elektrowniom atomowym, a elektrownie zasilane węglem były kolejnym producentem. Przy czym udział energii wytwarzanej za pomocą elektrowni atomowych stale wzrastał i w 2004 roku osiągnął szczyt produkcji – 1 008,44 TWh. W 2007 roku elektrownie atomowe i węglowe wyprodukowały po 29% energii elektrycznej. Mimo że od 2004 do 2008 roku w krajach UE odnotowano niewielki spadek udziału elektrowni atomowych w produkcji energii elektrycznej, to jednak wciąż były czołowym producentem tej energii. Natomiast udział elektrociepłowni zasilanych węglem w produkcji energii elektrycznej stopniowo spadał do 2009 roku. Na tle ogólnego zmniejszenia produkcji energii elektrycz-

<sup>66</sup> Biorąc pod uwagę, że celem niniejszej monografii jest analiza energetycznego potencjału państw UE, ze szczególnym uwzględnieniem źródeł konwencjonalnych, analiza energetycznego potencjału na podstawie odnawialnych źródeł energii zostanie pominięta.



nej ze źródeł konwencjonalnych stale wzrasta udział odnawialnych źródeł energii, z 12% w 1990 do 19% w 2009 roku. Przełomowy dla gospodarki światowej, w tym i dla wielu europejskich gospodarek, był rok 2008. Światowy kryzys energetyczny dotknął w różnym stopniu wszystkie dziedziny europejskiej gospodarki, w tym i energetykę. Aby poradzić sobie ze zjawiskami kryzysowymi w gospodarce, wiele państw członkowskich starało się wykorzystać własne rezerwy energetyczne w celu zmniejszenia importu surowców energetycznych i energii elektrycznej, na które ceny w czasie kryzysu znacznie wzrosły. Dlatego państwa członkowskie, które posiadają zapasy węgla zwiększyły produkcję energii elektrycznej za pomocą elektrowni węglowych, a państwa posiadające potencjał jądrowy za pomocą elektrowni atomowych. Natomiast udział elektrowni naftowych zmniejszył się z 8 do 3% w ostatnich 20 latach (wykres 17).

Udział elektrowni naftowych w produkcji energii elektrycznej spadła z 8% w 1990 do 3% w 2009 roku. Było to spowodowane wzrostem cen na surowiec i licznymi kryzysami naftowymi, które są bardzo częstym zjawiskiem. Tak np. cena ropy naftowej w 1990 wynosiła 39 dolarów za baryłkę, zaś w następnych latach, aż do 1998 roku, odnotowano spadek ceny na „czarne złoto”, wtedy cena ropy była najniższa, jak sprzed okresu szoków naftowych w latach 1978-1979. Od 1999 roku cena ropy stopniowo zaczęła wzrastać i najwyższą odnotowano podczas światowego kryzysu gospodarczego w 2008 roku, kiedy cena za baryłkę ropy marki Brent wynosiła 98,50 dolara; w 2009 roku cena nieco spadła – do 62,68 dolara za baryłkę, ale w 2010 znowu wzrosła do 79,50 dolara<sup>67</sup>. Produkcja energii elektrycznej za pomocą elektrowni napędzanych ropą naftową nadal będzie spadać i według World Energy Outlook 2004, w przyszłości będzie skoncentrowana głównie w geograficznie odizolowanych regionach, np. na wyspach, gdzie połączenie sieci przesyłowych z kontynentem nie jest możliwe<sup>68</sup>. Obecnie produkcja energii elektrycznej za pomocą elektrowni naftowych w wielu krajach UE zmniejsza się, szczególnie we Włoszech z 102,72 TWh (1990) do 25,95 TWh (2009), Wielkiej Brytanii z 34,68 do 4,37 TWh, Portugalii – z 9,40 do 3,29 TWh, Francji – z 8,67 do 6,17 TWh, na Litwie – z 4,15 do 0,74 TWh. Natomiast udział elektrowni naftowych w produkcji energii elektrycznej wzrasta na Cyprze z 1,97 TWh (1990) do 5,18 TWh (2009), na Malcie – z 0,49 do 2,14 TWh<sup>69</sup>, w Polsce – z 1,57 do 2,72 TWh, Hiszpanii

<sup>67</sup> *British Petroleum Annual Report, June 2011.*

<sup>68</sup> *World energy Outlook 2004*, p. 200.

<sup>69</sup> *Commission Staff working paper 2010, Annual Report of the Market Observatory for Energy, Brussels, 01.03.2011, SEC (2011) 272 final, Volume I, p. 21.*



– z 8,60 do 18,97 TWh<sup>70</sup>. Mimo zmniejszenia udziału elektrowni naftowych w wytwarzaniu energii elektrycznej, największe moce produkcyjne posiadają Włochy (25,95 TWh), Hiszpania (18,97 TWh), Niemcy (9,64 TWh), Grecja (7,68 TWh), Francja (6,17 TWh), Cypr (5,18 TWh), Wielka Brytania (4,37 TWh), Portugalia (3,29 TWh), Malta (2,14 TWh)<sup>71</sup>.

Koszty budowy elektrowni węglowych są wysokie, w przeciwieństwie do elektrowni gazowych, ale koszty surowca nie są wysokie w stosunku do całkowitego kosztu inwestycji. Poza tym w regionach, które posiadają własne zapasy węgla ceny mogą być jeszcze niższe i bardziej stabilne. Na przykład w 1990 roku cena węgla za tonę wynosiła 43,48 dolara, w 2000 była jeszcze niższa – 35,99 dolara. Od 2002 obserwuje się stały wzrost ceny na surowiec, najwyższą odnotowano w czasie kryzysu w 2008 roku, wtedy tona węgla kosztowała 147,67 dolara. W 2009 roku spadła prawie o połowę, do 70,66 dolara, ale w 2010 wzrosła do 92,50 dolara<sup>72</sup>. Zwiększenie cen na węgiel spowodowane było przede wszystkim wejściem w życie Protokołu z Kioto i Strategii Lizbońskiej. Według Protokołu z Kioto państwa świata, w tym i UE, powinny ograniczyć emisję dwutlenku węgla i zanieczyszczeń, takich jak dwutlenek siarki, tlenki azotu. Dlatego od 2007 roku koszty węgla drastycznie wzrosły. Nieprzebranie zaleceń Strategii Lizbońskiej grozi sankcjami finansowymi. W związku z tym wiele państw UE przeprofilowuje swoje elektrownie węglowe w elektrownie gazowe. Ale wzrost cen gazu czyni te elektrownie również mniej atrakcyjnymi, mimo że elektrownie gazowe mają najniższy poziom emisji dwutlenku węgla ze wszystkich technologii opartych na paliwach kopalnych<sup>73</sup>.

Do dziesiątki największych producentów energii elektrycznej z węgla (w 2009) należały: Niemcy (215,15 TWh), Polska (133,42 TWh), Wielka Brytania (104,61 TWh), Czechy (45,96 TWh), Włochy (39,75 TWh), Hiszpania (36,16 TWh), Grecja (34,19 TWh), Francja (25,89 TWh), Holandia (24,28 TWh), Rumunia (21,75 TWh)<sup>74</sup>. Na Łotwie i w Luksemburgu elektrownie tego typu nie istnieją. Mimo że Niemcy, Wielka Brytania, Włochy należą do głównych producentów energii elektrycznej za pomocą elektrowni zasilanych węglem, jednak produkcja tej energii znacznie zmniejszyła się w ciągu ostatnich 20 lat. Na przykład w Niemczech do 80%

<sup>70</sup> *EU Energy in figures and factsheets (revision 2011)*, [http://ec.europa.eu/energy/publications/statistics/statistics\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/publications/statistics/statistics_en.htm).

<sup>71</sup> *Eurostat, Electricity generation by origin: petroleum products – (GW/h)*, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=ten00089&plugin=1>.

<sup>72</sup> *Ibidem*.

<sup>73</sup> *Commission Staff working paper 2010, Annual Report of the Market Observatory for Energy, Brussels*, 1.03.2011, SEC (2011) 272 final, Volume I, p. 21.

<sup>74</sup> *EU Energy in figures and factsheets (revision 2011)*.

dotychczasowej produkcji (z 310,88 TWh w 1990), w Wielkiej Brytanii do 50% (z 204,66 TWh w 1990). Natomiast wzrost udziału elektrowni węglowych w produkcji energii elektrycznej obserwuje się w państwach Europy Środkowo-Wschodniej – Bułgarii, Polsce, Rumunii, w południowej Europie – we Włoszech, Grecji i Portugalii oraz w północnej Europie – w Finlandii i Szwecji. W przypadku krajów Europy Środkowo-Wschodniej i południowej tłumaczy się to tym, że kraje te posiadają własne zasoby węgla, a gospodarka oparta o jego wydobycie jest procesem historycznym i w dużym stopniu zależy od węgla. Natomiast zwiększenie udziału węgla w państwach północnej Europy tłumaczy się zmniejszeniem udziału elektrowni naftowych i atomowych w produkcji energii elektrycznej<sup>75</sup>.

Nie wymaga wysokich kosztów budowanie elektrowni gazowych. Natomiast ceny surowca, którym są one napędzane są bardzo podatne na zmiany cen na rynku światowym i zależą od sytuacji politycznej w niektórych regionach<sup>76</sup>. Jeśli chodzi o elektrownie, które pracują w oparciu o gaz ziemny, to w ciągu ostatnich 20 lat obserwuje się wzrost ich mocy produkcyjnych oraz udziału w wytwarzaniu energii elektrycznej. Czołowe pozycje zajmują tu: Włochy (150,94 TWh), Wielka Brytania (116,89 TWh), Hiszpania (108,46 TWh), Niemcy (84,87 TWh), Holandia (71,03 TWh); znacznie mniej elektrowni gazowych znajduje się w Belgii (30,29 TWh), Francji (23,83 TWh) i Portugalii (14,71 TWh) oraz w innych państwach UE<sup>77</sup>. Wzrost udziału elektrowni gazowych w produkcji energii elektrycznej spowodowany jest rozwojem rynku LNG. Spada natomiast w produkcji energii elektrycznej udział elektrowni gazowych w Bułgarii, Estonii, Rumunii, Słowenii i Słowacji, wynika to m.in. ze znacznej zależności tych państw od jednego dostawcy – Rosji.

W ostatnich latach dużym zainteresowaniem w UE cieszą się elektrownie atomowe i OZE. Elektrownie atomowe, mimo że wymagają ogromnych nakładów inwestycyjnych, charakteryzują się niskimi kosztami eksploatacyjnymi. Wśród krajów produkujących energię elektryczną w elektrowniach atomowych – liderami w 2009 roku były: Francja (409,74 TWh), Niemcy (134,93 TWh), Wielka Brytania (69,10 TWh), Hiszpania (52,76 TWh), Szwecja (52,17 TWh), Finlandia (23,53 TWh)<sup>78</sup>. W większości państw UE obserwuje się wzrost udziału elektrowni atomowych w wy-

<sup>75</sup> Eurostat, *Electricity generation by origin: hard coal – (GW/h)*, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=ten00088&plugin=1>.

<sup>76</sup> *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

<sup>77</sup> Eurostat, *Electricity generation by origin: natural gas – (GW/h)*, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=ten00090&plugin=1>.

<sup>78</sup> Eurostat, *Electricity generation by origin: nuclear – (GW/h)*, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=ten00091&plugin=1>.

tworzeniu energii elektrycznej, spadek obserwuje się jedynie na Litwie, gdzie została zamknięta Ignalińska elektrownia, oraz w Szwecji (która jest zwolennikiem zrównoważonego rozwoju i promuje rozwój OZE), a także ostatnio w Niemczech (które w związku z awarią w Fukusimie zadeklarowały zmniejszenie udziału elektrowni atomowych w produkcji energii elektrycznej i wyprowadzeniem ich z eksploatacji w przyszłości). Pomimo spadku udziału elektrowni atomowych w wytwarzaniu energii elektrycznej w UE, w niektórych państwach obserwuje się wzrost energii wyprodukowanej za pomocą elektrowni atomowych, np. Węgry, Holandia, Rumunia.

Ważne znaczenie w rozwoju elektroenergetyki w UE posiada uran, który wykorzystywany jest w elektrowniach atomowych. Obecnie uran wydobywany jest przez 19 państw świata w celach komercyjnych. Liderami pod względem wydobycia surowca są: Kanada, Australia, Kazachstan, Federacja Rosyjska, Niger, Namibia, Uzbekistan, USA i Ukraina. Na te państwa przypada 95% światowego wydobycia<sup>79</sup> (tabela 4).

**Tabela 4. Najwięksi światowi producenci uranu w latach 2002-2010 (w tonach)**

Państwo	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Kanada	11604	10457	11597	11628	9862	9476	9000	10173	9783
Australia	6854	7572	8982	9516	7593	8611	8430	7982	5900
Kazachstan	2800	3300	3719	4357	5279	6637	8521	14020	17803
Rosja	2900	3150	3200	3431	3262	3413	3521	3564	3562
Niger	3075	3143	3282	3093	3434	3153	3032	3243	4198
Namibia	2333	2036	3038	3147	3067	2879	4366	4626	4496
Uzbekistan	1860	1598	2016	2300	2260	2320	2338	2429	2400
USA	919	779	878	1039	1672	1654	1430	1453	1660
Ukraina	800	800	800	800	800	846	800	840	850
Chiny	730	750	750	750	750	712	769	750	827
RPA	824	758	755	674	534	539	566	563	583
Czechy	465	452	412	408	359	306	263	258	254
Brazylia	270	310	300	110	190	299	330	345	148
Indie	230	230	230	230	177	270	271	290	400
Rumunia	90	90	90	90	90	77	77	75	77

<sup>79</sup> The production data reported in this section are based on the NEA/IAEA Redbook 2005 (NEA/IAEA, 2006) and information from the website of the World Nuclear Association (WNA), <http://www.world-nuclear.org/info/inf23.html> – July 2008.

Pakistan	38	45	45	45	45	45	45	50	45
Niemcy	212	150	150	77	50	38	0	0	0
Francja	20	0	7	7	5	4	5	8	7
Ogółem	36 063	35 613	40 251	41 702	39 429	41 279	43 764	50 772	53 663
ton U <sub>3</sub> O <sub>8</sub>	42 529	41 998	47 468	49 179	46 499	48 680	51 611	59 875	63 285

Źródło: *World Uranium Mining*, <http://www.world-nuclear.org/info/inf23.html> – July 2008; *WNA Market Report data*, <http://www.world-nuclear.org/sym/2005/pdf/Maeda.pdf>.

Największe ilości uranu wydobywają Kanada i Australia, na które przypada 50% światowego wydobycia; za nimi – państwa WNP – Kazachstan i Rosja, oraz państwa afrykańskie – Niger, Namibia. Najmniejsze ilości uranu wydobywa Francja, która posiada najwięcej elektrowni atomowych na świecie.

Niektóre państwa, takie jak: Argentyna, Bułgaria, Chile, gdzie wydobycie uranu ma znaczenie historyczne, były zmuszone do wstrzymania wydobycia z powodu przyczyn ekonomicznych, ale dziś znowu analizują możliwość otwarcia zabezpieczonych kopalń uranu i rozpoczęcia prac geologiczno-poszukiwawczych. Podobnie inne państwa – Egipt, Indonezja, Iran, Nigeria, które wcześniej nie wydobywały uranu, rozpoczęły starania nad poszukiwaniem złóż uranu i wykorzystania go w celach przemysłowych.

Zapasy uranu w państwach UE są nieznaczne, występują w Czechach – 254 ton, Rumunii – 77 ton, oraz Francji – 7 ton, ale mimo to energetyka atomowa w tych krajach jest najbardziej rozwinięta. Państwa UE, w których tego rodzaju produkcja nie występuje, to: Portugalia, Polska, Łotwa, Włochy, Irlandia, Grecja, Estonia, Dania, Austria, Luksemburg, Cypr, Malta i jest to spowodowane brakiem tam elektrowni atomowych bądź ograniczeniem programów jądrowych.

Mimo burzliwych debat i dyskusji, Finlandia i Francja nie porzucają planów dotyczących budowy elektrowni atomowych trzeciej generacji. Wielka Brytania również bierze pod uwagę możliwość budowy w przyszłości nowych elektrowni atomowych.

Polityka energetyczna Białorusi, Polski również uwzględnia perspektywę budowy elektrowni atomowych. W publikacji Komisji Europejskiej (EC, 2006) *World Energy Technology Outlook – 2050*<sup>80</sup>, przewiduje się znaczne

<sup>80</sup> *World Energy Technology Outlook – 2050*, [http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/weto-h2\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/weto-h2_en.pdf).

zwiększenie zużycia energii atomowej na całym świecie po 2020 roku. Takie projekty są uzgadniane z wieloma państwami świata, które wykazują duże zainteresowanie produkcją energii atomowej, liczba takich państw w warunkach wyczerpania tradycyjnych surowców energetycznych jak ropa i gaz stopniowo wzrasta. W grudniu 2006 roku International Atomic Energy Agency (IAEA) zorganizowała spotkanie, w którym uczestniczyli przedstawiciele 28 państw (głównie państw rozwijających się), nieposiadających obecnie elektrowni atomowych, co świadczy o dużym zainteresowaniu danym rodzajem energii.

Technologia jądrowa i infrastruktura cyklu paliwowego jest projektem skomplikowanym i wymagającym dużego wkładu kapitału, zaś jego wprowadzenie wymaga wiele czasu. W wyniku braku stabilności popytu na rynku, państwa niechętnie inwestują w poszukiwanie nowych złóż uranu. Dzisiaj na świecie obserwuje się tendencję do zwiększenia budowy reaktorów jądrowych i zmniejszenia wydobywania uranu.

Według stanu na 1 lipca 2011 roku, w elektrowniach atomowych 15 państw eksploatowano 145 reaktorów jądrowych o ogólnej mocy 132 303 MW, natomiast w stadium budowy były 4 bloki energetyczne (tabela 5)<sup>81</sup>.

Tabela 5. Potencjał jądrowy państw UE

	Produkcja energii atomowej 2010		Pracujące reaktory lipiec 2011		Reaktory w budowie lipiec 2011		Zapotrzebowanie na uran lipiec 2011	Reaktory zaplanowane lipiec 2012		Reaktory potencjalne lipiec 2012	
	Mld kWh	%	Ilość	Moc MWe	Ilość	Moc MWe	Ton U	Ilość	Moc MWe	Ilość	Moc MWe
Belgia	45,7	51,2	7	5943	0	0	1052	0	0	0	0
Bułgaria	14,2	33,1	2	1906	0	0	275	1	950	0	0
Czechy	26,4	33,2	6	3722	0	0	680	2	2400	1	1200
Finlandia	21,9	28,4	4	2741	1	1700	468	0	0	2	3000
Francja	410,1	74,1	58	63130	1	1720	9221	1	1720	1	1100
Niemcy	133,0	28,4	17	20339	0	0	3453	0	0	0	0
Węgry	14,7	42,1	4	1880	0	0	295	0	0	2	2200
Litwa	0	0	0	0	0	0	0	1	1350	0	0
Holandia	3,75	3,4	1	485	0	0	107	0	0	1	1000
Polska	0	0	0	0	0	0	0	6	6000	0	0

<sup>81</sup> *European Nuclear Society, Nuclear power plants, world-wide*, <http://www.euronuclear.org/info/encyclopedia/n/nuclear-power-plant-world-wide.htm> – 1.05.2009.

Rumunia	10,7	19,5	2	1310	0	0	175	2	1310	1	655
Słowacja	13,5	51,8	4	1816	2	880	267	0	0	1	1200
Słowenia	5,4	42	1	696	0	0	137	0	0	1	1000
Hiszpania	59,3	20,1	8	7448	0	0	1458	0	0	0	0
Szwecja	55,7	38,1	10	9399	0	0	1537	0	0	0	0
Włochy	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	17000
Wielka Brytania	56,9	15,7	18	10745	0	0	2235	4	6680	9	12000

Źródło: *World Nuclear Agency (WNA), World Nuclear Power Reactors and Uranium Requirements*, <http://www.world-nuclear.org/info/reactors.html> – 1.07.2011.

Obecność tzw. wtórnych dostaw paliwa reaktorowego, które otrzymywane jest z głowic bojowych, przemysłowych zapasów wojskowych, odpadów promieniotwórczych, obróbki uranu i zmieszanego oksydowanego paliwa jądrowego, zmniejszyła popyt na czysty uran. Oprócz tego, nowi uczestnicy światowego rynku uranu, tacy jak Kazachstan, Uzbekistan i Federacja Rosyjska, ciągle wykazują konkurencyjny nacisk. W wyniku niestabilnego i niskiego popytu na uran jego cena znacznie spadła. Pod koniec 2000 roku cena uranu osiągnęła historyczne minimum i znajdowała się na poziomie 7,10/lb  $U_3O_8$  dolara, co stwarzało zagrożenie dla gospodarczego funkcjonowania wielu kopalń uranu.

Zmniejszenie produkcji energii elektrycznej w elektrowniach atomowych związane jest z polityką wielu państw europejskich, mającą na celu ograniczenie programów jądrowych, jak również takich, które niosą zagrożenie dla działalności i życia społeczeństwa. W wyniku tego stanowiska części europejskich państw do takiej polityki różnią się w wielu kwestiach. Pozostaje to w związku ze stopniem uzależnienia od zewnętrznych dostaw surowców energetycznych i od rozwoju energetyki alternatywnej. Eksperti twierdzą, że znaczenie energetyki atomowej będzie wzrastać, wiele państw prowadzi badania na temat zmniejszenia szkodliwego oddziaływania na życie ludzi i budowy bezpieczniejszych obiektów atomowych<sup>82</sup>. Wraz ze zmniejszeniem produkcji energii elektrycznej z udziałem elektrowni atomowych znacznie zmniejszyła się i konsumpcja tego rodzaju energii. Cechą charakterystyczną ostatnich trzech lat jest to, że w 2008 roku, kiedy miał miejsce szczyt światowego kryzysu gospodarczego, państwa UE (Bułgaria, Czechy, Niemcy, Węgry, Litwa, Rumunia, Słowacja, Hiszpania)

<sup>82</sup> *World Energy Outlook – 2004*, p. 56.



zwiększyły wytwarzanie i konsumpcję energii elektrycznej za pomocą elektrowni jądrowych (tabela 6). W przypadku Niemiec wzrost ten tłumaczy się wzrostem cen na inne surowce energetyczne. W przypadku państw Europy Środkowo-Wschodniej zwiększenie produkcji i konsumpcji energii elektrycznej z udziałem elektrowni jądrowych tłumaczy się konfliktem energetycznym pomiędzy Rosją a Ukrainą w sprawie przesyłu ropy i gazu do państw UE oraz poważnymi problemami gospodarczymi, które nasiliły się w wyniku kryzysu.

Dzisiaj nie ulega wątpliwości, że rozwój energetyki jądrowej jest możliwy wyłącznie w warunkach zapewnienia bezpieczeństwa jądrowego i promieniotwórczego. Rozwój energetyki jądrowej odbywał się (i odbywa) w warunkach zacieklej konkurencji zarówno z tradycyjnymi sposobami produkcji energii elektrycznej, jak również z alternatywnymi (odnawialnymi) źródłami energii. Konkurencji towarzyszy dyskusja pomiędzy zwolennikami i przeciwnikami energetyki jądrowej, co wykorzystywane jest jako czynnik konkurencyjnej walki, a niekiedy politycznego nacisku. Jednak były też państwa UE, które podczas kryzysu zmniejszyły konsumpcję energii elektrycznej – Wielka Brytania, Francja, Szwecja.

Głównymi problemami w dyskusji zwolenników i przeciwników rozwoju energetyki jądrowej jest wpływ na środowisko (lub bezpieczeństwo) i cena energii elektrycznej. Energetyka jądrowa w porównaniu z innymi rodzajami paliwa posiada o wiele więcej elementów pozytywnych, gdyż paliwo jądrowe jest najbardziej ekologiczne. Według obliczeń Komisji Europejskiej, straty ekologiczne wyliczane są w stosunku do 1 kWh w sposób następujący: w elektrowni węglowej – 0,64 dolara, gazowej – 0,28, w paliwie jądrowym – 0,01. Oprócz tego koszty związane z energetyką jądrową są konkurencyjne i ulegają ciągłym zmianom, w sytuacji gdy wartość paliw kopalnych wzrasta, ponieważ zasoby są ograniczone i ulegają systematycznie wyczerpaniu, są również wysoce wrażliwe na zewnętrzne czynniki społeczne, ekonomiczne oraz czynniki o charakterze wojennym.

Dzisiaj UE nie posiada wspólnej polityki odnośnie rozwoju energetyki jądrowej. Każde z państw członkowskich Unii wyznacza ją samodzielnie. Ogromny wpływ na rozwój energetyki jądrowej w państwach europejskich miała awaria elektrowni atomowej w Czarnobylu. Po tym wydarzeniu w państwach UE przez ponad 10 lat nie budowano elektrowni atomowych oraz nowych bloków energetycznych w działających już elektrowniach. Mimo to, obecnie w państwach UE oraz na całym świecie, na tle walki zwolenników i przeciwników energetyki jądrowej, obserwuje się tendencję do „jądrowego renesansu”. Największymi zwolennikami rozwoju energetyki jądrowej są w UE nowe państwa członkowskie, w których elektrownie są



**Tabela 6. Konsumpcja energii jądrowej przez państwa UE w latach 2000-2010 (w TW/h)**

Państwo	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Belgia i Luksemburg	48,2	46,3	47,4	47,4	47,3	47,6	46,6	48,2	45,6	47,2	48,2
Bułgaria	18,2	19,6	20,2	20,0	19,4	18,5	19,5	14,6	15,8	15,2	15,2
Czechy	13,6	14,8	18,7	25,9	26,3	24,7	26,0	26,1	26,5	27,2	28,0
Finlandia	22,7	22,8	23,8	24,2	24,2	24,1	23,9	24,6	24,0	23,6	23,0
Francja	415,2	421,1	436,8	441,2	449,4	452,6	451,3	440,6	440,3	410,1	428,3
Niemcy	169,6	171,3	164,8	165,1	167,1	163,0	167,4	140,5	148,8	134,9	140,5
Węgry	14,2	14,1	14,0	11,0	11,9	13,8	13,5	14,7	14,8	15,4	15,8
Litwa	8,4	11,4	14,1	15,5	15,1	10,3	8,7	9,8	9,9	10,9	-
Holandia	3,9	4,0	3,9	4,0	3,8	4,0	3,5	4,2	4,2	4,2	4,0
Rumunia	5,5	5,4	5,5	4,9	5,5	5,6	5,6	7,7	11,2	11,8	11,6
Słowacja	16,5	17,1	18,0	17,9	17,0	17,7	18,0	15,3	16,7	14,1	14,6
Hiszpania	62,2	63,7	63,0	61,9	63,6	57,5	60,1	55,1	59,0	52,8	61,6
Szwecja	57,5	72,1	68,1	67,4	76,7	72,4	67,0	67,0	64,3	52,7	58,6
Wielka Brytania	85,1	90,1	87,8	88,7	80,0	81,6	75,5	63,0	52,5	69,1	62,1

Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

eksploatowane. W państwach Europy Wschodniej przeprowadza się modernizację 10 bloków energetycznych konstrukcji radzieckiej z wykorzystaniem zachodnich technologii (reaktor wodny ciśnieniowy [PWR]). Słowacja rozszerza elektrownię Machowce (dwa nowe bloki energetyczne)<sup>83</sup>. Czechy analizują kwestię budowy dwóch nowych bloków energetycznych. Litwa w 2007 roku podjęła decyzję dotyczącą wprowadzenia nowej mocy w elektrowni w Ignalinie poprzez wybudowanie nowej elektrowni z reaktorami wodnymi.

Do zwolenników rozwoju energetyki jądrowej spośród „starych” członków UE należy Francja. Decyzję o ograniczeniu programów jądrowych podjęły natomiast Niemcy, Szwecja, Belgia i Holandia. Mimo to stanowiska „nowych i starych” członków w ostatnim czasie stopniowo się zbliżyły, m.in. dzięki wzrostowi cen ropy<sup>84</sup>.

<sup>83</sup> Ibidem.

<sup>84</sup> Ibidem.

Unia Europejska popiera plany rozwoju energetyki jądrowej. W związku z tym Komisja Europejska wyraziła zgodę na budowę nowej elektrowni w Finlandii. Brak zgody na energetykę jądrową nie należy do obowiązkowych wymogów przyłączenia się do UE. Mimo to doświadczenie państw kandydujących do wstąpienia w struktury UE, które eksploatują elektrownie, świadczy o tym, że Unia stawia dosyć sztywne warunki co do stopnia bezpieczeństwa jądrowego przyszłych jej członków. Zatem w ogólnych zaleceniach adresowanych do państw kandydujących, które posiadają urządzenia jądrowe, chodzi o sfinalizowanie ich indywidualnych programów dotyczących podniesienia bezpieczeństwa i włączenia do ścisłych terminów danych programów działań, które będą pozytywnie ocenione przez UE<sup>85</sup>.

Od 1995 roku w Wielkiej Brytanii nie budowano nowych urządzeń jądrowych, ale w wyniku ograniczonych wewnętrznych zapasów węgla i gazu budowa takich elektrowni znajduje się na etapie dyskusji. Stosunek do energetyki jądrowej zmienia się na lepsze.

We Włoszech na poziomie państwowym toczą się debaty nad ochroną energetyki jądrowej. Charakterystyczne stanowisko prezentował ówczesny premier Berlusconi, który uważał, że wskutek podjęcia decyzji o zamknięciu dwóch bloków elektrowni atomowej, zgodnie z wynikami referendum w 1987 roku, koszty energii elektrycznej we Włoszech są dziś o 20-30% większe niż w innych państwach, zarówno dla społeczeństwa, jak również dla przemysłu.

Obecnie Niemcy zajmują czwarte miejsce na świecie pod względem ustanowionej mocy energetycznej elektrowni jądrowych (po USA, Francji i Japonii); 19 reaktorów jądrowych stanowi około 30% faktycznej produkcji energii elektrycznej. Energia jądrowa w Niemczech od 1998 roku stała się przedmiotem sporów. Ekologiczna Partia Zielonych ma negatywny stosunek do trwałego wykorzystania energii jądrowej<sup>86</sup>. W mediach Niemcy toczą ostre dyskusje wokół celowości ograniczania jądrowych programów energetycznych. Eksperci uważają, że mało prawdopodobne jest, że w Niemczech do 2020 roku z eksploatacji zostaną wyłączone wszystkie elektrownie. Przedstawiciele sektora energetycznego państwa informują, że operatorzy dużych elektrowni typu „Biblis” będą się starali wydłużyć termin eksploatacji bloków energetycznych, a następnie rozpoczną budowę nowych elektrowni. Po

<sup>85</sup> А.И. Шевцов, А.З. Дорошкевич, *Перспективы развития ядерной энергетики Украины в контексте национальной безопасности (тезисы доклада)*, <http://www.db.niss.gov.ua/docs/energy/54.htm>.

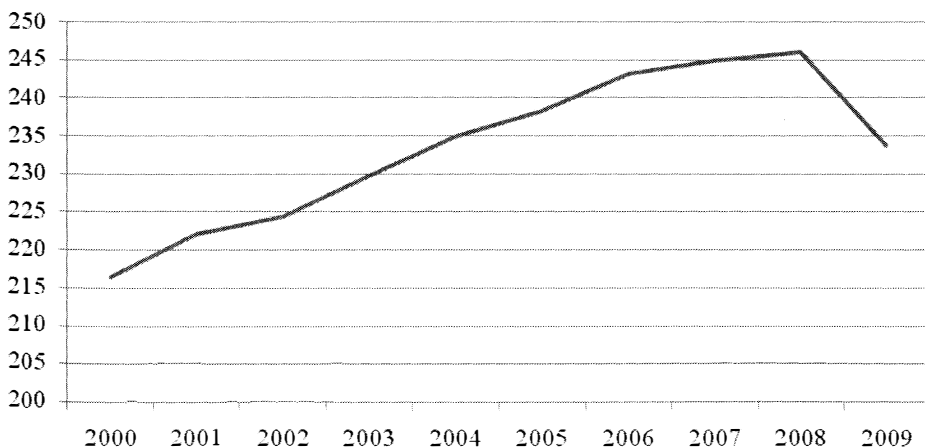
<sup>86</sup> А.З. Дорошкевич, М.Г. Земляний, *Паливні проблеми ядерної енергетики України*, <http://www.db.niss.gov.ua/docs/energy/89.htm>.

awarii w japońskiej elektrowni atomowej w Fukuszymie w marcu 2011 roku, Niemcy zamknęli 7 z 19 elektrowni atomowych.

Francja to największy generator energii jądrowej na świecie i zajmuje drugie miejsce (po USA) w ogólnej produkcji energii jądrowej. Poprzez ograniczenie wewnętrznych źródeł energii i konieczność zapewnienia bezpieczeństwa jej dostaw, polityka rządu ciągle wspiera status Francji jako jądrowo-energetycznego państwa. Obecnie około 77% energii elektrycznej Francji produkuje się w 58 reaktorach. Podstawowym dylematem, który stoi przed francuskim kierownictwem jest wymiana przestarzałych urządzeń na bardziej nowoczesne lub też stopniowe ograniczanie produkcji energii jądrowej. Większość reaktorów jądrowych powinna być wymieniona w latach 2015-2020<sup>87</sup>.

Według danych statystycznych Eurostat, konsumpcja energii elektrycznej w państwach UE w ostatnich 20 latach stale wzrasta. W 2009 roku wynosiła 233,79 Mtoe (mln ton w ekwiwalencie naftowym). Pewien spadek obserwuje się w ostatnich dwóch latach (wykres 18). Jedyne na Cyprze zużycie energii elektrycznej stale wzrasta – z 0,15 Mtoe (1990) do 0,41 Mtoe (2009), a także w Holandii – z 6,32 Mtoe (2008) do 9,83 Mtoe w 2009 roku<sup>88</sup>.

Wykres 18. Konsumpcja energii elektrycznej w UE w 2009 roku (w Mtoe)



Źródło: *EU Energy in figures and factsheets (revision 2011)*.

<sup>87</sup> В.О. Бараннік, М.Г. Вербинський, В.В. Земляний, *Енергетичні баланси та енергетична безпека держави*, 2000, <http://www.db.niss.gov.ua/docs/energy/52.pdf>.

<sup>88</sup> *EU Energy in figures and factsheets (revision 2011)*.

Największymi konsumentami energii elektrycznej w UE w 2009 roku były: Niemcy – 42,61 Mtoe, Francja – 36,41 Mtoe, Wielka Brytania – 27,72 Mtoe, Włochy – 24,94 Mtoe, Hiszpania – 21,96 Mtoe, Szwecja – 10,61 Mtoe<sup>89</sup>. Państwa te są jednocześnie największymi producentami energii elektrycznej, ale mimo że posiadają pozycję lidera w konsumpcji, też w ich przypadku obserwuje się ogólną tendencję do jej zmniejszenia. Taka sytuacja spowodowana jest przede wszystkim zmniejszeniem energochłonności europejskich gospodarek, prowadzeniem polityki energooszczędności oraz liberalizacją rynków energii elektrycznej.

Analiza statystyczna konsumpcji energii elektrycznej w różnych dziedzinach gospodarki pokazuje, że największym jej konsumentem są gospodarstwa domowe 55% (2000), przemysł 42% (2000), a najmniej energii elektrycznej zużywa transport 3% (2000)<sup>90</sup>.

Według danych Eurostat w ostatnich 9 latach sytuacja nieco zmieniła się. Wzrosło zapotrzebowanie na energię elektryczną w gospodarstwach domowych i usługach do 61%, natomiast zmniejszyło w przemyśle – do 36%, sytuacja w transporcie nie zmieniła się i konsumpcja energii elektrycznej w tym sektorze nadal stanowi 3% (wykres 19).

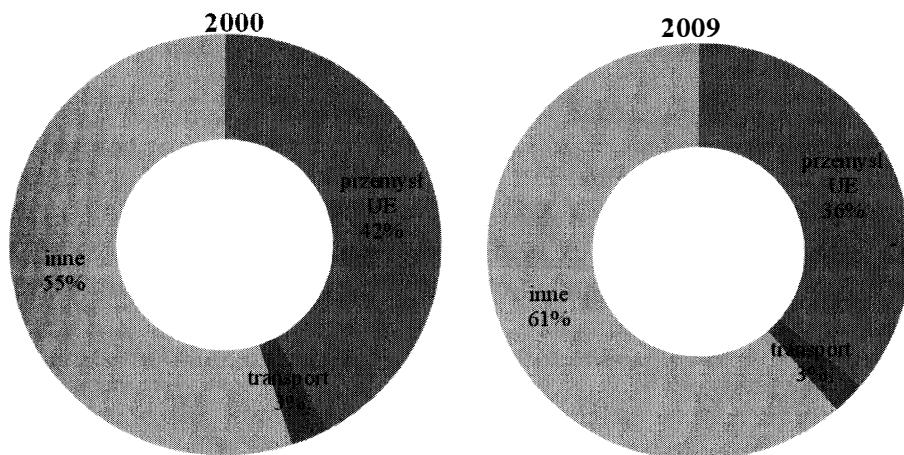
W ciągu ostatnich dziesięciu lat dynamika produkcji energii elektrycznej różnych rodzajów paliwa uległa zmianom, i tak np. wzrasta znaczenie energii wiatrowej jako nowego rodzaju produkcji, w niewielkim stopniu spadła produkcja energii wytwarzanej w elektrowniach wodnych, co wynika z wyczerpania się potencjału rzek i skażenia dużych akwenów. Wzrosło znaczenie elektrowni gazowych, co spowodowane jest wysokim stopniem popytu na ten surowiec, ponieważ produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego jest bardziej ekologiczna od produkcji z węgla czy wody. Przewiduje się, że znaczenie tego rodzaju surowca nadal będzie wzrastać. Obecnie w Unii Europejskiej większość energii elektrycznej wytwarza się w elektrowniach atomowych. Większego tempa nabiera energetyka wiatrowa, ale jej moc jest nadal zbyt mała, by ograniczyć ilość energii produkowanej przez elektrownie atomowe.

Podsumowując, mimo ogólnego wzrostu zarówno produkcji, jak i konsumpcji energii elektrycznej w UE, obserwuje się zmniejszenie udziału UE w światowej produkcji energii elektrycznej. Najbardziej istotną rolę UE odgrywała w wytwarzaniu energii elektrycznej opartej na paliwach jądrowo-

<sup>89</sup> *Final energy consumption of electricity, 1000 toe*, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=ten00097&plugin=1>.

<sup>90</sup> *Consumption of electricity by industry, transport activities and households/services, GWh*, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=ten00094&plugin=1>.

Wykres 19. Konsumpcja energii elektrycznej w gospodarce (w GWh)



Źródło: opracowanie własne na podstawie: *Consumption of electricity by industry, transport activities and households (services), GWh*, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=ten00094&plugin=1>.

wych, chociaż rola ta też zmniejszyła się. Taką sytuację tłumaczy się gwałtownym wzrostem znaczenia odnawialnych źródeł energii, co podyktowane było dążeniem UE do zwiększenia samowystarczalności energetycznej, zmniejszenia energozależności oraz przestrzeganiem zasad zrównoważonego rozwoju, który przewiduje m.in. wzmocnienie ochrony środowiska naturalnego<sup>91</sup>. Gaz ziemny wypełnił lukę, która powstała w wyniku spadku wykorzystania paliw stałych (węgla) i ropy naftowej. O wzroście znaczenia gazu ziemnego jako paliwa do wytwarzania energii elektrycznej zadecydowały jego walory ekologiczne. Elektrownie ciepłe wykorzystujące ropę były jedynym źródłem energii elektrycznej na Cyprze i Malcie, w pozostałych państwach członkowskich elektrownie naftowe nie odgrywały znaczącej roli. Stosunkowo duży udział tych elektrowni był we Włoszech, Grecji i Portugalii, co wynika z bliskości geograficznej głównych rynków ropy naftowej (Bliski Wschód i Afryka Północna) oraz położenia wzdłuż szlaków morskich, którymi ropa naftowa jest transportowana do UE. Bardzo ważne znaczenie w wytwarzaniu energii elektrycznej w UE odegrał sektor jądrowy, głównie we Francji, gdzie paliwa jądrowe są dominującym źródłem wytwarzania energii elektrycznej. Pozycję światowego lidera zapewnia UE wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii.

<sup>91</sup> T. Motowidlak, op. cit., s. 133.





## ROZDZIAŁ II

# USTAWODAWSTWO I POLITYKA ENERGETYCZNA UNII EUROPEJSKIEJ

### 1. Ustawodawstwo i polityka Unii Europejskiej w zakresie dostaw surowców energetycznych i bezpieczeństwa energetycznego

Sektor energetyczny Unii Europejskiej jest wewnętrznie niejednorodny i składa się z kilku oddzielnych części – przemysł węglowy, elektroenergetyka, gazownictwo, obrót ropą naftową, energetyka atomowa i alternatywna, które podlegają odrębnym regulacjom prawnym<sup>1</sup>. Podstawę ustawodawstwa Unii Europejskiej stanowi Traktat o Unii Europejskiej, przyjęty w Maastricht podczas szczytu państw należących do różnych wspólnot polityczno-gospodarczych. Traktat ten był rezultatem wieloletnich wysiłków zmierzających do utworzenia wspólnego obszaru politycznego i gospodarczego państw Europy Zachodniej. Unia Europejska powstała na bazie tworzenia różnych wspólnot na obszarze Europy. Najpierw była to unia trzech najmniejszych państw Europy – Belgii, Holandii i Luksemburga (kraje tworzące Beneluks od stycznia 1948). W 1947 roku utworzono Europejską Organizację Współpracy Gospodarczej (Organization for European Economic Cooperation – OEEC). W kwietniu 1951, na podstawie Traktatu Paryskiego, powstała Europejska Wspólnota Węgla i Stali (European Coal and Steel Community) – w jej skład weszło 6 państw: Francja, Republika Federalna Niemiec, Włochy i państwa Beneluksu. Kolejnym krokiem było podpisanie 25 marca 1957 roku Traktatu Rzymskiego, na mocy którego powstała Europejska Wspólnota Gospodarcza (European Economic Community – EEC). Również na mocy innego traktatu podpisanego w tym sa-

---

<sup>1</sup> T. Młynarski, *Bezpieczeństwo energetyczne w pierwszej dekadzie XXI wieku*, Wydawnictwo Uniwersytetu Jagiellońskiego, 2011, s. 146.

mym dniu w Rzymie powstała Europejska Wspólnota Energii Atomowej (European Atomic Energy Community – Euratom).

Trzy wymienione wspólnoty, które powstały w latach 50. XX wieku połączyły się w jeden organizm, który otrzymał wspólną nazwę – Wspólnota Europejska (European Community EC), a jej głównym osiągnięciem było utworzenie wspólnego rynku wewnętrznego (na podstawie podpisanego w 1986 Jednolitego Aktu Europejskiego).

Unia Europejska w dzisiejszym kształcie powstała w lutym 1992 roku w rezultacie podpisania Traktatu o Unii Europejskiej w Maastricht. Unia składała się z trzech filarów:

- pierwszy stanowiły trzy wspólnoty europejskie – Wspólnota Europejska, Europejska Wspólnota Węgla i Stali (EWWiS)<sup>2</sup>, Euratom;
- drugi, to wspólna polityka zagraniczna i bezpieczeństwa;
- trzeci – sprawy wewnętrzne i wymiar sprawiedliwości.

Traktatem zmieniającym wcześniejsze traktaty ustanawiające stał się Traktat Amsterdamski. W traktacie tym szczególną uwagę poświęcono problemom globalizacji, ochrony środowiska oraz perspektywom rozszerzenia Unii. Traktat Amsterdamski z 2 października 1997 roku wszedł w życie 1 maja 1999. Po nim był Traktat Nicejski z 26 lutego 2001 (faktycznie ustalony na szczycie w grudniu 2000, wszedł w życie 1 lutego 2003). Następnie nieratyfikowany Traktat Konstytucyjny z 29 października 2004 (nie wszedł w życie). Aktualnie podstawę funkcjonowania UE stanowi Traktat Lizboński z 13 grudnia 2007, który po perturbacjach z ratyfikacją wszedł w życie 1 grudnia 2009 (w Polsce, zdaniem niektórych konstytucjonalistów, wszedł w życie 2 grudnia 2009, gdyż z tą datą ukazał się Dziennik Ustaw z tekstem Traktatu). Traktat Lizboński zmienił nazwę Wspólnota Europejska na Unia Europejska. Tym samym Traktat Ustanawiający Wspólnotę Europejską zmienił nazwę na Traktat o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej<sup>3</sup>.

Wymienione traktaty zawierają podstawowe unormowania prawne z zakresu gospodarki energetycznej<sup>4</sup>. Traktat Paryski zapoczątkował współpracę sześciu państw – Francji, Niemiec, Włoch, Belgii, Holandii, Luksemburga w odniesieniu do gospodarki energetycznej. Traktat o utworzeniu Euratomu miał na celu zapewnienie współpracy w zakresie wspólnego

<sup>2</sup> Na mocy art. 1 protokołu C do Traktatu Nicejskiego z 26 lutego 2001 r. cały majątek i zobowiązania EWWiS przeszły z dniem 24 lipca 2002 r. na Wspólnotę Europejską.

<sup>3</sup> Tekst skonsolidowany TUE oraz TFUE, Dz. Urz. UE C 115 z 9 maja 2008 r.

<sup>4</sup> W. Jabłoński, J. Wnuk, *Odnawialne źródła energii w polityce energetycznej Unii Europejskiej i Polski. Efektywne zarządzanie inwestycjami – studia przypadków*, Wyższa Szkoła Zarządzania i Marketingu w Sosnowcu, Sosnowiec 2004, s. 54-55.

rozwoju komercyjnych elektrowni atomowych. Zgodnie z postanowieniami Traktatu z Maastricht polityka energetyczna stanowi element polityki przemysłowej. Na mocy tego traktatu państwa członkowskie współpracują ze sobą w sferze gospodarki energetycznej. Współpraca ta odnosi się do poszczególnych nośników energii – węgla, energii jądrowej (w ramach Euratomu), ropy naftowej, energii elektrycznej i gazu<sup>5</sup>.

Politykę energetyczną Unii Europejskiej można podzielić na cztery okresy: pierwszy – do 1973 roku, drugi – od 1973 do 1988, trzeci – od 1988 do 2000, czwarty – po 2000 roku.

Pierwszy obejmował okres od utworzenia Europejskiej Wspólnoty Węgla i Stali, poprzez rozszerzenie Wspólnoty Europejskiej o Danię, Irlandię i Wielką Brytanię, do momentu poprzedzającego tzw. kryzys energetyczny. Pojawiła się pierwsza analiza rynku energetycznego przygotowana przez Komisję Europejską – „Wskazówki dotyczące wspólnej polityki energetycznej”, w których zawarto diagnozę bilansu energii i jej struktury, ale także sformułowano pewne problemy – m.in. potrzebę oszczędzania energii. To właśnie w tym okresie weszły w życie traktaty ustanawiające Europejską Wspólnotę Węgla i Stali<sup>6</sup> i Europejską Wspólnotę Energii Atomowej (Euratom)<sup>7</sup>, które przewidywały tworzenie wspólnego rynku węgla i stali oraz rynku energii atomowej. Traktaty nie przewidywały utworzenia wspólnej polityki energetycznej, a dotyczyły tylko wybranych aspektów energetyki<sup>8</sup>. W 1968 roku została wydana Dyrektywa 68/414/EWG nakładająca na państwa członkowskie EWG obowiązek utrzymywania minimalnych zapasów surowej ropy naftowej i/lub produktów ropopochodnych, wystarczających na 90 dni średniego dziennego zużycia z roku poprzedniego<sup>9</sup>.

Drugi okres był zapoczątkowany następstwami ekonomicznymi, które spowodowały pierwszy światowy kryzys naftowy w 1973 roku na Bliskim Wschodzie, skutkiem którego dostawy ropy naftowej do państw Wspólnot

<sup>5</sup> Ibidem.

<sup>6</sup> *Traktat Ustanawiający Europejską Wspólnotę Węgla i Stali*, [http://polskawue.gov.pl/files/polska\\_w\\_ue/prawo/traktaty/Traktat\\_EWWiS.pdf](http://polskawue.gov.pl/files/polska_w_ue/prawo/traktaty/Traktat_EWWiS.pdf).

<sup>7</sup> *Wersja skonsolidowana Traktatu Ustanawiającego Europejską Wspólnotę Energii Atomowej*, Dz. Urz. UE C 84/1, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:2010:084:0001:0112:PL:PDF> – 30.3.2010.

<sup>8</sup> T. Z. Leszczyński, *Bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej do 2030 roku*, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa 2009, s. 16.

<sup>9</sup> Dyrektywa Rady z dnia 20 grudnia 1968 r. nakładająca na państwa członkowskie Europejskiej Wspólnoty Gospodarczej obowiązek utrzymywania minimalnych zapasów surowej ropy naftowej i/lub produktów ropopochodnych, Dz.U. UE. L.1968.308.14; Dyrektywa Rady 98/93/WE z dnia 14 grudnia 1998 r. zmieniająca dyrektywę 68/414/EWG nakładającą na państwa członkowskie EWG obowiązek utrzymywania minimalnych zapasów surowej ropy naftowej i/lub produktów ropopochodnych, Dz.U. UE. L.1998.358.100.

Europejskich z większości państw członkowskich OPEC zostały bardzo ograniczone, a jej ceny znacznie wzrosły. W efekcie tego kryzysu nastąpiła potrzeba zmniejszenia zależności poszczególnych państw członkowskich od zewnętrznych dostaw ropy naftowej w przyszłości i istotnej zmiany podejścia do polityki energetycznej. W wyniku takich zmian wydano szereg dyrektyw z zakresu bezpieczeństwa energetycznego, zobowiązujących państwa członkowskie do uzgadniania swoich działań w sektorze energetycznym z Komisją Europejską. Dyrektywa 75/339/EWG<sup>10</sup> zobowiązała producentów energii elektrycznej do stałego utrzymywania zapasów paliw kopalnych w elektrowniach, na poziomie umożliwiającym kontynuację dostaw energii elektrycznej przez przynajmniej 30 dni<sup>11</sup>. Również została przyjęta uchwała w sprawie programu Wspólnot w zakresie racjonalizacji zużycia energii, co dało podstawę do określenia założeń polityki energetycznej w przyszłości.

W 1986 roku został opublikowany Jednolity Akt Europejski (JAE), gdzie w podsekcji „Środowisko naturalne” po raz pierwszy zaznaczono, że jednym z zadań Wspólnoty w dziedzinie środowiska naturalnego są działania na rzecz zapewnienia ostrożnego i racjonalnego wykorzystywania zasobów naturalnych<sup>12</sup>. Do JAE również została dołączona deklaracja, w której określono, iż Wspólnota w swoich działaniach w dziedzinie środowiska naturalnego nie może ingerować w politykę narodową państw członkowskich w sprawie eksploatacji zasobów energetycznych<sup>13</sup>.

Trzeci okres rozpoczął się w maju 1988 roku publikacją Dokumentu roboczego na temat wewnętrznego rynku energetycznego<sup>14</sup> i zapoczątkował prace nad pierwszym zespołem dyrektyw zmierzających do liberalizacji rynku. W dokumencie zostały sformułowane ogólne problemy związane z ustanowieniem jednolitego, bardziej zintegrowanego rynku energetycznego, a także zaakcentowano znaczenie konkurencji<sup>15</sup>. W dokumencie Komisja Europejska wyraziła przekonanie, że konkurencja winna stać się głównym czynnikiem procesu integrowania rynku energetycznego opar-

<sup>10</sup> Council Directive 75/339/EEC of 20 May 1975 obliging the Member States to maintain minimum stocks of fossil fuel at thermal power stations, Dz. Urz. WE L Nr 153/35 z 13.06.1975 r.

<sup>11</sup> Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu, red. A. Dobroczyńska, Warszawa, grudzień 2003, Urząd Regulacji Energetyki, s. 46-47.

<sup>12</sup> Jednolity Akt Europejski, <http://eur-lex.europa.eu/pl/treaties/dat/11986U/word/11986U.doc>, Dz.U. RP 2004 nr 90 poz. 864/5.

<sup>13</sup> Deklaracja w sprawie artykułu 130r Traktatu EWG, s. 27, <http://www.eur-lex.europa.eu/pl/treaties/dat/11986U/word/11986U.doc>.

<sup>14</sup> The Internal Energy Market, Commission Working Document. COM (88) 238 final, 2 May 1988.

<sup>15</sup> Ibidem.

tego na stosowaniu ogólnych zasad prawa Wspólnoty. To właśnie od tego dokumentu rozpoczęła się budowa wewnętrznego rynku energetycznego<sup>16</sup>.

W czerwcu 1990 roku podczas spotkania Rady Europejskiej została wysunięta Koncepcja Europejskiej Wspólnoty Energetycznej. Następnie w grudniu 1991 w Hadze została podpisana Europejska Karta Energetyczna, która jest podstawowym aktem Unii Europejskiej dotyczącym rynku energetycznego, ma charakter deklaracji politycznej i nie wymagała ratyfikacji przez parlamenty narodowe państw członkowskich. Karta przewidywała powstanie konkurencyjnego rynku energii, swobodny wzajemny dostęp do rynków energii państw sygnatariuszy; dostęp do zasobów energetycznych i ich eksploatacji na zasadach handlowych, bez jakiegokolwiek dyskryminacji; ułatwienie dostępu do infrastruktury transportowej energii, co wiąże się z międzynarodowym tranzytem; popieranie dostępu do kapitału, gwarancje prawne dla transferu zysków z prowadzonej działalności, koordynację polityki energetycznej poszczególnych krajów, wzajemny dostęp do danych technicznych i ekonomicznych, indywidualne negocjowanie warunków dochodzenia poszczególnych krajów do zgodności z postanowieniami Karty. W Kartie uzgodniono, że zasada niedyskryminacji prowadzonych działań będzie rozumiana jako najwyższe uprzywilejowanie (KNU)<sup>17</sup>.

W 1992 roku Traktat o Unii Europejskiej ustanowił podstawy prawne jednolitego rynku wewnętrznego, w tym współpracy energetycznej. W ramach ustanawiania lub funkcjonowania rynku wewnętrznego polityka Unii Europejskiej w dziedzinie energetyki ma na celu: zapewnienie funkcjonowania rynku energii; zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w Unii; wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii, jak również rozwoju nowych i odnawialnych form energii; wspieranie wzajemnych połączeń między sieciami energii<sup>18</sup>.

Europejska Karta Energetyczna stanowiła jedynie polityczną deklarację woli, natomiast dokumentem wiążącym dla państw członkowskich Unii Europejskiej jest Traktat Europejskiej Karty Energetycznej, który został podpisany w 1994 roku<sup>19</sup>. Jego celem jest stopniowa liberalizacja handlu

<sup>16</sup> T. Janas, *Zasada dostępu stron trzecich w prawie energetycznym wspólnotowym i w prawie polskim*, Łódź 2001, <http://www.cire.pl/praca/pracedyplomowe/praca2/praca.pdf>.

<sup>17</sup> *Europejska Karta Energetyczna*, <http://archiwum-ukie.polskawue.gov.pl/www/serce.nsf/0/2EE7A696F7A253C1C1256E7E003D98E7?Open&RestrictToCategory=-22.04.2004>.

<sup>18</sup> *Wersje skonsolidowane Traktatu o Unii Europejskiej i Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej*, art. 194 (2010/C 83/01), Dz. Urz. UE C 83/135, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:2010:083:FULL:PL:PDF-30.3.2010>.

<sup>19</sup> Decyzja 98/181/WE, Rady i Komisji z dnia 23 września 1997 r. w sprawie zawarcia przez Wspólnotę Europejską Traktatu w sprawie Karty Energetycznej i Protokołu do Karty Energetycznej, w sprawie efektywności energetycznej i związanych z nią aspektów środowiskowych (Dz. Urz. WE L nr 98/69/1 z dnia 9 marca 1998 r.); Uchwała końcowa Konferencji

międzynarodowego, stworzenie otwartego, konkurencyjnego rynku, a także swobodny przepływ surowców i produktów energetycznych. Zgodnie z postanowieniami traktatu obrót surowcami i produktami energetycznymi pomiędzy poszczególnymi państwami powinien odpowiadać postanowieniom Układu Ogólnego (GATT). Postanowienia te odnoszą się również do państw niebędących stronami GATT. Uczestnicy GATT zachowują suwerenne prawo do zasobów naturalnych. Jednocześnie zobowiązują się do ułatwiania dostępu do zasobów energetycznych, bez dyskryminacji w zakresie ich poszukiwań i pozyskania. Traktat Europejskiej Karty Energetycznej ustanawia ramy prawne dla rozwijania długofalowej współpracy w dziedzinie energii, opartej na wzajemnych korzyściach i uzupełnianiu się, zgodnie z celami i zasadami karty<sup>20</sup>. Do traktatu oprócz państw Wspólnoty przystąpiły kraje Europy Środkowo-Wschodniej, w tym Polska. Dokument promuje współpracę energetyczną opartą na zasadach rynkowych, w tym swobodny handel i tranzyt surowców energetycznych, równość inwestorów krajowych i zagranicznych oraz bezpieczeństwo dostaw surowców i pokojowe rozwiązywanie sporów<sup>21</sup>.

Priorytetowy charakter w przepisach Traktatu Karty Energetycznej (TKE) nadano sprawie tranzytu nośników energii (art. 7 TKE). Sygnatariusze traktatu uzgodnili, że zobowiążą się do podejmowania niezbędnych środków ułatwiających tranzyt materiałów i produktów energetycznych zgodnie z zasadami swobody, bez względu na pochodzenie, przeznaczenie i prawo własności. Celem protokołu jest przede wszystkim „zapewnienie bezpiecznego, nie przerywanego i nie utrudniającego” tranzytu nośników energetycznych. Strony zobowiązują się również do popierania przejrzystego oraz niedyskryminującego dostępu i wykorzystania wolnych mocy przesyłowych, będą efektywnie wykorzystywać urządzenia do transportu energii używanej w tranzycie, dbać o rozbudowę infrastruktury tranzytowej, minimalizować szkodliwe wpływy tranzytu na środowisko naturalne oraz popierać efektywne rozstrzygnięcie sporów związanych z tranzytem.

W latach 1995-1997 Komisja Europejska wydała Białą Księgę i Zieloną Księgę. Biała Księga z grudnia 1995 roku dotyczy polityki energetycznej UE<sup>22</sup>. Stanowi ona szczegółowy zbiór przepisów w zakresie polityki energetycznej, m.in. są to: nieustanny rozwój sektora energetycznego zgodnie z ochroną

---

Europejskiej Karty Energetycznej; White Paper. An Energy Policy for the European Union, Brussels 13.12, 1995, COM (95) 682 final. Dla turkmeńskiego gazu.

<sup>20</sup> *Traktat Karty Energetycznej*, <http://www.cire.pl/prawo/TRAKTE2.pdf>.

<sup>21</sup> T. Leszczyński, op. cit., s. 15.

<sup>22</sup> *White Paper: An Energy Policy for the European Union*, COM(95) 682, grudzień 1995, [http://europa.eu/documentation/official-docs/white-papers/pdf/energy\\_white\\_paper\\_com\\_95\\_682.pdf](http://europa.eu/documentation/official-docs/white-papers/pdf/energy_white_paper_com_95_682.pdf).



środowiska, dbałość o ochronę interesów konsumentów oraz bezpieczeństwo dostaw energii. Biała Księga zasługuje na szczególną uwagę, ponieważ określa ramy polityki energetycznej Unii Europejskiej.

Jedenaście miesięcy później, w listopadzie 1996 roku, Komisja Europejska w ramach serii Zielona Księga<sup>23</sup> opublikowała komunikat pn. „Energia dla przyszłości: odnawialne źródła energii – Zielona Księga dla Wspólnotowej Strategii”<sup>24</sup>. Zielona Księga, zatwierdzona 20 listopada 1996 roku<sup>25</sup>, formułuje zasady polityki energetycznej w odniesieniu do odnawialnych źródeł energii. Przedstawia ogólną sytuację Unii Europejskiej w zakresie odnawialnych źródeł energii. Aktywny rozwój tych źródeł wynika z następujących przesłanek: redukcja emisji tlenków węgla z sektora energetycznego, zmniejszenie importu energii, tworzenie nowych miejsc pracy, rozwój regionalny, mający na celu osiągnięcie większej społecznej i ekonomicznej spójności pomiędzy poszczególnymi regionami Unii Europejskiej, możliwości inwestowania państw Unii Europejskiej w związku z rozwojem odnawialnych źródeł energii w państwach trzecich, zwłaszcza w Azji i Afryce, ogólnie przychylny stosunek do rozwoju odnawialnych źródeł energii, głównie ze względu na środowisko.

W 1997 roku ukazała się kolejna Biała Księga pn. „Energia dla przyszłości: odnawialne źródła energii”<sup>26</sup>. Księga powstała dla podkreślenia konieczności zwiększenia udziału energii odnawialnej w bilansie paliwowo-energetycznym Unii Europejskiej. Według zaleceń Księgi udział odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym państw członkowskich do 2010 roku miał wynosić 12%. Biała Księga jest dokumentem natury politycznej, „podpowiadającym” krajom członkowskim strategię i plan działania oraz uwzględnia zwiększenie udziału energii odnawialnej w bilansie Unii Europejskiej jako jednego z warunków realizacji międzynarodowych zobowiązań w zakresie ochrony klimatu (od Szczytu Ziemi w Rio de Janeiro w czerwcu 1992, po III Konferencję Stron Konwencji Klimatycznej w Kioto w grudniu 1997)<sup>27</sup>.

<sup>23</sup> Komisja Europejska wydaje Zielone Księgi w celu przedstawienia zarysu przyszłego prawodawstwa Unii Europejskiej.

<sup>24</sup> *Communication from the Commission – Energy for the Future: Renewable Sources of Energy – Green Paper for a Community Strategy*, COM(96) 576, listopad 1996.

<sup>25</sup> *Energy for the future: renewable sources of energy. Green paper for a Community strategy*, Brussels, 20.11.1996, COM (96) 576 final.

<sup>26</sup> *Communication from the Commission – Energy for the future: Renewable sources of energy – White Paper for a Community strategy and action plan*, COM(97) 599, listopad 1997.

<sup>27</sup> *Energia dla przyszłości: odnawialne źródła energii*, „Zielone Brygady” nr 10 (112), 15-31 maja 1998 r., <http://www.zb.eco.pl/zb/112/energia.htm>.

Dalszy postęp rozwoju polityki energetycznej Wspólnoty stanowi kolejna wersja Białej Księgi – „Energia dla przyszłości – odnawialne źródła energii” z 1997 roku<sup>28</sup>. Na lata 2003-2006 Komisja Europejska przygotowała program działań Inteligentna Energia – Europa, przyjęty decyzją Parlamentu Europejskiego i Rady 1230/2003/WE z 26 czerwca 2003 roku<sup>29</sup>.

Dalsze regulacje prawne UE na tym etapie wynikają z dyrektyw. Dyrektywa Rady 90/547/EWG, która stworzyła podstawy dla transgranicznego handlu energią elektryczną. Dyrektywa zdefiniowała pojęcie przesyłu energii elektrycznej sieciami wysokich napięć między krajami<sup>30</sup>.

Głównym celem Dyrektywy 91/296/EWG w sprawie przesyłu gazu ziemnego poprzez sieci było umożliwienie powstania systemu, który zwiększyłby bezpieczeństwo ciągłości dostaw i jakości gazu oraz przyczynił się do wzrostu wymiany handlowej (tranzytu gazu) pomiędzy państwami członkowskimi. Te okoliczności miały zachęcić przedsiębiorstwa zaopatrujące państwa członkowskie w gaz do współpracy i opracowania projektów nowych, efektywniejszych sieci i połączeń. Działania takie miały wpłynąć na zmniejszenie kosztów transportu gazu ziemnego<sup>31</sup>. Zgodnie z postanowieniami niniejszej dyrektywy, państwa członkowskie podejmą niezbędne środki w celu ułatwienia na swym terytorium transportu gazu ziemnego poprzez sieci wysokiego ciśnienia, zgodnie z postanowieniami niniejszej dyrektywy<sup>32</sup>.

Dyrektywa 94/22/WE Parlamentu Europejskiego i Rady wprowadza wspólne zasady wydawania i korzystania z autoryzacji do prowadzenia poszukiwań, eksploracji i wydobywania węglowodorów. Dyrektywa zawiera również zasady regulujące traktowanie podmiotów państw trzecich (niebędących członkami Wspólnoty) we Wspólnocie. Głównym celem tego dokumentu jest harmonizacja warunków eksploracji węglowodorów w oparciu o przejrzyste i niedyskryminujące postępowanie w wydawaniu

<sup>28</sup> Biała Księga „Energia dla przyszłości – odnawialne źródła energii”, COM (97) 599, wersja ostateczna.

<sup>29</sup> Decyzja Nr 1230/2003/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. przyjmująca wieloletni program działania w dziedzinie energii: „Inteligentna Energia – Europa” (2003-2006) – tekst mający znaczenie dla EOG, Dz. Urz. UE L 03/176/29 z dnia 15 lipca 2003 r.; T. Sadowski, G. Świdorski, W. Lewandowski, *Dotacje UE na rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce*, s. 14.

<sup>30</sup> Dyrektywa Rady Nr 90/547/EWG z dnia 29.10.1990 r. w sprawie przesyłania energii elektrycznej przez sieci wysokiego napięcia, Dz. Urz. UE L 90/313/30 z 13 listopada 1990 r.

<sup>31</sup> Dyrektywa Rady Nr 91/296/EWG z dnia 31 maja 1991 r. w sprawie przesyłu gazu ziemnego poprzez sieci, Dz. Urz. UE L Nr 91/147/37 z dnia 12 czerwca 1991 r.

<sup>32</sup> Dyrektywa Rady z dnia 31 maja 1991 r. dotycząca przesyłu gazu ziemnego poprzez sieci, 91/296/EWG, OJ L 147, 12.6.1991, p. 37-40.

koncesji<sup>33</sup>. Wspólnota, jeśli chodzi o zasoby węgłowodórów, jest w dużym stopniu uzależniona od przywozu. Państwa członkowskie są suwerenne i mają suwerenne prawa do złóż węgłowodórów na ich terytoriach i zachowują prawo do ustalania w obrębie ich terytoriów obszarów, które mogą być dostępne dla prowadzenia działań związanych z poszukiwaniem, badaniem i produkcją węgłowodórów. Wspólnota jest sygnatariuszem Konwencji Narodów Zjednoczonych o Prawie Morza<sup>34</sup>.

W połowie lat 90. XX wieku przyjęty został na wniosek Komisji tzw. pierwszy pakiet energetyczny, składający się z dyrektyw dotyczących rynku gazu (1996)<sup>35</sup> i elektryczności (1998)<sup>36</sup>, otwierający jednak tylko drogę do wolnej konkurencji<sup>37</sup>. Oba akty prawne wymagały, aby państwa członkowskie stopniowo liberalizowały określone segmenty krajowych rynków energii.

Dyrektywa 96/92/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z 19 grudnia 1996 roku, „elektryczna” – określała wspólne zasady funkcjonowania wewnętrznego rynku energii elektrycznej; ustanawiała wspólne zasady wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej, określa zasady dotyczące organizacji i działania sektora elektroenergetycznego, dostępu do rynku. Nakładała też obowiązek na właścicieli operatorów sieci elektroenergetycznych umożliwiania swobodnego dostępu do sieci innym podmiotom<sup>38</sup>. W 1996 roku została wydana Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady Nr 96/92/WE, dotycząca wspólnych zasad dla rynku wewnętrznego energii elektrycznej<sup>39</sup>. Dyrektywa elektryczna ustanowiła wspólne zasady wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej, a także ustaliła zasady dotyczące organizacji i działania sektora energetycznego oraz dostępu do rynku.

<sup>33</sup> Dyrektywa Nr 94/22/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 30.05.1994 r. o warunkach udzielania i wykorzystywania zezwoleń na poszukiwanie, badanie i produkcję węgłowodórów, Dz. Urz. UE L Nr 94/164/3 z 30 czerwca 1994 r.

<sup>34</sup> Ibidem.

<sup>35</sup> Dyrektywa Nr 96/92WE z dnia 19.12.1996 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej, Dz. Urz. UE L Nr 97/27/20 z 30 stycznia 1997 r.

<sup>36</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 98/30/WE z dnia 22 czerwca 1998 r. dotycząca wspólnych zasad w odniesieniu do rynku wewnętrznego gazu ziemnego, Dz. Urz. UE L 98/204/1 z dnia 21 lipca 1998 r.

<sup>37</sup> P. Buras, *Między Europeizacją a Gazpromem. Niemcy, Rosja i bezpieczeństwo energetyczne, styczeń-sierpień 2008*, Centrum stosunków międzynarodowych, [http://csm.org.pl/fileadmin/files/Biblioteka\\_CSM/Raporty\\_i\\_analizy/2008/Piotr%20Buras\\_Mi%20C4%99dzy%20europeizacja%20C4%85%20a%20Gazpromem.pdf](http://csm.org.pl/fileadmin/files/Biblioteka_CSM/Raporty_i_analizy/2008/Piotr%20Buras_Mi%20C4%99dzy%20europeizacja%20C4%85%20a%20Gazpromem.pdf).

<sup>38</sup> Dyrektywa Nr 96/92WE z dnia 19.12.1996 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej, Dz. Urz. UE L Nr 97/27/20 z 30 stycznia 1997 r.

<sup>39</sup> Dyrektywa 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 19 grudnia 1996 r. dotycząca wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku w sektorze energii elektrycznej, [http://www.cire.pl/prawo/pliki/96\\_92\\_WE.pdf](http://www.cire.pl/prawo/pliki/96_92_WE.pdf).

W zakresie dostępu do sieci elektroenergetycznych przepisy Dyrektywy 96/92 w sprawie jednolitych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej przewidują możliwość wyboru przez poszczególne kraje Unii Europejskiej jednego z dwóch systemów:

1. systemu wyłącznego nabywcy (Single Buyer) albo
2. systemu regulowanego lub negocjowanego dostępu stron trzecich (rTPA lub nTPA)<sup>40</sup>.

Głównym inicjatorem wprowadzenia do dyrektywy zasady wyłącznego nabywcy była Francja. Rząd francuski zdecydowanie sprzeciwił się zasadzie dostępu stron trzecich, mając przede wszystkim na uwadze interes swojego energetycznego potentata, jakim jest Electricite de France<sup>41</sup>.

Dyrektywa 98/30/EC Parlamentu Europejskiego z 22 czerwca 1998 roku, „gazowa” – określała wspólne zasady wewnętrznego rynku gazowego<sup>42</sup>. Ustalała podstawowe przepisy dotyczące transportu, dystrybucji, dostaw i magazynowania gazu ziemnego. W latach 1999-2000, po wejściu w życie obu dyrektyw, rozpoczęła się liberalizacja rynków energii elektrycznej i gazu. Obecnie obie dyrektywy zostały uchylone i zastąpione przez nowe. Jedną z nich ustala wspólne zasady przesyłania, dystrybucji, dostaw i magazynowania gazu ziemnego. Określa przepisy związane z organizacją i funkcjonowaniem sektora gazu ziemnego, włączając w to skroplony gaz ziemny (z ang. LNG), dostęp do rynku, eksploatację systemów oraz przedstawia kryteria i procedury stosowane przy udzielaniu zezwoleń na przesyłanie, dystrybucję, dostawy i magazynowanie gazu ziemnego<sup>43</sup>. Jest to Dyrektywa 98/30/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 1998 roku, dotycząca wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku gazu ziemnego, określająca wspólne zasady odnoszące się do transportu, dystrybucji, dostaw i składowania gazu ziemnego oraz zasady organizacji i działania sektora gazu ziemnego, włączając w to skroplony gaz ziemny (LNG), dostępu do rynku i użytkowania sieci<sup>44</sup>. Głównym celem dokumentów wydanych w tym okresie było wprowadzenie konkurencyjnych zasad na rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego, poprawa efektywności i aktywny rozwój

<sup>40</sup> T. Janas, op. cit., s. 26.

<sup>41</sup> Ibidem.

<sup>42</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 98/30/WE z dnia 22 czerwca 1998 r. dotycząca wspólnych zasad w odniesieniu do rynku wewnętrznego gazu ziemnego, Dz. Urz. UE L 98/204/1 z dnia 21 lipca 1998 r.

<sup>43</sup> Ibidem.

<sup>44</sup> Dyrektywa 98/30/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 19 grudnia 1998 r. dotycząca wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku gazu ziemnego, [http://audytorzy.net/images/akty\\_prawne/ap\\_d\\_09.pdf](http://audytorzy.net/images/akty_prawne/ap_d_09.pdf).

alternatywnych źródeł energii, jednak cel ten nie uzyskał spodziewanych rezultatów.

Czwarty okres to współczesny etap polityki energetycznej, który należy powiązać z postanowieniami szczytu Unii Europejskiej w Lizbonie w marcu 2000 roku. Podczas szczytu został przyjęty program reform gospodarczych i społecznych – Strategia Lizbońska – niezbędnych do sprostania wyzwaniom, jakie stanęły przed Unią Europejską w dobie globalizacji<sup>45</sup>. Pierwotnie Komisja Europejska proponowała w Lizbonie pełną liberalizację i integrację rynku energii do 2004 roku. Wtedy to powstał Drugi Pakiet Energetyczny (2003), który nie przyniósł spodziewanych efektów. Z powodu rozbieżnych interesów poszczególnych państw proponowane terminy wydłużano, długo spierano się, aż doszło do kompromisu (grudzień 2002): 2004 rok przyniósł prawo wyboru dostawcy tzw. odbiorcom biznesowym, pozostali, czyli wszyscy obywatele Unii, mogą z niego skorzystać od 1 lipca 2007 roku. Potwierdzeniem tych uzgodnień, którym patronowała polityka ukierunkowana Strategią Lizbońską, było przyjęcie przez Parlament Europejski i Radę tzw. dyrektyw energetycznych, otwierających kolejny etap zmagania o konkurencyjne rynki energii<sup>46</sup>. Protokół Tranzytowy, w obliczu wzrastającej zależności od importu nośników energii, miałby dla państw UE znaczenie strategiczne. Jego podpisanie byłoby wielkim sukcesem dla UE, zważywszy na fakt, iż Rosja jest już nie tylko producentem i eksporterem gazu, lecz także ważnym państwem tranzytowym dla gazu z Azji Środkowej. W przypadku jego niepodpisania, Komisja Europejska będzie szukać alternatywnych rozwiązań uzyskania dostępu do źródeł z obszaru Morza Kaspijskiego. Na szczególną uwagę zasługuje znaczenie Ukrainy, przez terytorium której przebiega główna sieć tranzytowa turkmeńskiego gazu. Dzięki naciskom ze strony UE Ukraina otrzymała zgodę Rosji na reeksport turkmeńskiego gazu do Europy Zachodniej.

W listopadzie 2000 roku została wydana kolejna Zielona Księga Komisji Europejskiej, zatytułowana „Zielona Księga – Ku europejskiej strategii bezpieczeństwa dostaw energii”<sup>47</sup>. Celem tego dokumentu jest zainicjowanie debaty o bezpieczeństwie energetycznym, które pozostaje nadal istotną kwestią. Księga stanowi reakcję na fakt rosnącego przyszłego uzależnienia energetycznego Europy, wykazuje tak obiektywnie, jak to jest możliwe, że Unia

<sup>45</sup> *Biała Księga 2003 – Polska wobec strategii lizbońskiej*, Polskie Forum Strategii Lizbońskiej, Gdańsk – Warszawa 2003, s. 8.

<sup>46</sup> Dz.U. L 176 z 15.7.2003, s. 37-56, 57-78.

<sup>47</sup> *Green Paper – Towards a European strategy for the security of energy supply*, COM(2000) 769, listopad 2000, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:52000DC0769:EN:HTML>.

Europejska ma ograniczony wpływ na dostawy energii. Podejmowane wysiłki na rzecz promowania odnawialnych źródeł energii będą tylko nieznacznie wpływać na rosnące zapotrzebowanie i podkreśla, że konwencjonalne źródła energii jeszcze długo będą niezastąpione. Poza tym, w dokumencie zaznacza się, że należy skoncentrować wysiłki na reorientacji zapotrzebowania na energię, z poszanowaniem zobowiązań podjętych w protokole z Kioto i z uwzględnieniem bezpieczeństwa dostaw<sup>48</sup>. Zielona Księga akcentują trzy główne zagadnienia, które wyraźnie sygnalizują, że, po pierwsze, zależność UE od zewnętrznych źródeł energii mimo wszystko będzie wzrastać i w 2030 roku osiągnie 70%; po drugie, Unia Europejska ma ograniczony zakres wpływania na warunki zaopatrzenia w energię i może apelować jedynie do oszczędności energii w budynkach i w sektorze transportu; po trzecie, Unia Europejska nie jest w stanie reagować na zmiany klimatu i wykonać swoich zobowiązań wynikających z protokołu z Kioto<sup>49</sup>.

Dlatego na szczególną uwagę zasługuje Protokół Tranzytowy do Traktatu Karty Energetycznej, nad którym prace zostały rozpoczęte jeszcze w 2000 roku i prowadzone są w ramach utworzonej w 1998 grupy ds. tranzytu. Pierwsze spotkania grupy pokazały, że każda ze stron, a szczególnie Rosja, będą dążyć do zabezpieczenia swoich interesów narodowych dotyczących warunków zawierania umów i taryf tranzytowych, oraz dostępu do sieci tranzytowych.

Szczegółowe dyrektywy z tego okresu odnoszą się do energii elektrycznej, przejrzystości cen, przesyłu gazu i prądu elektrycznego, ropy naftowej, gotowości reagowania w sytuacjach kryzysowych, energii jądrowej, efektywności wykorzystania energii i zasad ochrony środowiska<sup>50</sup>.

Drugi pakiet energetyczny, przyjęty w 2003 roku, znacznie pogłębiał zakres liberalizacji rynków państw członkowskich UE. Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady została przyjęta dnia 26 czerwca 2003 i dotyczyła wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej; uchylała Dyrektywę 96/92/WE. Dyrektywa określiła jednolite zasady wewnętrznego rynku energii oraz kwestie usług przesyłowych energii elektrycznej w obrocie międzynarodowym<sup>51</sup>. Natomiast Dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 dotyczy wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchyla Dy-

<sup>48</sup> *Green Paper – Towards a European strategy for the security of energy supply* /\*, COM/2000/0769 final \*/ , <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:52000DC0769:EN:HTML>.

<sup>49</sup> Ibidem.

<sup>50</sup> W. Jabłoński, J. Wnuk, op. cit., s. 60.

<sup>51</sup> Dz.U. L 176 z 15.7.2003, s. 37-56.



rektywę 98/30/WE. Dyrektywa ta wprowadziła definicję operatora systemu przesyłowego w celu podkreślenia przejrzystości działania na rynku. Według dokumentu operator systemu przesyłowego nie może być jednocześnie właścicielem gazu, poza tym dyrektywa zobowiązała właściciela gazociągu do transportowania surowca każdej spółki gazowej, która zwróci się do niego z taką propozycją<sup>52</sup>.

26 kwietnia 2004 roku Rada przyjęła Dyrektywę 2004/67/WE dotyczącą środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego<sup>53</sup>. Ustala ona środki mające na celu zapewnienie adekwatnego poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu. Środki te przyczynią się także do prawidłowego funkcjonowania wewnętrznego rynku gazu. Ustala wspólne ramy, w których państwa członkowskie winny zdefiniować ogólne, przejrzyste i niedyskryminujące zasady polityki bezpieczeństwa dostaw, zgodne z wymaganiami opartego na zasadach konkurencji wewnętrznego europejskiego rynku gazu; precyzuje rolę i zakres odpowiedzialności różnych podmiotów rynkowych oraz wprowadza szczegółowe, niedyskryminujące procedury zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu<sup>54</sup>.

Państwa członkowskie, w procesie ustanawiania swojej własnej ogólnej polityki w odniesieniu do zapewnienia adekwatnych poziomów bezpieczeństwa dostaw gazu, określają rolę i zakres odpowiedzialności poszczególnych podmiotów działających na rynku w realizacji tej polityki oraz precyzują adekwatne minimalne standardy bezpieczeństwa dostaw, które podmioty działające na rynku gazu danego państwa członkowskiego muszą zachowywać. Standardy te są publikowane. Państwa członkowskie UE gwarantują, że dostawy do odbiorców będących gospodarstwami domowymi na ich właściwych terytoriach będą chronione w odpowiednim zakresie, przynajmniej w przypadkach:

- a) częściowego zaburzenia krajowych dostaw gazu ziemnego, biorąc pod uwagę sytuację wewnętrzną kraju;
- b) ekstremalnie niskich temperatur w trakcie określonego dla kraju okresu szczytowego popytu;

<sup>52</sup> Ibidem, s. 57-78.

<sup>53</sup> Dyrektywa Rady 2004/67/WE z dnia 26 kwietnia 2004 r. dotycząca środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego – tekst mający znaczenie dla EOG, Dz.U. L 127 z 29.4.2004, s. 92-96. Po wejściu w życie Traktatu Nicejskiego, tj. od 1 lutego 2003, Dziennik Urzędowy Wspólnot Europejskich zmienił nazwę na Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej. W pracy używa się jednolitej nazwy skróconej: Dz. Urz. UE, niezależnie od daty wydania Dziennika.

<sup>54</sup> Ibidem.

- c) okresów nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz podczas najzimniejszych okresów zimowych, pojawiających się statystycznie co dwadzieścia lat.

28 września 2005 roku weszło w życie Rozporządzenie (WE) 1775/2005 Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego. Celem tego rozporządzenia jest ustanowienie zasad dotyczących niedyskryminujących warunków dostępu do systemów przesyłowych gazu ziemnego, z uwzględnieniem specyfiki rynków krajowych i regionalnych, dla zapewnienia właściwego funkcjonowania wewnętrznego rynku gazu ziemnego. Główną intencją dokumentu jest ustalenie zharmonizowanych zasad dotyczących taryf za dostęp do sieci lub metodologii ich obliczania, stworzenie warunków do prowadzenia usług związanych z dostępem stron trzecich i ustalenie zharmonizowanych zasad dotyczących alokacji zdolności przesyłowej i zarządzania ograniczeniami w przesyłach, określenie wymogów zachowania przejrzystości, ustalenie zasad bilansowania i opłat za niezbilansowanie oraz ułatwienie handlu zdolnościami przesyłowymi<sup>55</sup>.

Dyrektywy w sektorze energetycznym, które zostały wydane później stworzyły jednolite ramy prawne funkcjonowania europejskiego rynku energii, jednak nie doprowadziło to do powstania wspólnego rynku energii. W rzeczywistości tylko firmy energetyczne uzyskały możliwość oferowania swoich usług na obszarze całej UE, jednak korzystanie z zasad wolnej konkurencji jest niemożliwe z powodu braku połączeń infrastrukturalnych pomiędzy narodowymi sieciami przesyłowymi gazu i energii elektrycznej<sup>56</sup>.

W latach 2005-2006 Komisja Europejska wydała dwa dokumenty z serii Zielona Księga, zatytułowane: „Zielona Księga w sprawie racjonalizacji zużycia energii, czyli jak uzyskać więcej mniejszym nakładem środków” (2005) oraz „Europejska strategia na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii” (2006)<sup>57</sup>. Zielona Księga z 2005 roku sygnalizuje na podstawie przeprowadzonych analiz, że UE mogłaby w uzasadniony ekonomicznie sposób obniżyć obecne zużycie energii o co najmniej 20% poprzez zwiększenie inwestowania w energooszczędne urządzenia i usługi energetyczne, któ-

<sup>55</sup> Rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 28 września 2005 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego – tekst mający znaczenie dla EOG, Dz.U. L 289 z 3.11.2005, s. 1-13.

<sup>56</sup> T. Młynarski, op. cit., s. 147.

<sup>57</sup> *Zielona Księga w sprawie racjonalizacji zużycia energii, czyli jak uzyskać więcej mniejszym nakładem środków*, COM (2005) 265, czerwiec 2005, [http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/pl/com/2005/com2005\\_0265pl01.pdf](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/pl/com/2005/com2005_0265pl01.pdf); *Zielona Księga – Europejska strategia na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii*, COM (2006) 105, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2006:0105:FIN:pl:PDF> – marzec 2006.

re są jednocześnie uzasadnione ekonomicznie, czyli przynoszą oszczędności netto, czyli po uwzględnieniu niezbędnych nakładów inwestycyjnych. Skuteczna polityka w zakresie racjonalizacji zużycia energii może zatem znacząco przyczynić się do poprawy konkurencyjności i zatrudnienia w Europie, które stanowią główne cele Strategii Lizbońskiej. Taka polityka jest dowodem kontynuacji starań na rzecz propagowania odnawialnych jej źródeł i należy do priorytetów, które po raz pierwszy przedstawiono w Zielonej Księdze z 2000 roku, zatytułowanej „W kierunku europejskiej strategii na rzecz zabezpieczenia dostaw energii”. Oszczędność energii stanowi bez wątpienia najszybszy, najskuteczniejszy i najbardziej opłacalny sposób ograniczania emisji gazów cieplarnianych oraz poprawy jakości powietrza, szczególnie na terenach gęsto zaludnionych; pomoże również państwom członkowskim w realizacji ich zobowiązań w ramach protokołu z Kioto. Podjęcie rzeczywistych działań na rzecz najpierw zatrzymania wzrostu zapotrzebowania energetycznego UE na poziomie 2005 roku, a następnie jego ograniczenia, stanowiłoby znaczący wkład w opracowanie spójnej i zrównoważonej polityki na rzecz wspierania bezpieczeństwa dostaw energii dla Unii Europejskiej. W Zielonej Księdze z 2005 roku podjęto próbę zidentyfikowania przeszkód uniemożliwiających wprowadzenie tych ekonomicznie uzasadnionych oszczędności oraz wskazania sposobów usunięcia tych przeszkód. Aby ożywić debatę Komisja Europejska rozszerzyła przedstawione w Zielonej Księdze z 2000 roku ogólne kwestie z 12 do 25, które dotyczą głównie oszczędności energii, ochrony środowiska, tworzenia miejsc pracy oraz ograniczenia importu ropy naftowej i gazu, żeby później opracować ramy działania oraz praktyczne i wykonalne propozycje, za którymi pójdą realne zmiany<sup>58</sup>.

W europejskiej strategii na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii, Parlament Europejski wezwał Radę Europejską, by na szczycie wiosną 2007 roku przyjęła plan działania obejmujący co najmniej następujące elementy: radykalną reformę unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (ETS), w celu skłonienia operatorów rynkowych do inwestycji w gospodarkę opartą na niskiej emisji dwutlenku węgla, prowadzącej w efekcie do zmniejszenia tej emisji o 20% do 2020 roku; stymulowania inwestycji w sektor odnawialnych źródeł energii w celu zwiększenia ich udziału w bilansie energetycznym UE do 25% do 2020 roku. Poza tym Parlament Europejski wezwał do wprowadzenia bardziej rygorystycznych przepisów w zakresie: polityki konkurencji oraz pełnego uwolnienia własności sieci energetycznych; wypracowania strategii badawczo-rozwojowej w dziedzinie technologii otrzymywania czystej energii; uzgodnienia współ-

<sup>58</sup> Zielona Księga w sprawie racjonalizacji zużycia energii...

nej strategii w dziedzinie zagranicznej polityki energetycznej oraz pełnego wdrożenia wszystkich obowiązujących przepisów energetycznych UE<sup>59</sup>.

W sektorze ropy naftowej ważne znaczenie ma Dyrektywa Rady 2006/67/WE z dnia 24 lipca 2006 roku, nakładająca na państwa członkowskie obowiązek utrzymywania minimalnych zapasów ropy naftowej lub produktów ropopochodnych w wysokości odpowiadającej 90-dniowej konsumpcji wewnętrznej w poprzednim roku kalendarzowym<sup>60</sup>.

Od lipca 2007, zgodnie z drugim pakietem liberalizacyjnym, w sektorze energii elektrycznej obowiązuje zasada TPA (Dostęp Osób Trzecich). TPA oznacza nałożenie na przedsiębiorstwa sieciowe (czyli takie, których przedmiotem działalności jest przesył i dystrybucja energii elektrycznej) obowiązku udostępnienia sieci na rzecz innych podmiotów i świadczenia, za odpowiednią opłatą, usług przesyłowych, czyli przesyłania swoimi sieciami energii od dostawcy do odbiorcy. Artykuł 17 dyrektywy w sprawie jednolitych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej wskazuje na dwa możliwe modele zasady dostępu do sieci TPA: negocjowany (nTPA - negotiated Third Party Access) i regulowany (rTPA regulated Third Party Access)<sup>61</sup>. Model negocjowany, występujący w praktyce rzadziej niż regulowany dostęp do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, pozostawia umawiającym się stronom swobodę w zakresie ustalania szczegółowych warunków wykonania usługi przesyłowej, w tym także płatności za nią.

W 2007 roku Komisja Europejska wydała komunikat do Rady Europejskiej i Parlamentu Europejskiego zatytułowany „Europejska Polityka Energetyczna”<sup>62</sup>. W dokumencie tym zostały wyszczególnione wyzwania, przed jakimi stoi UE w obszarze bezpieczeństwa energetycznego. Do głównych zagrożeń zaliczono: zmiany klimatu, rosnącą zależność od importu surowców energetycznych i wzrost cen energii, pogłębiającą się wzajemną zależność energetyczną pomiędzy państwami członkowskimi UE<sup>63</sup>.

W dokumencie mowa jest też, że „obecna polityka energetyczna realizowana w UE nie jest odpowiednia z punktu widzenia zrównoważonego rozwoju”. W związku z tym Unia Europejska zobowiązała się podjąć w tej sprawie działania mające na celu zmniejszenie emisji gazów cieplarni-

<sup>59</sup> *Zielona Księga – Europejska strategia...*

<sup>60</sup> Art. 7 ust. 3 pkt (b), Dyrektywa Rady 2006/67/WE z dnia 24 lipca 2006 r., Dz.U. UE L z dnia 8 sierpnia 2006 r., <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2006:217:0008:0015:PL:PDF>.

<sup>61</sup> T. Janas, op. cit., s. 30.

<sup>62</sup> *Komunikat Komisji Europejskiej i Parlamentu Europejskiego. Europejska Polityka Energetyczna*, {SEK(2007) 12}, <http://eur-lex.europa.eu/Notice.do?mode=dbl&lang=de&ihmlang=de&lng1=de,pl&lng2=cs,da,de,el,en,es,et,fi,fr,hu,it,lt,lv,mt,nl,pl,pt,sk,sl,sv&val=441123:cs&page=>

<sup>63</sup> *Ibidem*.

nianych do poziomu, przy którym globalny wzrost temperatury zostanie ograniczony do 2°C ponad poziom sprzed epoki przemysłowej. Poza tym szczególną uwagę należy zwrócić na analizy przedstawione w serii publikacji Zielona Księga, dotyczących energii. Na przykład w Zielonej Księdze z 2000 roku na podstawie badań wskazuje się, że do 2030 roku zależność UE od zewnętrznych dostaw gazu ziemnego wzrośnie do 70%; Zielona Księga z 2005 roku przewiduje zależność do 80%, a ostatnia w tej dziedzinie Zielona Księga z 2006 roku zaznacza, że przewiduje się uzależnienie od importu gazu do 84%, a ropy 93%. Takie prognozy wyraźnie świadczą, że UE coraz bardziej będzie zależna od zewnętrznych dostaw i nie wyklucza się, że kolejna analiza przy uwzględnieniu obecnej sytuacji pokaże stuprocentową zależność większości państw członkowskich.

Taka sytuacja niesie ryzyko polityczne i ekonomiczne, coraz bardziej naraża Unię Europejską na wpływ wahań i wzrost cen na międzynarodowych rynkach energii oraz na konsekwencje wynikające z większej koncentracji zasobów węgłowodorów w rękach zaledwie kilku graczy. Może to mieć potencjalnie znacząco negatywne skutki. Rozwiązaniem problemu jest „zwiększenie inwestycji, zwłaszcza w dziedzinie efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii, co doprowadzi do stworzenia nowych miejsc pracy, jednocześnie zwiększając innowacyjność i wzmacniając gospodarkę opartą na wiedzy w UE”. Unia Europejska jest liderem w dziedzinie technologii pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych i posiada potencjał, by znaleźć się w czołówce szybko rosnącego światowego rynku niskoemisyjnych technologii energetycznych<sup>64</sup>.

W Europejskiej Strategii Energetycznej „europejska polityka energetyczna ma trzy założenia: przeciwdziałanie zmianom klimatycznym, ograniczanie podatności Unii na wpływ czynników zewnętrznych wynikających z zależności od importu węgłowodorów oraz wspieranie zatrudnienia i wzrostu gospodarczego, co zapewni odbiorcom bezpieczeństwo zaopatrzenia w energię po przystępnych cenach”<sup>65</sup>.

Bardzo ważnym działaniem UE jest próba zintegrowania polityki klimatycznej i energetycznej. W 2007 roku Komisja Europejska przedstawiła pakiet energetyczno-klimatyczny (przyjęty na szczycie Unii Europejskiej w 2008), który jest rozwinięciem europejskiej polityki energetycznej<sup>66</sup>. Pakiet klimatyczny to zbiór dyrektyw i rozporządzeń, których celem jest ograniczenie do 2020 roku emisji gazów cieplarnianych o 20%, zwiększenie udziału źródeł odnawialnych w bilansie energetycznym do 20% oraz

<sup>64</sup> Ibidem.

<sup>65</sup> Ibidem.

<sup>66</sup> T. Leszczyński, op. cit., s. 19.



udziału biopaliw do 10%. Cele zawarte w pakiecie potocznie zwane są „3 razy 20 na 2020”<sup>67</sup>. W skład pakietu energetyczno-klimatycznego wchodzi sześć projektów aktów prawnych. Dwa z nich zostały przedstawione przez Komisję Europejską jeszcze w 2007, pozostałe cztery w styczniu 2008 roku<sup>68</sup>. Projekty tych dokumentów dotyczą: promowania energii ze źródeł odnawialnych<sup>69</sup>, norm emisji z samochodów<sup>70</sup>, specyfikacji paliw<sup>71</sup>, wspólnych wysiłków na rzecz redukcji emisji<sup>72</sup>, wychwytywania i składowania dwutlenku węgla<sup>73</sup>, przeglądu europejskiego systemu handlu emisjami<sup>74</sup>.

Wspólna polityka energetyczna nadal pozostaje jednym z najważniejszych priorytetów polityki zagranicznej Unii Europejskiej, a szczególnie po wejściu w życie Traktatu Lizbońskiego<sup>75</sup>. Prognozy zmian w polityce energetycznej Unii Europejskiej w najbliższej przyszłości będą dotyczyć nastę-

<sup>67</sup> PE: *Debata nad pakietem klimatycznym*, <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+IM-PRESS+20081203IPR43669+0+DOC+XML+V0//PL-4.12.2008>.

<sup>68</sup> A. Arcipowska, A. Kassenberg, *UE a pakiet energetyczno-klimatyczny*, <http://dlaklimatu.pl/UE-a-pakiet-energetyczno-klimatyczny-10.03.2009>.

<sup>69</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:pl:PDF>.

<sup>70</sup> *Normy emisji z samochodów, Sprawozdanie G. Sacconi* (PES, IT), <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+IM-PRESS+20081208BKG44004+0+DOC+XML+V0//PL#title4>.

<sup>71</sup> Dokument roboczy dla pracowników Komisji Europejskiej – dokument towarzyszący – wniosek-dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniająca dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do specyfikacji benzyny i olejów napędowych oraz wprowadzająca mechanizm monitorowania i ograniczania emisji gazów cieplarnianych pochodzących z wykorzystania paliw w transporcie drogowym oraz zmieniająca dyrektywę Rady 1999/32/WE w odniesieniu do specyfikacji paliw wykorzystywanych przez statki żeglugi śródlądowej oraz uchylająca dyrektywę 93/12/EWG: *Ocena wpływu z przeglądu dyrektywy ws. jakości paliw. Streszczenie*, {KOM(2007) 18 wersja ostateczna} {SEK(2007) 55} /\* SEC/2007/0056 końcowy\*/, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:52007SC0056:PL:HTML>.

<sup>72</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, Euratom, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0114:0135:PL:PDF>.

<sup>73</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola), wersja przekształcona, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:334:0017:0119:PL:PDF>.

<sup>74</sup> *Reviewing The EU Emissions Trading Scheme (Part II) Priorities For Short-Term Implementation*, [http://www.cire.pl/pdf.php?plik=/pliki/2/Reviewing\\_ETS.pdf](http://www.cire.pl/pdf.php?plik=/pliki/2/Reviewing_ETS.pdf).

<sup>75</sup> Wszedł w życie 1 grudnia 2009 r.



pujących kierunków – zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii, wprowadzenie polityki oszczędzania energii, budowa nowych rurociągów i poszukiwanie alternatywnych szlaków ich dostarczania z regionu Azji Środkowej i Afryki; nie jest wykluczony powrót do energetyki atomowej i węgla.

Podstawowymi dokumentami, w których szczegółowo uwzględniona zostanie polityka energetyczna Unii Europejskiej, są: Traktat Lizboński<sup>76</sup> oraz Strategia Rozwoju Gospodarczego UE 2020<sup>77</sup> (dalej: „UE 2020”), co do których propozycje zostały zebrane na początku 2010 roku. Traktat Lizboński ma ważne znaczenie dla polityki energetycznej i bezpieczeństwa, ma na celu stworzenie możliwości rozwoju wspólnej, solidarnej polityki energetycznej („w duchu solidarności między państwami członkowskimi”) oraz instrumentów zapewniających bezpieczeństwo dostaw i mechanizmów wsparcia rozwoju odnawialnych źródeł energii, a także efektywności energetycznej. W miarę możliwości klauzula bezpieczeństwa energetycznego będzie dołączona do porozumień z państwami eksporterami surowców energetycznych, a także państwami tranzytowymi. W razie podpisania długoterminowych umów niektórych państw Unii Europejskiej z Rosją, wypracowana została wspólna spójna pozycja wszystkich państw członkowskich. Poza tym Traktat Lizboński przewiduje stworzenie mechanizmu reagowania kryzysowego – to znaczy, że zwiększone zostaną sieci transgraniczne pomiędzy państwami oraz rezerwy ropy i gazu, które będą mogły być wykorzystane w przypadku kryzysu energetycznego. Ponieważ kryzys gazowy pomiędzy Rosją a Ukrainą pokazał, że Unia nie była przygotowana do wydarzeń tego typu, państwa UE starają się zabezpieczyć przed podobnymi sytuacjami w przyszłości<sup>78</sup>.

W 2008 roku w ramach drugiego strategicznego przeglądu energetycznego Komisja Europejska zaproponowała reformy, które mają niejako być uzupełnieniem pakietu energetyczno-klimatycznego. UE zobowiązała się do zrealizowania do 2020 roku inicjatywy „20-20-20”, tj. do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych o 20%, zwiększenia udziału energii odnawialnej w całkowitym zużyciu energii do 20% (obecnie udział ten wynosi 8,5%) oraz zwiększenia efektywności energetycznej o 20%. Działania te obejmują wzmocnienie bezpieczeństwa dostaw energii poprzez stworzenie możliwości wspólnego reagowania w sytuacjach kryzysowych, wsparcie budowy

<sup>76</sup> *Traktat Lizboński*, Dz. Urz. C 306 z 17 grudnia 2007 r.

<sup>77</sup> Buzek: *KE przygotowuje strategię rozwoju gospodarczego „UE 2020”*, [http://www.gospodarka.gazeta.pl/1,33181,7459069,Buzek\\_KE\\_przygotowuje\\_strategie\\_rozwoju\\_gospodarczego.html](http://www.gospodarka.gazeta.pl/1,33181,7459069,Buzek_KE_przygotowuje_strategie_rozwoju_gospodarczego.html).

<sup>78</sup> M. Ruszel, *Kierunki rozwoju polityki energetycznej UE*, [http://www.mojeopinie.pl/kierunki\\_rozwoju\\_polityki\\_energetycznej\\_ue,3,1254263323](http://www.mojeopinie.pl/kierunki_rozwoju_polityki_energetycznej_ue,3,1254263323) – 30.09.2009.

infrastruktury energetycznej oraz lepsze wykorzystanie własnych źródeł energii. Jednak także w 2008 roku, na wniosek Niemiec i Francji, wprowadzono zasadę, że każde państwo członkowskie może decydować o przejmowaniu swoich sieci przesyłowych przez firmy zagraniczne, co osłabia zdolność Unii Europejskiej do ochrony infrastruktury państw członkowskich przed przejęciem przez firmy państw trzecich<sup>79</sup>.

Realizacja celów wspólnotowej inicjatywy „20-20-20” i zagwarantowanie tym samym wszystkim obywatelom UE zaopatrzenia w energię elektryczną i gaz wymagają ponadto wprowadzenia w przyszłych latach i dziesięcioleciach poważnych zmian w wewnętrznej infrastrukturze energetycznej UE. Komisja zaproponowała, aby jako wspólnotowe priorytety zostało przyjętych sześć następujących działań w dziedzinie infrastruktury: opracowanie w 2009 roku planu bałtyckich połączeń międzysieciowych (tzw. ostatnich odizolowanych rynków energii w Europie), obejmujących gaz, energię elektryczną i magazynowanie; zbudowanie południowego korytarza gazowego, którym byłby dostarczany gaz ze źródeł znajdujących się w regionie Morza Kaspijskiego i na Bliskim Wschodzie; rozwój rynku skroplonego gazu ziemnego (LNG) i magazynowanie dostatecznych ilości gazu, ważne dla płynności i dywersyfikacji wspólnotowych rynków gazu; dokończenie budowy śródziemnomorskiego pierścienia energetycznego łączącego Europę z południową częścią regionu Morza Śródziemnego za pomocą wzajemnych połączeń elektrycznych i gazowych; rozwój przebiegających z północy na południe wzajemnych połączeń elektrycznych i gazowych w środkowej i południowo-wschodniej Europie, oparty przede wszystkim na inicjatywie nowego europejskiego systemu przesyłowego (NETS). Taki system miałby na celu wyłonienie wspólnego operatora systemu przesyłu gazu, pierścienia gazowego wspólnoty energetycznej, priorytetowych połączeniach międzysieciowych wskazanych przez radę ministerialną wspólnoty energetycznej w grudniu 2007 roku i paneuropejskim rurociągu naftowym; opracowanie projektu północnomorskiej sieci przesyłowej morskiej energii wiatrowej, która będzie łączyła ze sobą krajowe sieci elektroenergetyczne w północno-zachodniej Europie, i do której będą mogły podłączać się liczne morskie elektrownie wiatrowe planowane w tym rejonie<sup>80</sup>.

<sup>79</sup> Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego oraz Komitetu Regionów, *Drugi strategiczny przegląd sytuacji energetycznej*, Bruksela, dnia 13.11.2008, KOM(2008) 781 wersja ostateczna, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0781:FIN:PL:PDF>; T. Z. Leszczyński, op. cit., s. 19.

<sup>80</sup> Ibidem.

3 marca 2011 roku weszły w życie przepisy tzw. trzeciego pakietu energetycznego. Celem pakietu, na który składają się dwie dyrektywy i trzy rozporządzenia, jest stworzenie w pełni skutecznego i jednolitego europejskiego rynku energii elektrycznej i rynku gazu. Wdrożenie pakietu ma na celu ułatwienie utrzymania cen na możliwie najniższym poziomie oraz poprawienie standardu usług i bezpieczeństwa dostaw oraz przewiduje, że koncerny energetyczne będą musiały oddać sieci przesyłowe, przekazując je niezależnym operatorom<sup>81</sup>. Propozycja Brukseli napotkała na silny opór Niemiec, Francji, Austrii, Bułgarii, Grecji, Łotwy, Luksemburga i Słowacji oraz niestowarzyszonej z UE Rosji. Te kraje uważają, że narzucenie rozdziału jest niezgodne z konstytucją i może mieć negatywne społeczne konsekwencje. Szczególnym wyzwaniem dla rynku energetycznego w UE jest „poważna zależność, jeśli chodzi o bezpieczeństwo dostaw gazu”. Niektóre kraje, jak Słowacja, Finlandia i Bułgaria są w prawie 100% zależne od rosyjskiego gazu. Natomiast 39% dostaw gazu w Niemczech i 26% we Francji pochodzi z Rosji. Zagraniczne przedsiębiorstwa, takie jak Gazprom, kontrolują coraz większą liczbę gazociągów<sup>82</sup>. W nowej dyrektywie przewidywana jest specjalna klauzula (nazwana „klauzulą Gazpromu”), której celem jest zapobieganie masowemu sprzedawaniu strategicznych dla UE udziałów własności i zagwarantowanie takich samych warunków dla wszystkich. Jeśli przedsiębiorstwo będzie chciało zakupić udziały operatora sieci transmisyjnej (przedsiębiorstwa – operatora sieci), niezbędne będzie porozumienie między Brukselą i odpowiednim krajem. Ma to na celu zapewnienie takich samych szans europejskim przedsiębiorstwom. Zasady „rozdziału” będą dotyczyły także zagranicznych przedsiębiorstw<sup>83</sup>.

Sprzeciw wobec wydzielenia działalności przesyłowej (unbundling) zgłosiły także wielkie koncerny – EON, RWE, EDF i GDF<sup>84</sup>. Rozdzielenie własnościowe zostało zaakceptowane przez Komisję Parlamentu Europejskiego jako fundament budowy konkurencyjnego zaopatrywania w elektryczność w Unii Europejskiej. Stwarza to lepsze warunki dla inwestycji i gwarantuje bezpieczeństwo dostaw energii<sup>85</sup>. Pakiet został ostatecznie przyjęty w kwietniu 2009 roku.

<sup>81</sup> *Trzeci pakiet energetyczny*, <http://www.serwisprawa.pl/artykuly,28,2036,trzeci-pakiet-energetyczny>.

<sup>82</sup> *Trzeci pakiet energetyczny: zaopatrzenie w gaz, Energia*, <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+IM-PRESS+20080513STO28753+0+DOC+XML+V0//PL-15.05.2008>.

<sup>83</sup> Ibidem.

<sup>84</sup> T. Młynarski, op. cit., s. 148.

<sup>85</sup> *Rozdzielenie własnościowe na unijnym rynku energii elektrycznej*, <http://www.buzek.pl/node/4463>.

12 listopada 2010 roku zostało opublikowane rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 994/2010 z 20 października 2010 roku w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE<sup>86</sup>. „Jest to kluczowe rozporządzenie. Stanowi ono właściwy krok w kierunku zwiększenia solidarności w dziedzinie bezpieczeństwa energetycznego i dostaw energii. Nowe prawo dotyczące lepszej koordynacji dostaw w całej UE i planów wzajemnych połączeń gazowych pozwoli na lepszą ochronę UE na wypadek kryzysów gazowych. Ponadto umożliwi lepsze zarządzanie kryzysami dostaw gazu w Europie i uniknięcie przerw w dostawach gazu do gospodarstw domowych” – oświadczył J. Buzek, przewodniczący Parlamentu Europejskiego. „(...) W razie «sytuacji nadzwyczajnych na szczeblu Unii» Komisja będzie odpowiedzialna za dopilnowanie sprawnej wymiany informacji, spójności działań krajowych i koordynację z krajami trzecimi (...)”<sup>87</sup>.

Rozporządzenie określa trzy rodzaje sytuacji kryzysowej: „stan wczesnego ostrzeżenia”, „stan alarmowy” i „stan nadzwyczajny”. W sytuacji zagrożenia państwa członkowskie muszą zapewnić transgraniczną dostępność własnej infrastruktury przesyłowej i pojemności magazynowych. W takim przypadku Komisja Europejska będzie musiała ogłosić stan kryzysowy na poziomie UE lub w odniesieniu do danego regionu, gdy zwróci się o to dwa państwa członkowskie, które ogłosiły krajowy stan zagrożenia. Podczas stanu zagrożenia na poziomie UE, Komisja Europejska będzie zapewniać sprawną wymianę informacji, spójność krajowych działań i koordynację z państwami trzecimi<sup>88</sup>.

Podsumowując politykę Unii Europejskiej w dziedzinie energetyki, należy zauważyć, że na pierwszym i drugim etapie jej rozwoju zostały założone podstawy regulujące rozwój europejskiego rynku ropy i gazu oraz energii elektrycznej. Podczas trzeciego i czwartego etapu ustawodawstwo nadal udoskonalało się i zostały wprowadzone bardziej precyzyjne przepisy dotyczące rozwoju rynku energetycznego. Unia Europejska dąży do wypracowania jednolitej polityki państw członkowskich na międzynarodowym rynku energii. Obecnie europejski rynek nie jest jednolity, dominującą pozycję na nim zajmują wielkie koncerny energetyczne, które ograniczają podmiotom trzecim dostęp do rynków krajowych. Spowodowane

<sup>86</sup> *Bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego. Nowe rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady*, [http://www.ure.gov.pl/portal/pl/52/3790/Bezpieczenstwo\\_dostaw\\_gazu\\_ziemnego\\_Nowe\\_rozporzadzenie\\_Parlamentu\\_Europejskiego.html](http://www.ure.gov.pl/portal/pl/52/3790/Bezpieczenstwo_dostaw_gazu_ziemnego_Nowe_rozporzadzenie_Parlamentu_Europejskiego.html).

<sup>87</sup> *Jerzy Buzek o przyjęciu rozporządzenia w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu*, [http://www.europarl.europa.eu/president/view/fr-pl/press/press\\_release/2010/2010-September/press\\_release-2010-September-24.html](http://www.europarl.europa.eu/president/view/fr-pl/press/press_release/2010/2010-September/press_release-2010-September-24.html) – 21.09.2010.

<sup>88</sup> *Bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego. Nowe rozporządzenie...*

jest to przede wszystkim tym, że pozycja państw członkowskich na rynku energetycznym znacznie się różni, jedni (państwa Europy Zachodniej) posiadają bardziej stabilną pozycję dzięki własnym zasobom i rozbudowanej strukturze energetycznej oraz dzięki inwestycjom w sektor energetyczny, inne (przede wszystkim państwa Europy Środkowo-Wschodniej) zajmują nieco słabsze pozycje poprzez wysoki stopień uzależnienia od rosyjskich surowców. Właśnie to „problem rosyjski” stał się w ostatnich latach jednym z najsilniejszych katalizatorów nowego podejścia w europejskiej polityce energetycznej, kładąc nacisk na bezpieczeństwo dostaw i zdolność UE do działania w sprawach energetycznych na arenie międzynarodowej. Centralnym elementem zakończenia liberalizacji rynku energii z perspektywy Komisji Europejskiej jest *unbundling* (rozdzielenie działalności dystrybucyjnej od działalności wytwórczej), który pozwoli UE prowadzić negocjacje z Rosją „jak równy z równym” w dziedzinie dostaw energii<sup>89</sup>.

<sup>89</sup> P. Buras, op. cit., s. 31.

## 2. Programy Unii Europejskiej w zakresie polityki energetycznej

Programy energetyczne Unii Europejskiej są jednym z instrumentów jej polityki energetycznej i są realizowane za pomocą dotacji przeznaczanych przez UE na rozwój energetyki. Ponieważ kwestie energetyczne zajmują ważne miejsce w europejskiej polityce, dofinansowanie na realizację projektów energetycznych można uzyskać głównie z:

- funduszy strukturalnych,
- Europejskiego Banku Inwestycyjnego.

Głównym celem funduszy strukturalnych jest pomoc słabo rozwiniętym regionom UE w rozwiązywaniu problemów gospodarczych poprzez wspieranie restrukturyzacji i modernizacji gospodarek tych państw. Taka polityka powinna zaowocować zwiększeniem spójności ekonomicznej państw UE. Fundusze strukturalne są kierowane przede wszystkim do tych działów gospodarki, które nie są w stanie bez wsparcia finansowego dorównać do średniego poziomu ekonomicznego w UE<sup>90</sup>. Pomoc ta dotyczy przede wszystkim państw Europy Środkowo-Wschodniej – Polski, Czech, Słowacji, Bułgarii, Węgier, Rumunii i innych krajów, które przeżywają okresy stagnacji i kryzysu (Grecja).

Ze środków funduszy strukturalnych programy energetyczne mogą być finansowane na poziomie krajowym i wspólnotowym. Programy krajowe w dziedzinie energetyki są przygotowywane przez państwa członkowskie i po uzgodnieniu z Komisją Europejską realizowane samodzielnie przez dane państwa. Dotacje z tego źródła są wydzielane na programy regionalne.

Programy dotyczące najważniejszych problemów i kwestii istotnych dla UE jako całości są finansowane na poziomie inicjatyw wspólnotowych i działań innowacyjnych. Realizacja programów energetycznych w skali całej UE należy bezpośrednio do kompetencji Komisji Europejskiej.

Europejski Bank Inwestycyjny wspiera projekty w państwach UE oraz inwestuje w przyszłych państwach członkowskich i w krajach partnerskich. Około 90% pożyczek udzielanych jest na realizację programów i projektów

<sup>90</sup> T. Sadowski, G. Świdorski, W. Lewandowski, *Dotacje UE na rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce*, s. 108-109.



realizowanych w UE. W ramach priorytetów EBI są: rozwój transeuropejskich sieci transportowych i energetycznych (TEN) oraz zrównoważony, konkurencyjny i bezpieczny sektor energetyki<sup>91</sup>.

Główne narzędzie finansowe, poprzez które Unia Europejska wspiera działalność badawczą i rozwojową w zakresie prawie wszystkich dyscyplin naukowych stanowią programy ramowe. Program ramowy jest przygotowywany przez Komisję Europejską i zatwierdzany przez Radę Ministrów i Parlament Europejski. Programy ramowe realizowane są od 1984 roku w formie programów 5-letnich. Kolejny program ramowy rozpoczyna się w ostatnim roku poprzedniego programu i kończy w rok po rozpoczęciu kolejnego. Przyjęte okresy funkcjonowania programów ramowych pozwalają na zachowanie ciągłości i wzajemne nakładanie się kolejnych programów<sup>92</sup>. W okresie 1984-2011 zrealizowano 6 programów ramowych, a 7. jest w trakcie realizacji.

W latach 1973-1984 w państwach członkowskich nastąpiło spowolnienie wzrostu gospodarczego. W celu pokonania trudności Wspólnota Europejska powołała Pierwszy Program Ramowy (*1st Framework Programme*), który został zrealizowany w latach 1984-1987. Jego celem było skoordynowanie i koncentracja wspólnotowej działalności badawczej<sup>93</sup>. Budżet programu wynosił 3,27 mld ecu<sup>94</sup> i obejmował następujące obszary badań: promowanie konkurencyjności i rozwoju rolnictwa, technologie informatyczne i komunikacyjne, technologie przemysłowe i materiałowe, energia, nauki przyrodnicze i technologie, transport. To właśnie w tym programie na działania w dziedzinie energii przydzielono najwięcej środków finansowych.

Pierwszy Program Ramowy dostępny był tylko dla beneficjentów z państw Unii Europejskiej. Powodzenie pierwszej edycji programu stało się impulsem do uruchomienia kolejnych<sup>95</sup>.

Drugi Program Ramowy (*2nd Framework Programme*) został zrealizowany w latach 1987-1991 i zmierzał do opracowania technologii przyszłości, zwłaszcza w obszarze technologii informacyjnych i elektroniki oraz technologii materiałowych i przemysłowych. Budżet programu wynosił 5,36 mld ecu, o ponad 2 mld ecu więcej niż program poprzedni. Ponadto został poszerzony w stosunku do Pierwszego Programu Ramowego o ob-

<sup>91</sup> *Europejski Bank Inwestycyjny*, [http://europa.eu/about-eu/institutions-bodies/eib/index\\_pl.htm](http://europa.eu/about-eu/institutions-bodies/eib/index_pl.htm).

<sup>92</sup> *7 Program Ramowy*, [http://www.bpe.ug.edu.pl/?lang=pl&id\\_cat=128](http://www.bpe.ug.edu.pl/?lang=pl&id_cat=128).

<sup>93</sup> *6 Program Ramowy*, <http://www.ietu.katowice.pl/bpk/6pr/>.

<sup>94</sup> Brak danych w euro.

<sup>95</sup> *1 Program Ramowy*, <http://www.cie.gov.pl/www/quest.nsf/0/D1408CF94027EFC1C1256E860027D663?Open&RestrictToCategory=>.

szary priorytetowe z dziedziny ekonomii i polityki socjalnej. Ogółem było 20 obszarów priorytetowych, wśród których główne to: jakość życia i zdrowie, społeczeństwo informacyjne, technologie informatyczne i telekomunikacyjne, środowisko, transport, technologie przemysłowe i materiałowe, energia, biotechnologia, rozwój nauki i technologii<sup>96</sup>.

Trzeci Program Ramowy 1991-1994 (*3rd Framework Programme*) był kontynuacją programów poprzednich, promował szczególnie wymianę pracowników i rozpowszechnianie uzyskanych wyników badań. Jego budżet wynosił 6,6 mld euro<sup>97</sup>.

Czwarty Program Ramowy 1994-1998 (*4th Framework Programme*) obejmował rozwój nauki i techniki w aspekcie potrzeb przemysłu i poprawy warunków życia.

Piąty Program Ramowy (*5th Framework Programme*) został zrealizowany w okresie 1998-2002. Celem programu był rozwój europejskiej społeczności naukowej i wzmocnienie międzynarodowej współpracy między przemysłem, uczelniami i innymi placówkami badawczymi. Całkowity budżet Piątego Programu Ramowego wynosił 13 700 mln euro, z czego 2 125 mln przeznaczono na program Energia, Środowisko i Zrównoważony Rozwój (na rok 2000 – 220,2 mln)<sup>98</sup>. W odróżnieniu od wcześniejszych programów tego typu w Piątym Programie Ramowym duży nacisk położono na wykorzystywanie wyników badań naukowych w rozwiązywaniu problemów dotyczących zdrowia, żywienia, bezpiecznej żywności, środowiska naturalnego, energii, transportu, nowych materiałów, technologii społeczeństwa informacyjnego. Piąty Program Ramowy był bardzo owocny pod względem realizacji działań w dziedzinie energii. Piąty Program Ramowy składał się z siedmiu programów tematycznych. Bardzo ważne znaczenie miał czwarty program tematyczny zatytułowany Energia, Środowisko i Trwały Rozwój. Był podzielony na dwa podprogramy: Środowisko i Zrównoważony Rozwój oraz Energia. Realizacja podprogramu Energia przebiegała zasadniczo wokół dwóch zadań kluczowych: Czystsze Systemy Energetyczne, w tym Odnawialne Źródła Energii, oraz Ekonomiczna i Oszczędna Energia dla Konkurencyjnej Europy<sup>99</sup>.

Podstawowym założeniem Szóstego Programu Ramowego 2002-2006 (*6th Framework Programme*) jest sprzyjanie wykorzystaniu europejskich

<sup>96</sup> Ibidem.

<sup>97</sup> *Vademecum – źródła informacji o UE*, [www.cie.gov.pl/HLP/files.nsf/0/5DD22460CACE3BBCC1256E7B004A02E3/\\$file/vademecum\\_zrodla\\_informacji\\_o\\_UE.pdf](http://www.cie.gov.pl/HLP/files.nsf/0/5DD22460CACE3BBCC1256E7B004A02E3/$file/vademecum_zrodla_informacji_o_UE.pdf).

<sup>98</sup> *Piąty Program Ramowy*, „Zielone Brygady. Pismo Ekologów”, nr 3 (148), 1-15 lutego 2000, <http://zb.eco.pl/publication/piaty-ramowy-program-ue-p227911>.

<sup>99</sup> *Badania, rozwój technologiczny, innowacje*, [http://biblioteka.polskawue.gov.pl/HLP/files.nsf/0/A0AEDA9E0369CE1DC1256FFE004760BC/\\$file/Vademecum3.pdf](http://biblioteka.polskawue.gov.pl/HLP/files.nsf/0/A0AEDA9E0369CE1DC1256FFE004760BC/$file/Vademecum3.pdf).

sieci badawczo-naukowych w celu uczynienia z Unii Europejskiej najbardziej dynamicznej i konkurencyjnej na świecie gospodarki, opartej na wiedzy<sup>100</sup>. Jego celem było dążenie do maksymalnej przydatności badań i zapewnienie możliwości wykorzystania w praktyce ich rezultatów przez jednostki gospodarcze. Docelowym zadaniem programu jest zaś zwiększenie, w skali globalnej, konkurencyjności gospodarki europejskiej, a dzięki temu – zapewnienie trwałego rozwoju gospodarczego państw członkowskich i wzrostu poziomu życia ich społeczeństw. Program skupiał się na technologiach niezbędnych do projektowania i produkcji wysokiej jakości wyrobów oraz do rozwoju ekonomicznych systemów i środków transportu, bezpiecznych i przyjaznych dla środowiska. Wiąże się to ściśle z rozwojem nowych jakościowo materiałów, niezawodnych metod pomiarowych i testujących oraz optymalnego wykorzystania infrastruktury badawczych. W podprogramie Energia, Środowisko Naturalne i Zrównoważony Rozwój, zwrócono szczególną uwagę na rozwój trwałych systemów energetycznych, dostarczających różnorodne, wysokiej jakości i tanie usługi energetyczne oraz redukcję wpływu działalności człowieka na środowisko naturalne. Całkowity budżet 6PR wynosił 17,5 mld euro, czyli ponad 17% więcej niż budżet poprzedniego Piątego Programu Ramowego i stanowił 3,4% budżetu Unii Europejskiej na 2002 rok<sup>101</sup>.

W ramach Szóstego Programu Ramowego określono priorytet 6.1: Zrównoważony system energetyczny. Cele programu to: redukcja emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń, wzrost bezpieczeństwa dostaw energii, wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii, wzrost konkurencyjności gospodarki europejskiej. Podstawowe obszary działań obejmują: rozwój technologii wykorzystania odnawialnych źródeł energii, wzrost efektywności energetycznej, alternatywne paliwa silnikowe, ogniwa paliwowe i ich zastosowanie, użycie wodoru jako nowego nośnika energii, zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> i jego usuwanie<sup>102</sup>.

Siódmy Program Ramowy 2007-2013 (*Competitiveness and Innovation Framework Programme* – CIP) jest w zakresie badań i rozwoju technologicznego największym mechanizmem finansowania i kształtowania badań naukowych na poziomie europejskim. Jest to program siedmioletni (2007-2013), o budżecie wynoszącym prawie 54 mld euro.

7PR jest podstawowym instrumentem realizacji celu strategicznego, jaki wyznaczyła w marcu 2000 roku w Lizbonie Rada Europejska: przekształcenie UE w najbardziej konkurencyjną i dynamiczną, opartą na

<sup>100</sup> 6 program ramowy, <http://www.6pr.pl/images/broszura.pdf>.

<sup>101</sup> Szósty Program Ramowy Unii Europejskiej (FP6), <http://alipro.eurescom.de/page/pl/fp6>.

<sup>102</sup> Badania, rozwój technologiczny, innowacje...

wiedzy, gospodarkę na świecie, zdolną do zapewnienia trwałego wzrostu gospodarczego, stworzenia liczniejszych i lepszych miejsc pracy oraz zagwarantowania większej spójności społecznej.

Główne cele Siódmego Programu Ramowego obejmują:

- wspieranie współpracy ponadnarodowej we wszystkich obszarach badań i rozwoju technologicznego;
- zwiększenie dynamizmu, kreatywności i doskonałości europejskich badań naukowych w pionierskich dziedzinach nauki;
- wzmocnienie potencjału ludzkiego w zakresie badań i technologii poprzez zapewnienie lepszej edukacji i szkoleń, łatwiejszego dostępu do potencjału i infrastruktury badawczej, wzrost uznania dla zawodu naukowca oraz zachęcenie badaczy do mobilności i rozwijania kariery naukowej;
- zintensyfikowanie dialogu między światem nauki i społeczeństwem w Europie w celu zwiększenia społecznego zaufania do nauki;
- wspieranie szerokiego stosowania rezultatów i rozpowszechniania wiedzy uzyskanej w wyniku działalności badawczej, finansowanej ze środków publicznych.

Jednym z priorytetów Siódmego Programu Ramowego jest priorytet Energia. Celem tego priorytetu jest przekształcenie obecnego systemu energetycznego w system bardziej zrównoważony, mniej zależny od paliw importowanych, a w większym stopniu oparty na zróżnicowanych źródłach i nośnikach energii, niepowodujących zanieczyszczeń, w szczególności na odnawialnych źródłach energii. Wspierane są działania w kierunku wzmocnienia efektywności energetycznej, m.in. poprzez racjonalizację zużycia i magazynowania energii. Działania te mają stanowić odpowiedź na pilne wyzwania w zakresie bezpieczeństwa dostaw i zmian klimatu, przy jednoczesnym wzmocnianiu konkurencyjności europejskich przedsiębiorstw. Działania priorytetu obejmują:

- wodór i ogniwa paliwowe – zapewnienie trwałych technologicznych podstaw na rzecz konkurencyjnego przemysłu ogniwo-paliwowy i wodoru w UE;
- wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych – wzrost ogólnej wydajności przetwarzania, efektywności i niezawodności oraz zmniejszenie kosztów produkcji energii elektrycznej z lokalnych odnawialnych źródeł energii, w tym z odpadów;
- produkcja paliw odnawialnych – udoskonalanie i redukcja jednostkowych kosztów paliw stałych, płynnych i gazowych (łącznie z wodorem) otrzymywanych z odnawialnych źródeł energii, w tym z biomasy i odpadów;

- paliwa odnawialne wykorzystywane do ogrzewania i chłodzenia – wzrost wydajności oraz redukcja kosztów aktywnego i pasywnego ogrzewania i chłodzenia wykorzystujących odnawialne źródła energii;
- technologie wychwytywania i składowania CO<sub>2</sub> w celu bezemisyjnego wytwarzania energii – stworzenie wysoce wydajnych i efektywnych pod względem kosztów elektrowni, ciepłowni lub elektrociepłowni o znikomej emisji zanieczyszczeń;
- czyste technologie węglowe – rozwój technologii czystej konwersji energetycznej węgla i innych paliw kopalnych;
- inteligentne sieci energetyczne – wzrost wydajności, bezpieczeństwa, niezawodności i jakości europejskich systemów i sieci elektroenergetycznych;
- efektywność energetyczna i energooszczędność – racjonalne gospodarowanie energią w budownictwie, przemyśle, usługach i transporcie, kogeneracja i poligeneracja;
- wiedza na rzecz polityki energetycznej – rozwój metod i modeli w celu dokonania oceny najważniejszych kwestii gospodarczych i społecznych związanych z technologiami energetycznymi<sup>103</sup>.

Siądmy Program Ramowy na Rzecz Konkurencyjności i Innowacji (CIP) jest instrumentem przygotowanym przez Komisję Europejską, służącym realizacji strategii lizbońskiej. Głównym celem tej strategii jest uczynienie gospodarki europejskiej najbardziej konkurencyjną i dynamiczną gospodarką na świecie, opartą na wiedzy, w której stworzone są przyjazne warunki dla funkcjonowania małych i średnich przedsiębiorstw oraz następuje większa zbieżność między państwami członkowskimi. Strategia lizbońska kluczowe znaczenie przypisuje skutecznemu wdrażaniu technologii informacyjnych i komunikacyjnych jako czynników mających bezpośredni wpływ na wzrost gospodarczy, konkurencyjność gospodarki i, w efekcie, wzrost zatrudnienia. Program CIP, którego istotą są małe i średnie przedsiębiorstwa, przewiduje działania wspierające innowacyjność (włącznie z ekoinnowacjami), poprawę dostępu do finansowania oraz usprawnienie świadczenia usług okołobiznesowych w regionach.

Program ramowy składa się z następujących programów szczegółowych:

- Programu na Rzecz Przedsiębiorczości i Innowacji – obejmującego działania na rzecz przedsiębiorczości małych i średnich przedsiębiorców, konkurencyjności i innowacji;

<sup>103</sup> 7 Program Ramowy Badań i Rozwoju Technologicznego, [http://www.funduszedlaenergetyki.pl/2,1,7\\_program\\_ramowy\\_badan\\_i\\_rozwoju\\_echnologicznego.html](http://www.funduszedlaenergetyki.pl/2,1,7_program_ramowy_badan_i_rozwoju_echnologicznego.html).

- Programu na Rzecz Wspierania Polityki w zakresie Technologii Informacyjnych i Komunikacyjnych – mającego na celu szybkie wdrożenie technologii informacyjnych i komunikacyjnych, a także pobudzenie innowacji poprzez zwiększenie zakresu stosowanych technologii;
- Programu Inteligentna Energia dla Europy – obejmującego działania zmierzające do poprawy efektywności energetycznej oraz racjonalnego wykorzystania zasobów energetycznych, promowania nowych i odnawialnych źródeł energii oraz wspierania dywersyfikacji jej źródeł.

Dla każdego z tych programów przygotowany jest oddzielny roczny plan pracy, którym zarządza Komisja Europejska przy pomocy agencji wykonawczych<sup>104</sup>.

7PR składa się z trzech programów szczegółowych, uzupełnionych o program szczegółowy obejmujący badania nuklearne (Euratom) i działania Wspólnotowego Centrum Badawczego (JRC).

Program szczegółowy w dziedzinie Energia w ramach 7PR obejmuje trzy podprogramy szczegółowe:

SAVE – promujący efektywność energetyczną oraz racjonalne wykorzystanie zasobów energetycznych,

ALTENER – promujący nowe i odnawialne źródła energii oraz wspierający różnorodność energetyczną,

STEER – promujący efektywność energetyczną oraz zastosowanie nowych i odnawialnych źródeł energii w transporcie.

Do najważniejszych celów operacyjnych nowego programu należą:

- dostarczanie elementów niezbędnych do poprawy zrównoważonego rozwoju, rozwijanie potencjału miast i regionów, jak również opracowywanie dokumentów legislacyjnych wymaganych do osiągnięcia wyznaczonych celów strategicznych; tworzenie środków i instrumentów służących realizacji czynności następczych, monitorowania i oceny wpływu środków przyjętych przez Wspólnotę i poszczególne państwa członkowskie w obszarach, których dotyczy program;

<sup>104</sup> Program Ramowy na Rzecz Konkurencyjności i Innowacji na lata 2007-2013 (*Competitiveness and Innovation Framework Programme – CIP*), [http://www.funduszedlaenergetyki.pl/2,1,program\\_ramowy\\_na\\_rzecz\\_innowacji.html](http://www.funduszedlaenergetyki.pl/2,1,program_ramowy_na_rzecz_innowacji.html).



- wzmacnianie we wszystkich państwach członkowskich inwestycji w nowe i najbardziej skuteczne technologie w dziedzinie efektywności energetycznej, w odnawialne źródła energii oraz zróżnicowanie energetyczne (w tym w transporcie) poprzez zapełnienie luki pomiędzy udanymi prezentacjami technologii innowacyjnych a ich rzeczywistym wprowadzeniem na rynek na szeroką skalę,
- usuwanie niezwiązanych z technologią przeszkód na drodze do tworzenia inteligentnych wzorców produkcji i zużycia energii poprzez: promowanie, podnoszenie świadomości na poziomie lokalnym i regionalnym, zwłaszcza w ramach systemu edukacyjnego; wspieranie wymiany specjalistycznej wiedzy oraz doświadczenia wśród głównych zaangażowanych podmiotów, a także na poziomie ogólnym, wśród przedsiębiorstw i obywateli; stosowanie dobrych praktyk i najlepszych dostępnych technologii, w szczególności poprzez promowanie na poziomie Wspólnoty<sup>105</sup>.

W celu realizacji wspólnej polityki energetycznej Unia Europejska uruchomiła programy wspierające sektor energetyczny. W ramach Piątego Programu Ramowego, jak już wcześniej wspomniano, został uruchomiony program tematyczny Energia, w ramach którego, w latach 1998-2002, zrealizowano szereg programów:

- *Program Altener* – celem którego była promocja odnawialnych źródeł energii,
- *Program Save* – dotyczący redukcji emisji CO<sub>2</sub> poprzez promocję racjonalnego zużycia energii,
- *Program Synergy* – przewidywał realizację dwóch celów – zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii oraz realizację postanowień zawartych w protokole z Kioto,
- *Program Carnot* – promował czyste i efektywne technologie oparte na paliwach stałych w przemyśle,
- *Program Sure* – był skierowany na działania w sektorze energetyki jądrowej,
- *Program Etap* – to program studiów, analiz i prognoz dotyczących sektora energetycznego<sup>106</sup>.

<sup>105</sup> *Program Ramowy na Rzecz Konkurencyjności i Innowacji*, [http://www.kape.gov.pl/PL/Programy/Programy\\_UniiEuropejskiej/IE/program\\_ramowy\\_na\\_rzecz\\_konkurencyjnosci\\_i\\_innowacji.html](http://www.kape.gov.pl/PL/Programy/Programy_UniiEuropejskiej/IE/program_ramowy_na_rzecz_konkurencyjnosci_i_innowacji.html).

<sup>106</sup> T. Skoczkowski, *Strategiczne aspekty racjonalnej gospodarki energią i środowiskiem – polityka efektywności energetycznej w Unii Europejskiej i Polsce*, <http://www.kape.gov.pl/PL/Dzialalnosc/PolitykaEnergetyczna/a.html>.

ALTENER – program Wspólnot Europejskich w zakresie wspierania źródeł energii odnawialnej – został zainaugurowany w 1993 roku. W 1997 Komisja Europejska podjęła decyzję o kontynuowaniu tego programu, a w 1998 zainaugurowano program ALTENER II, który zastąpił ALTENER I (zakończony 31 grudnia 1997). Głównym celem programu ALTENER było zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> poprzez zwiększenie udziału energii odnawialnej na rynku energii. Obejmował on finansowe instrumenty wspierające takie źródła energii, jak: małe elektrownie wodne, energia wiatru, energia słoneczna, biomasa, paliwa biologiczne, biogaz oraz energia geotermalna. Ponadto program ALTENER wspierał opracowywanie norm i tworzenie infrastruktury energii odnawialnej, finansując: opracowywanie norm i wymagań technicznych, działalność szkoleniowo-informacyjną, sektorowe przedsięwzięcia pilotowe w odniesieniu do paliw biologicznych, miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego, paliwa biologiczne, biogaz, lasy odrostowe o krótkim procesie rotacji<sup>107</sup>. Priorytetami programu ALTENER II były: ograniczenie emisji CO<sub>2</sub>, osiągnięcie do 2010 roku 12% udziału energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych (w całkowitym zużyciu energii) w państwach UE, zmniejszenie zależności od importowanej energii, zapewnienie ochrony zasobów energetycznych, promocja zatrudnienia, wzrostu gospodarczego, spójności społeczno-gospodarczej, jak również lokalnego i regionalnego wzrostu gospodarczego.

Program obejmował następujące działania:

- badania naukowe oraz inne inicjatywy na rzecz rozwoju potencjału odnawialnych źródeł energii;
- akcje pilotowe na rzecz stworzenia i rozszerzenia struktur oraz instrumentów dla rozwoju odnawialnych źródeł energii w planowaniu lokalnym i regionalnym;
- działania informacyjne, edukacyjne i szkoleniowe, akcje umożliwiające zaistnienie na rynku odnawialnych źródeł energii, know-how. Budżet programu w 2001 roku wynosił 17,5 mln euro<sup>108</sup>.

Program SAVE obejmował konkretne działania na rzecz efektywnego wykorzystania energii. Został uruchomiony w 1993 roku przez ramową dyrektywę, która miała na celu ograniczenie emisji CO<sub>2</sub><sup>109</sup>. Podstawowym

<sup>107</sup> W. Jabłoński, J. Wnuk, op. cit., s. 85; T. Sadowski, G. Świdorski, W. Lewandowski, op. cit., s. 223.

<sup>108</sup> T. Sadowski, G. Świdorski, W. Lewandowski, op. cit., s. 223.

<sup>109</sup> Dyrektywa Rady 93/76/EWG z dnia 13 września 1993 r. w celu ograniczenia emisji ditlenku węgla poprzez poprawienie efektywności energetycznej (SAVE), Dz.U. UE L 1993.237.28, uchylona przez Dyrektywę 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76/EWG, Dz.U. UE L 2006.114.64.

założeniem programu było informowanie odbiorców o zużyciu energii w budynkach, przeglądy energetyczne w przemyśle oraz promowanie pożądaných zachowań ze strony użytkowników energii, rachunki ilustrujące rzeczywiste zużycie energii (biling), izolacja cieplna, finansowanie przez trzecią stronę, okresowa kontrola niektórych urządzeń (kotłów, samochodów).

Aktualnie funkcjonuje program SAVE II, którego celem jest promocja racjonalnego zużycia energii w państwach UE. Jego założeniem jest tworzenie środowiska, w którym nastąpi przyspieszenie inwestycji w zakresie efektywnego wykorzystania energii. Program SAVE II obejmuje studia w zakresie rozwiązań energooszczędnych; działania pilotowe ułatwiające penetrację rynku w zakresie efektywnego wykorzystania energii i know-how w celu ułatwienia przechodzenia od projektów demonstracyjnych do fazy rynkowej; promocję i rozpowszechnianie środków w dziedzinie rozwoju informacji, edukacji i szkolenia, wymiany doświadczeń know-how w celu koordynacji działań podejmowanych w skali międzynarodowej, na poziomie Wspólnoty, krajowym, regionalnym i lokalnym; monitorowanie i wspieranie działań polityki UE w zakresie efektywnego wykorzystania energii, wspierania inicjatyw w odniesieniu do wdrażania tejże polityki; monitorowanie postępów i osiągnięć w tej dziedzinie.

SYNERGY (1998-2002) – międzynarodowy program współpracy w energetyce, którego zadaniem jest wzmocnienie międzynarodowej roli Wspólnoty w sektorze energetycznym. Główne cele programu, sformułowane przez Komisję Europejską, obejmują wspieranie planowania w sektorze energetycznym na szczeblu krajowym i regionalnym, pomoc w organizowaniu instytucji (ośrodków energetycznych) służących realizacji polityki energetycznej. W odniesieniu do państw Europy Środkowo-Wschodniej przed programem SYNERGY postawiono dodatkowo jako cel wspomaganie konkretnych przedsięwzięć oraz przyjmowanie zasad i przepisów zgodnie z Europejską Kartą Energetyczną.

CARNOT to program promocji technologii dotyczących czystego spalania paliw stałych, polegający na promocji czystych i efektywnych technologii opartych na paliwach stałych w przemyśle. Nacisk położony jest na zachęcanie do korzystania z nowoczesnych technologii czystych paliw stałych, aby uzyskać najlepsze dostępne technologie (BAT – Best Available Technologies). Termin paliwa stałe obejmuje węgiel kamienny, węgiel brunatny, torf, rudy oraz rafinaty ropy naftowej. W programie CARNOT finansowane są dwie kategorie:

- działania mające na celu współpracę przy promocji lepszemu rynkowi i informacji technicznej pomiędzy projektami krajowymi, międzynarodowymi i działaniami Komisji;
- strategiczna współpraca w przemyśle – warsztaty i seminaria biznesowe, studia i ewaluacje. Przyczyni się to do promocji wykorzystania czystych technologii na skalę przemysłową.

Działania w programie CARNOT powinny być więc blisko powiązane z rynkiem i potrzebami przemysłu. Program CARNOT współpracuje z kilkoma instytucjami międzynarodowymi, których cele są podobne, m.in. z Światowym Instytutem Węgla i z Bankiem Światowym, a także z narodowymi agencjami energii i organizacjami europejskimi (CECSO, EUR-ELECTRIC, EURISCOAL, COGEM, EMCEF)<sup>110</sup>.

ETAP to program studiów, analiz i prognoz dotyczących sektora energetycznego.

SURE to program ukierunkowany na działania w sektorze energetyki jądrowej i kwestie bezpieczeństwa. Jego podstawowe cele to zmniejszenie zużycia nieprzetworzonej ropy naftowej, utrzymywanie udziału procentowego energii pozyskiwanej z węgla w ogólnej produkcji energii, zwiększenie udziału gazu ziemnego w tym bilansie, opracowanie zasad bezpieczeństwa obowiązujących państwa pragnące budować elektrownie jądrowe, wzrost udziału w ogólnym bilansie energii otrzymywanej ze źródeł odnawialnych, racjonalne użycie energii i jej oszczędzanie<sup>111</sup>.

Zaproponowany przez Komisję Europejską nowy program działania w sektorze energii – Inteligentna Energia – Europa 2003-2006 – jest kontynuacją energetycznego programu ramowego, który był realizowany w Europie w latach 1998-2002. Wzmacnia on i ponownie ukierunkowuje działania dotyczące energii zgodnie z nowymi priorytetami politycznymi w Europie<sup>112</sup>. 26 czerwca 2003 roku Parlament Europejski oraz Rada przyjęły nowy program działań w obszarze energii: Inteligentna Energia – Europa (Intelligent Energy – Europe). Zastąpił on istniejący do 2002 roku Energetyczny Program Ramowy<sup>113</sup>. Program Inteligentna Energia – Euro-

<sup>110</sup> *The local government information network*, [http://www.logincee.org/remote\\_libraryitem/2261?lang=ks](http://www.logincee.org/remote_libraryitem/2261?lang=ks).

<sup>111</sup> M. Górka, *Polityka Energetyczna*, Ośrodek Informacji i Dokumentacji Europejskiej, <http://libr.sejm.gov.pl/oide/index.php?topic=polityki&id=energetyka> – wrzesień 2004; T. Sadowski, G. Świdorski, W. Lewandowski, op. cit., s. 14.

<sup>112</sup> *Komisja Europejska Dyrektoriat Generalny ds. Energii i Transportu, Inteligentna Energia – Europa. Program działania na lata 2003-2006*, [http://www.kape.gov.pl/PL/Programy/Programy\\_UniiEuropejskiej/IE/informacje\\_ogolne.html](http://www.kape.gov.pl/PL/Programy/Programy_UniiEuropejskiej/IE/informacje_ogolne.html)

<sup>113</sup> *Decyzja o przyjęciu Programu „Inteligentna Energia – Europa”*, [http://www.kape.gov.pl/PL/Programy/Programy\\_UniiEuropejskiej/IE/decyzja.html](http://www.kape.gov.pl/PL/Programy/Programy_UniiEuropejskiej/IE/decyzja.html).

pa (IEE) na lata 2003-2006 dysponował budżetem w wysokości 250 mln euro na propagowanie efektywności energetycznej, wykorzystywania odnawialnych źródeł energii oraz dywersyfikacji energetycznej<sup>114</sup>.

W kontekście zobowiązań dotyczących przeciwdziałania zmianom klimatu oraz międzynarodowej współpracy na rzecz zrównoważonego rozwoju na poziomie globalnym, kraje Unii Europejskiej dokonują reorientacji polityki energetycznej. Komisja Europejska akcentuje ważność zagadnień podaży i popytu na energię oraz konieczność zmian nawyków jej użytkowników. Kluczem do zmian powinien być rozwój nowych i odnawialnych źródeł energii (w tym biopaliw). Potrzeba podjęcia bardziej zdecydowanych kroków staje się jeszcze bardziej nagła w perspektywie rozszerzenia UE (wskaźniki zużycia energii w krajach kandydujących są mniej korzystne niż w państwach członkowskich). Komisja Europejska podkreśliła potrzebę dostosowania wspólnotowej polityki energetycznej i transportowej do wewnętrznych i zewnętrznych celów zrównoważonego rozwoju<sup>115</sup>.

Program Inteligentna Energia – Europa 2003-2006 miał za zadanie stymulowanie rozwoju rynku europejskiego, a także m.in. doprowadzenie do: poprawy efektywności energetycznej o około 1% w skali rocznej; wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energii konsumowanej z 6 do 12% w 2010 roku; wzrostu ilości wytworzonej energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych do 22,1% w 2010 roku; wzrostu ilości energii wytworzonej w skojarzeniu do roku 2010; rozwoju potencjału odnawialnych źródeł energii; promowania mechanizmów określonych w protokole z Kioto. Działania te powinny także przyczynić się do obniżenia emisji CO<sub>2</sub>, odpowiedzialnego w największym stopniu za zmiany klimatyczne.

Program Inteligentna Energia – Europa 2003-2006 składał się z czterech „wertikalnych” podprogramów: SAVE, ALTENER<sup>116</sup> – były kontynuacją działalności z poprzedniego okresu, oraz zostały wprowadzone dwa nowe programy – COOPENER, którego celem było promowanie na szczeblu międzynarodowym efektywnego wykorzystania energii oraz wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, natomiast głównym zadaniem programu STEER było wprowadzenie nowych obszarów działania „energia w transporcie”. Całkowity budżet programu na lata 2003-2006 wynosił ponad 200 mln euro. Realizacja wymienionych programów przewidywa-

<sup>114</sup> Nota informacyjna Europejskiego Trybunału Obrachunkowego na temat sprawozdania specjalnego nr 7/2008 pt. „Inteligentna Energia 2003-2006”, <http://europa.eu/rapid/pressRelease-sAction.do?reference=ECA/08/18&format=HTML&aged=1&language=PL&guiLanguage=en>.

<sup>115</sup> *Decyzja o przyjęciu Programu „Inteligentna Energia – Europa”...*

<sup>116</sup> *Ibidem.*

ła: opracowanie i wdrożenie strategii Wspólnoty Europejskiej, tworzenie i rozwój struktur finansowych, planowanie oraz kreowanie rynku, promocję systemów i sprzętu w celu ułatwienia przejścia od demonstracji do rzeczywistego marketingu nowych i efektywnych energetycznie technologii, rozwój systemów i sprzętu w celu ułatwienia przejścia od demonstracji do rzeczywistego marketingu nowych oraz efektywnych energetycznie technologii, monitorowanie wdrażania środków prawnych, ocenę programu i skutków podejmowanych działań<sup>117</sup>.

Inteligentna Energia 2007-2013 jest Programem Ramowym na Rzecz Konkurencyjności i Innowacji (Competitiveness and Innovation Framework Programme 2007-2013 – CIP), który został przygotowany przez Komisję Europejską, służącym realizacji strategii lizbońskiej. Dla przypomnienia – głównym celem strategii jest uczynienie gospodarki europejskiej najbardziej konkurencyjną i dynamiczną gospodarką na świecie, gospodarką opartą na wiedzy, w której stworzone są przyjazne warunki dla funkcjonowania małych i średnich przedsiębiorstw oraz następuje większa zbieżność między państwami członkowskimi. Strategia lizbońska kluczowe znaczenie przypisuje skutecznemu wdrażaniu technologii informacyjnych i komunikacyjnych (ICT), czynnikom mającym bezpośredni wpływ na wzrost gospodarczy, konkurencyjność gospodarki i w efekcie, na wzrost zatrudnienia.

Program CIP, którego istotą są małe i średnie przedsiębiorstwa, przewiduje działania wspierające innowacyjność (włącznie z ekoinnowacjami), poprawę dostępu do finansowania oraz usprawnienie świadczenia usług okołobiznesowych w regionach.

W kwietniu 2005 roku Rada Europejska przedłożyła Komisji Europejskiej wniosek o ustanowienie programu ramowego, który stanowiłby najważniejszą podstawę prawną dla działań wspólnotowych w dziedzinach innowacji i konkurencyjności.

Przyjęty w październiku 2006 roku Program Ramowy na Rzecz Konkurencyjności i Innowacji – CIP ma zapewnić spójność wszystkich podejmowanych przez Wspólnotę działań w odniesieniu do przedsiębiorczości, sektora MSP, konkurencyjności przemysłu, innowacyjności (w szczególności technologii ekologicznych), rozwoju i zastosowania ICT oraz rozwoju i promowania efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii (inteligentnej energii) również w sektorze transportu.

Budżet programu CIP dla wszystkich państw w nim uczestniczących na lata 2007-2013 wynosi 3 631,3 mln euro<sup>118</sup>.

<sup>117</sup> Komisja Europejska Dyrektoriat Generalny ds. Energii i Transportu...

<sup>118</sup> Program Ramowy na Rzecz Konkurencyjności i Innowacji...



Program Inteligentna Energia dla Europy II (IEE II) jest częścią Siódmego Ramowego Programu na Rzecz Konkurencyjności i Innowacji na lata 2007-2013, z budżetem wynoszącym 3,6 mld euro, z których 730 mln euro przeznaczono na finansowanie projektów w zakresie promowania wydajności energetycznej i odnawialnych źródeł energii. Program IEE II na lata 2007-2013 stanowi kontynuację IEE I i składa się z trzech podprogramów – SAVE, STEER, ALTENER, których zakres działań obejmuje: wydajność energetyczną, odnawialne źródła energii i transport. Program finansowany jest ze środków Unii Europejskiej, a fundusze rozdzielane są na poziomie europejskim, bez pośrednictwa instytucji krajowych.

Wśród działań, które mogą uzyskać dofinansowanie można wymienić: badania strategiczne oparte na wspólnej analizie i regularnym monitorowaniu rynku energii oraz tendencji energetycznych, mające na celu przygotowanie przyszłych przepisów ustawodawczych lub modyfikacji istniejącego ustawodawstwa, w tym dotyczącego funkcjonowania wewnętrznego rynku energetycznego; tworzenie, rozszerzanie lub reorganizacja struktur i instrumentów na rzecz zrównoważonego rozwoju energetyki, w tym wewnętrznych i regionalnych systemów zarządzania energią, regionalnych i lokalnych agencji energetycznych oraz rozwoju adekwatnych produktów finansowych i instrumentów rynkowych; promocję systemów i energooszczędnych urządzeń, mającą na celu przyspieszenie ich wejścia na rynek, stymulację inwestycji, kampanie zwiększające świadomość; rozwój struktur informacyjnych, edukacyjnych oraz szkoleniowych, korzystanie z wyników, promocję i rozpowszechnianie know-how oraz najlepszych praktyk; monitorowanie wdrażania oraz efektów ustawodawstwa Wspólnoty<sup>119</sup>.

W odniesieniu do gospodarki energetycznej w państwach Unii Europejskiej najczęściej stosowany instrument finansowy stanowią dotacje i granty. Istnieje szereg programów finansowych (pomocowych), których zadaniem jest świadczenie pomocy w rozwijaniu różnych dziedzin gospodarki energetycznej. Do takich programów należą m.in.: PHARE<sup>120</sup>, SYNERGY, TRANSEUROPEJSKIE SIECI ENERGETYCZNE (TEN's), INTERREG, SAVE, JOULIE-THERMIE, ISPA. Na uwagę zasługują również programy INOGATE, TRACEKA, TACIS.

PHARE – jest to program dotacji przeznaczonych dla państw Europy Środkowo-Wschodniej na wsparcie restrukturyzacji ich gospodarki. Został zainicjowany w 1990 roku, obejmując początkowo pomoc dla Polski i Wę-

<sup>119</sup> Program *Inteligentna Energia dla Europy II*, [http://www.funduszedlaenergetyki.pl/2,1,inteligentna\\_energia\\_dla\\_europy.html](http://www.funduszedlaenergetyki.pl/2,1,inteligentna_energia_dla_europy.html).

<sup>120</sup> Program PHARE funkcjonował do 2007 r. i zastąpiony został po akcesji Bułgarii i Rumunii, przez Instrument Pomocy Przedakcesyjnej.

gier. Podstawę prawną programu PHARE stanowi rozporządzenie Rady nr 3906/889 (OJ L 375) z 23 grudnia 1989 roku<sup>121</sup>. Program rozszerzono na państwa kandydujące do UE oraz inne (np. Albanie). W 2007 roku program zamknięto i utworzono w to miejsce nowy: Instrument for Pre-Accession Assistance. W przypadku przedsięwzięć krajowych program miał za zadanie udzielanie pomocy technicznej w zakresie opracowania sektorowej polityki energetycznej i ustawodawstwa w dziedzinie energetyki, restrukturyzacji zakładów energetycznych i szkoleń. W drugim przypadku program był ukierunkowany przede wszystkim na badania nad połączeniem sieci elektrycznych i gazowych, dyskusję na temat polityki energetycznej oraz szkolenia i rozwiązania dwustronne<sup>122</sup>.

INTERREG – program w odniesieniu do współpracy obszarów granicznych z wybranymi sieciami energetycznymi, funkcjonował od 1990 roku, a następnie (w 1994) został przekształcony w program pod nazwą INTERREG II, stanowiący kontynuację programów INTERREG i REGEN. Początkowo miał za zadanie przyspieszenie integracji wewnętrznych obszarów granicznych Wspólnoty i zmniejszenie stopnia izolacji zewnętrznych obszarów granicznych. Zmodyfikowany program INTERREG II ma za zadanie udzielanie pomocy wewnętrznym i zewnętrznym obszarom granicznym Wspólnoty Europejskiej dla przezwyciężenia problemów stanowiących wynik ich względnej izolacji w obrębie gospodarki krajowej – z jednej strony oraz UE – z drugiej, a ponadto przyczynienie się do tworzenia i rozwoju sieci ponadgranicznych, a także wspieranie dostosowywania się ich do nowej roli obszarów jednolitego rynku.

JOULE-THERMIE – program wspierający technologie w zakresie energetyki niejądrowej w ramach programu UE w dziedzinie badań naukowych i postępu technologicznego. Głównym celem programu jest promowanie efektywnego wykorzystania rodzimych zasobów energii, zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> oraz ponadto zwiększenie konkurencyjności. Program obejmuje następujące dziedziny:

- racjonalne wykorzystanie energii w budownictwie, przemyśle, transporcie i infrastrukturze miejskiej oraz w energetyce zawodowej,
- źródła energii odnawialnej,

<sup>121</sup> Rozporządzenie Rady (EWG) Nr 3906/89 z dnia 18 grudnia 1989 r. w sprawie pomocy gospodarczej dla niektórych państw Europy Środkowej i Wschodniej, Dz.U. L nr 89/375/11 z dnia 23 grudnia 1989 r.

<sup>122</sup> W. Jabłoński, J. Wnuk, op. cit., s. 82-83.

- paliwa stałe – czyste spalanie węgla, przetwarzanie na paliwa ciekłe lub gazowe, oczyszczanie odpadów, skojarzony cykl spalania z gazyfikacją paliwa,
- poszukiwanie, wydobywanie, magazynowanie i transport węglowodorów, a także realizacja przedsięwzięć innowacyjnych.

THERMIE był częścią programu JOULE-THERMIE, przyjętego na cztery lata (1995-1998), z budżetem 577 mln euro, zarządzanego przez Dyрекcyję Generalną ds. Energii. THERMIE skupiał się na wspieraniu małych i średnich przedsiębiorstw (MSP) w rozwoju i wdrażaniu technologii, był kontynuacją programu o tej samej nazwie z lat 1990-1994. W związku z problemami, przed jakimi stoi dziś Unia Europejska, dąży się do realizacji podstawowych celów przez promocję technologii związanych z użytkowaniem energii:

- zapewnienie stabilnych usług energetycznych, na korzystnych warunkach i w dobrej cenie,
- redukcję zużycia energii,
- ograniczenie związanego z produkcją energii wpływu na środowisko, w szczególności poziomu emisji CO<sub>2</sub>,
- wzmocnienie technologiczne energetyki.

Celem programu THERMIE było wspieranie szybszego wzrostu konkurencyjności przemysłu UE, zwiększenie zatrudnienia, eksportu, wzmocnienie spójności społeczno-gospodarczej, wspieranie rozwoju współpracy z państwami Europy Środkowej i Wschodniej oraz z krajami Trzeciego Świata<sup>123</sup>.

ISPA – program powstał w ramach prac nad sformułowaniem strategii przedczłonkowskiej. Chodziło w nim o nadanie programowi PHARE formuły instrumentu wspierającego wyłącznie działania na rzecz przystąpienia państw Europy Środkowo-Wschodniej do Unii Europejskiej. Fundusz ISPA powstał na mocy rozporządzenia Rady nr 1267/1999 z 21 czerwca 1999 roku<sup>124</sup>.

Na szczególną uwagę zasługuje INOGATE – program współpracy, którego celem jest zwiększenie bezpieczeństwa dostaw nośników energii do państw Unii Europejskiej. Program INOGATE (Interstate Oil and Gas Transport to Europe) – międzypaństwowy transport ropy naftowej i gazu do Europy ukierunkowany jest na wspieranie regionalnej integracji systemów ropociągów i gazociągów oraz na pomoc i transport ropy i gazu za-

<sup>123</sup> *Badania, rozwój technologiczny, innowacje*, [http://biblioteka.polskawue.gov.pl/HLP/files.nsf/0/A0AEDA9E0369CE1DC1256FFE004760BC/\\$file/Vademecum3.pdf](http://biblioteka.polskawue.gov.pl/HLP/files.nsf/0/A0AEDA9E0369CE1DC1256FFE004760BC/$file/Vademecum3.pdf).

<sup>124</sup> Rozporządzenie Rady (WE) Nr 1267/1999 z dnia 21 czerwca 1999 r. ustanawiające Instrument Przedakcesyjnej Polityki Strukturalnej, Dz.U. L Nr 99/161/73 z dnia 26 czerwca 1999 r.

równy w regionach, jak i na wypłacalnych rynkach eksportowych. Program ten działa również jako katalizator w działaniach związanych z włączeniem prywatnych inwestorów i międzynarodowych organizacji finansowych do udziału w tych projektach.

Program INOGATE został opracowany specjalnie po to, by rozwiązywać problemy związane wyłącznie z tworzeniem i eksploatacją międzynarodowych sieci ropociągów i gazociągów. Tworzenie i eksploatacja sieci energetycznych może być impulsem do budowy pomostów współpracy między państwowej i wesprzeć rozwój bardziej ścisłych powiązań ekonomicznych i politycznych pomiędzy sąsiadującymi państwami. W celu ulepszenia dostaw nośników energii do państw Unii Europejskiej nie wystarczy jedynie zabezpieczyć stabilności ich dostaw, ale należy bezwzględnie zagwarantować bezpieczną sieć transportową tych dostaw. Budowa nowych ropociągów i gazociągów pozwoli na import nośników energii z basenu Morza Kaspijskiego i południowego obszaru śródziemnomorskiego, wzmacniając w ten sposób bezpieczeństwo dostaw drogą dywersyfikacji ich geograficznych źródeł.

Koncepcja programu INOGATE przewiduje dywersyfikację dostaw nośników energii w trzech kierunkach: północnym, centralnym i południowym. Program ma charakter forum dyskusyjnego, w którym bierze udział 50 stron:

- 21 państw podpisało ramową umowę Inogate (państwa-uczestnicy) – Albania, Armenia, Azerbejdżan, Białoruś, Bułgaria, Chorwacja, Gruzja, Kazachstan, Kirgistan, Łotwa, Macedonia, Grecja, Mołdawia, Rumunia, Słowacja, Tadżykistan, Turkmenistan, Ukraina, Uzbekistan, oraz pozostałe państwa byłej Jugosławii,
- państwa członkowskie UE (o statusie obserwatorów),
- organizacje dostawcze (EBRR) i inne o statusie obserwatorów,
- organizacje (Sekretariat Karty Energetycznej) o statusie obserwatorów<sup>125</sup>.

Program TRACECA był zainicjowany na konferencji w Brukseli w kwietniu 1993 roku przy udziale ministrów ds. handlu i transportu ośmiu państw: Azerbejdżanu, Armenii, Gruzji, Kazachstanu, Kirgistanu, Tadżykistanu, Turkmenistanu i Uzbekistanu. Na konferencji przyjęto Deklarację Brukselską, która była początkiem dla implementacji międzyregionalnego programu wsparcia technicznego TRACECA i finansowana była przez Unię Europejską w celu rozwoju korytarza transportowego z Europy przez Morze Czarne, Kaukaz, Morze Kaspijskie z wylotem do państw Azji Środ-

<sup>125</sup> Межгосударственная транспортировка нефти и газа в Европу. INOGATE 1996-2000, <http://www.inogate.org>; <http://www.europa.eu.int/comm/europaid>.

kowej. W latach 1996-2000 do programu przyłączyła się Ukraina, Mongolia, Mołdawia, Rumunia, Bułgaria i Turcja.

Program ten zaproponowany został przez Unię Europejską jako trasa alternatywna (korytarz transportowy Europa – Azja – Kaukaz), która powinna być dopełnieniem wszystkich tradycyjnych szlaków. Podstawowym założeniem programu było: wsparcie politycznej i ekonomicznej niezależności republik drogą zwiększenia ich możliwości wyjścia na rynki europejskie i światowe poprzez alternatywne szlaki transportowe; sprzyjanie dalszej współpracy regionalnej między państwami – uczestnikami programu TRACECA; wspieranie optymalnej integracji międzynarodowego korytarza transportowego Europa – Kaukaz – Azja (TRACECA) z sieciami transeuropejskimi (TENS)<sup>126</sup>.

Kontynuacją Piątego Programu Ramowego jest program Inteligentna Energia dla Europy. Zakończeniem procesu tworzenia wspólnotowego rynku energii jest utworzenie transeuropejskich sieci energetycznych (TENS)<sup>127</sup>. Sieci transeuropejskie w perspektywie finansowej 2000-2006 obejmują transport (TEN-T), energetykę (TEN-E) i telekomunikację (eTEN). Koncepcja sieci transeuropejskich pojawiła się w latach 80. XX wieku wraz z projektem jednolitego rynku. Mówienie o jednolitym rynku wraz ze swobodnym przepływem towarów, osób i usług miało sens tylko pod warunkiem właściwego połączenia poszczególnych regionów i sieci krajowych tworzących ten rynek<sup>128</sup>.

Konieczność rozwoju transeuropejskich sieci energetycznych została podkreślona w art. 154 i 155 traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską<sup>129</sup>. W czerwcu 1996 roku Rada Europejska zaakceptowała 10 projektów budowy sieci transeuropejskich, obejmujących swoim zasięgiem nie tylko państwa członkowskie, ale również takie państwa, jak Maroko, Rosja, Białoruś, Ukraina. Program ma na celu zapewnienie funduszy i pomoc w zakresie infrastruktury gazowej i linii elektrycznych wysokiego napięcia. Priorytety programu w sektorze energii elektrycznej to: połączenie izolowanych sieci, usprawnienie wzajemnych połączeń pomiędzy państwami członkowskimi Unii Europejskiej, modernizacja wewnętrznych połączeń

<sup>126</sup> TRACECA 1993-2002. *Transport Corridor Europe – Caucasus – Asia*, <http://www.traceca.org>.

<sup>127</sup> *Instrumenty prawne i finansowe wspierające rozwój energetyki odnawialnej w Polsce*, [http://www.profuturo.agh.edu.pl/pliki/Referaty\\_IV\\_KKMU/IS/SLIWKA%20\\_MA%C5%81GORZATA\\_MATEUSZ\\_JAKUBIAK.pdf](http://www.profuturo.agh.edu.pl/pliki/Referaty_IV_KKMU/IS/SLIWKA%20_MA%C5%81GORZATA_MATEUSZ_JAKUBIAK.pdf).

<sup>128</sup> *Komisja tymczasowa do spraw wyzwań politycznych i środków budżetowych w rozszerzonej Unii w latach 2007-2013*, [http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2004\\_2009/documents/dt/548/548102/548102pl.pdf](http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2004_2009/documents/dt/548/548102/548102pl.pdf).

<sup>129</sup> Od 1 grudnia 2009 r. art. 170 i 171 Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej (wersja skonsolidowana).

w obrębie państw członkowskich, z wyłączeniem sieci dystrybucji; w sektorze gazowym – wprowadzenie gazu ziemnego w nowych regionach, połączenie izolowanych lub odrębnych sieci gazowych, wzrost zdolności do transportu, odbioru i magazynowania ciekłego gazu oraz budowa gazociągów dostawczych lub ich modernizacja pod względem mocy przesyłowych. Celem programu było również osiągnięcie sprawnego funkcjonowania rynku wewnętrznego Wspólnoty, szczególnie rynku energetycznego, oraz poprawa bezpieczeństwa dostaw.

Program rozwoju TENs na terenie Wspólnoty w 2001 roku obejmował 90 projektów wspólnego zainteresowania (Projects of Common Interest). Projekty zostały podzielone na kilka kategorii, w przypadku energii elektrycznej 6 projektów dotyczy połączeń terenów izolowanych, 14 – rozwoju połączeń między państwami członkowskimi, 13 – rozwoju połączeń krajowych związanych z połączeniami transgranicznymi, 11 – rozwoju połączeń z krajami trzecimi; w przypadku gazu 4 projekty zakładają doprowadzenie sieci do nowych regionów, 15 – połączenie odizolowanych sieci gazowych, 13 – zwiększenie zdolności odbioru płynnego gazu naturalnego (LNG) i pojemności magazynów, 14 – wzrost zdolności transportowych (dostawa gazu poprzez sieci)<sup>130</sup>.

Transeuropejskie Sieci Energetyczne (TEN-E). W ramach programu TEN-E Unia Europejska finansuje projekty z zakresu infrastruktury przesyłowej energii elektrycznej i gazu, leżące w interesie Europy. Roczny budżet programu to około 25 mln euro. Wspiera on przede wszystkim przygotowanie studiów wykonalności projektów. Większość projektów ma charakter międzynarodowy lub oddziałuje na wiele krajów członkowskich UE. Transeuropejskie Sieci Energetyczne stanowią integralną część polityki energetycznej UE, mającej na celu wzrost konkurencyjności na rynku energii elektrycznej i gazu, wzmocnienie bezpieczeństwa dostaw oraz ochronę środowiska. Możliwy zakres wsparcia sieci elektroenergetycznej w ramach TEN-E obejmuje:

- wszystkie linie wysokiego napięcia, z wyjątkiem linii należących do sieci dystrybucyjnych, oraz połączenia podmorskie, pod warunkiem, że infrastruktura ta jest wykorzystywana do przesyłu lub połączenia międzyregionalnego lub międzynarodowego,
- urządzenia lub instalacje istotne dla prawidłowego funkcjonowania danego systemu, w tym systemy zabezpieczeń, nadzoru i sterowania,

<sup>130</sup> *Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu*, red. A. Dobroczyńska, Warszawa 2003, Urząd Regulacji Energetyki, s. 199.



- przystosowanie i rozwój sieci w celu ułatwienia integracji oraz przyłączania wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych,
- zapewnienie współpracy operacyjnej sieci elektroenergetycznych wewnątrz Wspólnoty z sieciami krajów przystępujących, kandydujących oraz innych krajów w Europie, oraz krajów basenu Morza Śródziemnego i Morza Czarnego<sup>131</sup>.

W ramach unijnego programu INOGATE prowadzone są prace nad zwiększeniem bezpieczeństwa dostaw surowców do Europy poprzez modernizowanie i integrowanie systemów rurociągów.

Polityka energetyczna Unii Europejskiej nie dotyczy wyłącznie sektora energii, ale również ochrony środowiska, podatków, handlu, konkurencji. Ma ona na celu budowę wspólnego rynku energii, zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii oraz ochronę środowiska. Problemy energetyczne można rozwiązać poprzez racjonalne gospodarowanie energią oraz pozyskiwanie jej ze źródeł odnawialnych. Realizacji tych celów sprzyjają różne programy energetyczne realizowane przez państwa członkowskie na zasadzie dofinansowania.

Podsumowując, programy ramowe miały na celu z jednej strony wywołanie większej aktywności badawczej i innowacyjnej przedsiębiorstw i instytucji, z drugiej – ukierunkowanie prowadzonej działalności badawczej zgodnie z wytycznymi polityki Unii. Analizując działania podejmowane w ramach wymienionych programów, należy zauważyć, że kwestie energetyczne należały do priorytetów wszystkich siedmiu programów.

<sup>131</sup> *Transeuropejskie Sieci Energetyczne (TEN-E)*, [http://www.funduszedlaenergetyki.pl/2,1,transeuropejskie\\_sieci\\_energetyczne.html](http://www.funduszedlaenergetyki.pl/2,1,transeuropejskie_sieci_energetyczne.html).

### 3. Prognozy zmian w polityce energetycznej Unii Europejskiej

W lipcu 2010 roku podczas konferencji prasowej we francuskim ministerstwie środowiska w Paryżu został przedstawiony projekt śródziemnomorskiej sieci elektrycznej – Transgreen. Celem projektu jest budownictwo rozległej sieci podmorskich linii elektrycznych na dnie Morza Śródziemnego, która będzie zasilać Europę energią słoneczną pochodzącą z Afryki. Przewiduje się, że na Saharze powstaną farmy słoneczne, które do 2020 roku będą generować 20 gigawatów energii elektrycznej, z czego jedna czwarta może być przesyłana na rynek europejski. Koszt projektu to około 8 mld euro. Przewiduje się, że projekt zapewni regionowi dostatecznie dużo taniej i czystej energii, mogącej zaspokoić 15% potrzeb energetycznych Europy<sup>132</sup>.

System podmorskich kabli Transgreen ma być rozwijany równolegle z projektem Desertec. Jest to niemiecka inicjatywa, która zakłada budowę sieci farm wiatrowych i słonecznych w całej Afryce Północnej i na Bliskim Wschodzie.

Project Desertec jest interesujący i jednocześnie bardzo kontrowersyjny. Powstanie elektrowni słonecznych może przyczynić się do zacieśnienia związków gospodarczych i politycznych między UE i Afryką Północną, a z czasem i Bliskim Wschodem. Możliwy jest nawet pozytywny wpływ tej inwestycji na bilans energetyczny państw Afryki Północnej i generalną poprawę stanu gospodarek tych krajów poprzez wzrost inwestycji, zatrudnienia oraz transfer know-how.

Najważniejszą kwestią rzutującą na obraz rzeczywistości całego przedsięwzięcia pozostaje problem zapewnienia bezpieczeństwa. Zarówno Afryka Północna, jak i Bliski Wschód, nie należą do regionów o wysokim poziomie stabilizacji. Najpilniejszą kwestią pozostają przede wszystkim potencjalne ataki terrorystyczne na rozsiane w przyszłości po całej Afryce Północnej i Bliskim Wschodzie elektrownie słoneczne. Oczywiście ewentualne skutki takiego ataku są zdecydowanie mniejsze niż w przypadku ropociągów czy

<sup>132</sup> *Transgreen zasili Europę energią z Afryki*, [http://www.elektroonline.pl/news/2510,Transgreen\\_zasili\\_Europe\\_energia\\_z\\_Afryki](http://www.elektroonline.pl/news/2510,Transgreen_zasili_Europe_energia_z_Afryki) – 6.07.2010.

gazociągów, nie mówiąc już w ogóle o elektrowniach jądrowych, niemniej jednak zapewnienie bezpieczeństwa dla całości projektu będzie wymagało znacznych nakładów finansowych, co jednocześnie może istotnie podnieść koszty całej inwestycji<sup>133</sup>.

Rozwój elektrowni słonecznych i transfer związany z tym know-how z Europy może spowodować porzucenie przez państwa Afryki Północnej planów o wykorzystaniu energii atomowej do zrównoważenia swojego bilansu energetycznego. Nastąpi to jednak tylko i wyłącznie w momencie, gdy państwa europejskie, w tym przede wszystkim Francja, zdecydują o rzeczywistym poparciu dla energetyki słonecznej, co związane byłoby z ograniczeniem eksportu technologii atomowych dla celów cywilnych<sup>134</sup>.

Desertec nie jest pierwszym tego rodzaju pomysłem, który pojawił się na arenie europejskiej. Już rok wcześniej, podczas francuskiej prezydencji w Radzie UE, lobbowano plan słoneczny dla Morza Śródziemnego (The Mediterranean Solar Plan). Oba projekty są podobne, więc UE nie będzie w stanie realizować ich jednocześnie – przede wszystkim ze względu na ograniczenia finansowe. Krótko mówiąc, może powstać ryzyko geopolitycznej rywalizacji między Paryżem a Berlinem, ponieważ Niemcy są bardziej zainteresowane projektem Desertec, a Francuzi planem słonecznym. Poza tym udział firm i rządu niemieckiego w tak dużym projekcie na kontynencie afrykańskim może osłabić wschodni wektor polityki zagranicznej UE.

Realizacja projektów Desertec i Transgreen, jak i reszta perspektywicznych projektów UE wspólnie z państwami Afryki Północnej, obecnie jest niemożliwa ze względu na niestabilną polityczną i ekonomiczną sytuację w państwach arabskich. Dlatego realizacja tych strategicznych projektów w najbliższym czasie jest niemożliwa.

Technologia Czystego Węgla, CCS (Carbon Capture Storage), to projekt, który wywołuje dużo dyskusji. Jest to technologia, która przewiduje spalanie węgla pod powierzchnią ziemi i jednocześnie wychwytywanie i wtłaczanie w warstwy geologiczne CO<sub>2</sub>. Rozwój technologii węglowych przyczyni się do wzrostu zainteresowania wodorem, który wykorzystywany byłby jako nośnik energii. Coraz powszechniejsze staną się sieci inteligentne (Smart Grid), które będą w sposób efektywny zarządzać i oszczędzać energię, szczególnie w wielkich miastach. Bezodpadowe miasta, o zerowej

<sup>133</sup> D. Jankowski, *Energia słoneczna dla Europy: projekt Desertec i jego geopolityczne znaczenie dla UE*, [http://www.mojeopinie.pl/energia\\_sloneczna\\_dla\\_europy\\_projekt\\_desertec\\_i\\_jego\\_geopolityczne\\_znaczenie\\_dla\\_ue,3,1253225215](http://www.mojeopinie.pl/energia_sloneczna_dla_europy_projekt_desertec_i_jego_geopolityczne_znaczenie_dla_ue,3,1253225215) – 18.09.2009.

<sup>134</sup> Ibidem.

emisyjności CO<sub>2</sub>, takie jak planowane Masdar City, mające powstać do 2012 roku w emiracie Abu Zabi, będą stawały się normą<sup>135</sup>.

Technologia czystego węgla zakłada oparcie energetyki Unii nie o gaz, a o węgiel. To pozwoli budować elektrownie, które będą produkować energię elektryczną spalając węgiel. Dzięki temu rozwiązaniu naturalne złoża węgla w Unii Europejskiej mogą zostać wykorzystane w sposób, który nie będzie zagrażał środowisku<sup>136</sup>. Unia Europejska zdecydowała o budowie 12 pilotowych, demonstracyjnych instalacji tego rodzaju w całej Europie do 2015 roku. Na każdą z instalacji zaplanowano przeznaczyć po około 1 mld euro. Prace te aktualnie znajdują się zaledwie na etapie planowania i testów technologii CCS, tymczasem rządy państw takich jak Norwegia czy Kanada przeznaczyły blisko 800 mln dolarów na badania i testy dotyczące technologii CCS.

Znaczenie energii pozyskiwanej z węgla wzrosło wraz z rozszerzeniem Wspólnoty o nowe państwa członkowskie w 2004 roku (m.in. Polskę, Węgry, Słowację, Czechy) oraz w 2007 (Rumunię, Bułgarię), których gospodarka oparta jest w przeważającej części na energetyce wytwarzanej z węgla (Polska, Czechy), co wywołało ożywienie dyskusji na ten temat<sup>137</sup>.

Zdaniem unijnego komisarza ds. klimatu, Connie Hedegaard, Unia Europejska musi zrezygnować z węgla jako surowca energetycznego i uniezależnić się od paliw kopalnych w przyszłości<sup>138</sup>. Jej zdaniem Unia powinna zrezygnować z tego projektu i inwestować w „zielone” technologie, które zapewnią wzrost gospodarczy i nowe miejsca pracy<sup>139</sup>.

Powrót do węgla jednak wkomponowuje się w sytuację, w której powstał problem z realizacją „zielonych technologii”, czyli projektów Desertec i Transgreen. Jednocześnie problem zdywersyfikowania źródeł i szlaków dostaw energii dla UE jest jak nigdy aktualny. Istotną wadą realizacji projektu CCS jest jego opłacalność. Wiąże się to z tym, że po zamontowaniu odpowiednich urządzeń sprzyjających ochronie środowiska cena wyprodukowanego w ten sposób prądu wzrasta o kilkadziesiąt procent<sup>140</sup>. Z drugiej strony, wprowadzenie technologii CCS na szeroką skalę uczyni-

<sup>135</sup> T. Niedziółka, *Technologia CCS a polityka bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej*, [http://www.mojeopinie.pl/technologia\\_ccs\\_a\\_polityka\\_bezpieczenstwa\\_energetycznego\\_unii\\_europejskiej,3,1245101997](http://www.mojeopinie.pl/technologia_ccs_a_polityka_bezpieczenstwa_energetycznego_unii_europejskiej,3,1245101997) – 16.06.2009.

<sup>136</sup> Ibidem.

<sup>137</sup> Ibidem.

<sup>138</sup> M. Kot, *Nowa komisarz ds. klimatu: trzeba wyeliminować węgiel*, [http://www.uniaeuropa.net.pl/index.php?option=com\\_content&view=article&id=82:nowa-komisarz-ds-klimatu-trzeba-wyeliminowac-wegiel&catid=40:aktualnosci](http://www.uniaeuropa.net.pl/index.php?option=com_content&view=article&id=82:nowa-komisarz-ds-klimatu-trzeba-wyeliminowac-wegiel&catid=40:aktualnosci) – 15.01.2010.

<sup>139</sup> Ibidem.

<sup>140</sup> *Energetyka jądrowa w UE po Fukushimie*, [http://www.mg.gov.pl/files/upload/10957/opracowanie\\_EJ\\_w\\_UE\\_po\\_Fukushimie.pdf](http://www.mg.gov.pl/files/upload/10957/opracowanie_EJ_w_UE_po_Fukushimie.pdf).

łoby z węgla trwały fundament unijnej energetyki i zwiększyłyby niezależność energetyczną.

Po wydarzeniach w japońskiej Fukuszymie w marcu 2011 roku na czoło gospodarczych rozważań w Europie znowu wysuwa się energetyka jądrowa. Kataklizm w Japonii podzielił Europę na dwie grupy krajów – w jednej znaleźli się zwolennicy dalszej realizacji projektów atomowych, w drugiej – ich przeciwnicy. Polska wraz z Francją, Włochami i Czechami należą do pierwszej grupy. Przeciwnie rozwijaniu energetyki jądrowej są m.in. Niemcy, Szwajcaria i Austria<sup>141</sup>.

Francja przystąpiła do realizacji ambitnego programu atomowego jeszcze w 1977 roku, uruchamiając swoją pierwszą elektrownię nowej generacji w Fessenheim<sup>142</sup>. Od tamtego czasu kraj ten jest liderem w europejskiej energetyce jądrowej i w ten sposób w 75% zaspokaja swoje potrzeby na energię elektryczną. Francja pokazała Europie, że można bezpiecznie rozwijać energetykę opartą na reaktorach atomowych i zapewnić bezpieczeństwo energetyczne<sup>143</sup>.

Kiedys pięć unijnych państw: Holandia, Hiszpania, Szwecja, Niemcy i Belgia ogłosiły moratorium na przyszły rozwój energetyki jądrowej. Ich zamiarem było zaprzestanie inwestycji w energetykę atomową i likwidacja działających elektrowni. Z czasem te zobowiązania zostały zweryfikowane. Pierwsza wyłamała się Finlandia, która zdecydowała się zbudować nowy, piąty już reaktor jądrowy w elektrowni Olkiluoto. Planowana jest budowa jeszcze co najmniej dwóch kolejnych bloków. Także Holendrzy poinformowali o budowie kolejnego bloku w elektrowni w Borssele. Przewidywano, że elektrownia będzie funkcjonować tylko do 2013 roku, jednak czas jej eksploatacji został wydłużony do 2033 roku<sup>144</sup>. Francuzi też zapowiedzieli budowę kolejnego reaktora w Flamanville. Zmieniła się również koncepcja dotycząca starej elektrowni atomowej w litewskim Ignalinie. Przeznaczona do likwidacji elektrownia ma otrzymać nowoczesny reaktor, zapewniający energię dla państw bałtyckich i być może dla Polski<sup>145</sup>. Poza tym Litwa zamierza do 2018 roku wybudować nową elektrownię jądrową w Visaginas. Belgia, która w 2003 roku podjęła decyzję o rezygnacji z atomu do roku 2025, wycofała się z tej deklaracji. Rząd belgijski zakłada dalsze utrzymanie elektrowni jądrowych w Belgii. Biorąc pod uwagę problemy energetyczne,

<sup>141</sup> A. Łakoma, H. Kozieł, *Atomowa Europa dwóch prędkości?*, [http://www.rp.pl/artukul/2,629857\\_Atomowa-Europa-dwoch-predkosci-.html](http://www.rp.pl/artukul/2,629857_Atomowa-Europa-dwoch-predkosci-.html) – 21.03.2011.

<sup>142</sup> *Jak Fukuszima tasuje w skali światowej karty atomowe*, <http://media.wp.pl/kat,1022947,page,4,wid,13693708,wiadomosc.html?ticaid=1d19b> – 17.08.2011.

<sup>143</sup> Ibidem.

<sup>144</sup> *Energetyka jądrowa w UE po Fukuszymie...*

<sup>145</sup> Ibidem.

z którymi ciągle boryka się UE, Szwecja doszła do wniosku, że nie jest to czas odpowiedni dla rewizji jej strategii energetycznej i opowiedziała się za kontynuacją wyznaczonej w 2009 polityki energetycznej, zgodnie z którą ma następować stopniowe uzupełnianie przestarzałych mocy jądrowych nowymi blokami w obecnych lokalizacjach<sup>146</sup>.

Wydaje się, że dziś Francja jest najlepiej przygotowana do nieuchronnych zmian w energetyce. W największym stopniu opiera swoje potrzeby energetyczne na energii jądrowej. Dziś jest w stanie 80% swojego zapotrzebowania na energię elektryczną pokryć z elektrowni jądrowych, a resztę potrzebnej energii wytwarza w konwencjonalnych elektrowniach opartych na węglu i ropie. Duży udział w bilansie energetycznym tego państwa ma „czysta energia” oparta na elektrowniach wodnych. Francja od wielu lat przoduje w rozwoju technologii związanych z energetyką jądrową (obecnie jej specjaliści są w trakcie realizacji tzw. reaktorów IV generacji). Nie było też zaskoczeniem, że przedstawiciele UE, Chin, Indii, Japonii, Korei Południowej i Rosji współfinansują właśnie we Francji (w okolicach Marsylii) budowę pierwszego na świecie reaktora termojądrowego ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor – międzynarodowy eksperymentalny reaktor termojądrowy). Koszt przedsięwzięcia wyniesie 10 mld euro. W działaniu reaktora będą wykorzystane reakcje fizyczne, jakie mają miejsce na Słońcu i w przestrzeni kosmicznej, czyli reakcje syntez termojądrowych. Planuje się czas realizacji przedsięwzięcia na 10 lat<sup>147</sup>.

Według stanu na 2011 rok w Unii Europejskiej w budowie jest 6 reaktorów jądrowych nowej generacji: 2 w Bułgarii, 2 w Słowacji, 1 we Francji i 1 w Finlandii<sup>148</sup>. Należy spodziewać się stałego zainteresowania energetyką jądrową. Rozwój wysokotemperaturowych reaktorów IV generacji zwiększy zarówno bezpieczeństwo, jak też efektywność elektrowni. Szczególnie interesujące wydają się technologie wysokotemperaturowych reaktorów grafitowo-helowych, które oprócz produkowanej energii będą mogły dostarczać wysokotemperaturowe ciepło wykorzystywane chociażby do zgazowywania węgla. Rozwiązania takie wydają się szczególnie interesujące dla państw posiadających duże zasoby tego surowca naturalnego, w tym dla Polski<sup>149</sup>.

<sup>146</sup> Ibidem.

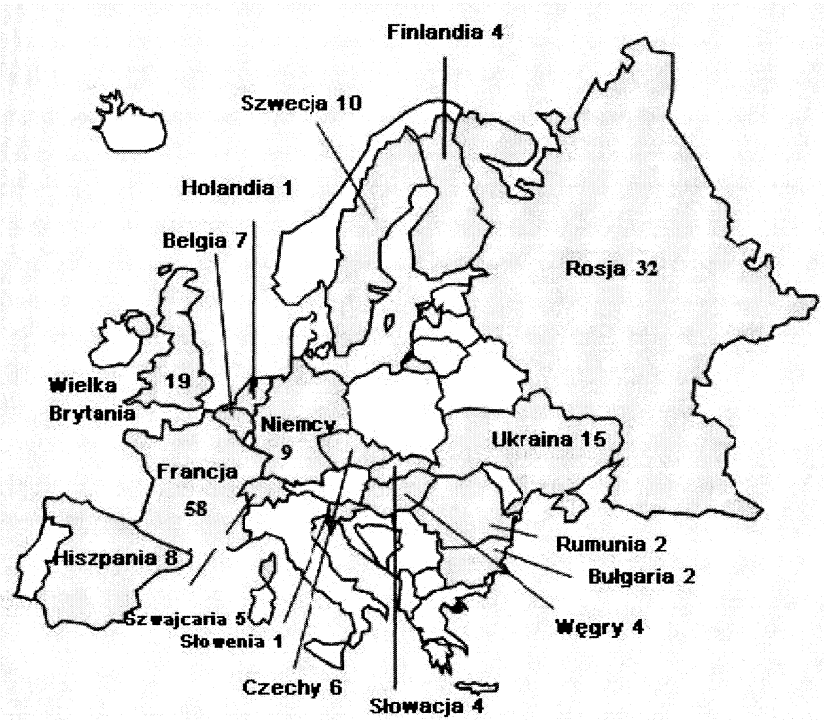
<sup>147</sup> Ibidem.

<sup>148</sup> *Nuclear power plants, world-wide, European Nuclear Society*, <http://www.euronuclear.org/info/encyclopedia/n/nuclear-power-plant-world-wide.htm>.

<sup>149</sup> Ibidem.



#### Mapa 4. Liczba działających elektrowni atomowych w Europie (na 1 sierpnia 2011)



Źródło: *Nuclear power plants in Europe*, European Nuclear Society, <http://www.euronuclear.org/info/encyclopedia/n/nuclear-power-plant-europe.htm>.

W Unii spodziewana jest wkrótce debata na temat rozwoju energetyki jądrowej. Należy się liczyć ze zmianą w tym zakresie polityki niemieckiej. Obecnie Niemcy to jedyny kraj w UE, który zapowiedział wycofanie się z energetyki jądrowej do 2022 roku. Jak wskazują dane statystyczne, Niemcy w 2011 już zamknęły 8 z 17 istniejących reaktorów jądrowych. W maju 2011 roku rząd szwajcarski również zapowiedział, że nie zastąpi swoich 5 reaktorów jądrowych i postanowił, że ich eksploatacja skończy się do 2034 roku<sup>150</sup>. Większość państw UE zadeklarowała, że nie będą rezygnować z atomu i zamierzają kontynuować realizację programów jądrowych. Co więcej, Estonia, Łotwa i Polska – kraje, które obecnie nie posiadają elektrowni jądrowych, poinformowały o zamiarach zbudowania takich

<sup>150</sup> *Jak Fukuszima tasuje w skali światowej karty atomowe*, <http://media.wp.pl/kat,1022947,page,4,wid,13693708,wiadomosc.html?ticaid=1d19b> – 17.08.2011.

elektrowni. Reszta państw – Austria, Dania, Grecja, Irlandia, Luksemburg, Portugalia i Włochy, nie mają elektrowni atomowych i nie zamierzają ich posiadać. Austria jako jedyne państwo w UE wprowadziła konstytucyjny zakaz wykorzystywania energetyki jądrowej, a Włochy w wyniku referendum zrezygnowały z planów korzystania z niej. Deklaracje państw nadbałtyckich i Polski w sprawie budowy elektrowni jądrowych wiąże się z koniecznością zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego i zmniejszenia zależności od Rosji.

Podsumowując, w sprawie posiadania czy nieposiadania elektrowni atomowych, państwa UE nie mają wspólnie wypracowanej polityki, co wiąże się przede wszystkim z różnym stopniem zależności od zewnętrznych dostaw energii i surowców oraz stopnia dywersyfikacji tras dostaw. Państwa tzw. starej Europy, takie jak Francja, Wielka Brytania, posiadają najbardziej zdywersyfikowane drogi dostaw surowców i najwięcej w UE reaktorów jądrowych, nigdy nie zrezygnują z energetyki jądrowej, ponieważ może to zagrażać upadkowi ich gospodarki. Decyzję Niemiec też jest łatwo zrozumieć, kraj ten ma rozgałęzione trasy dostaw surowców, i co najważniejsze, jest największym partnerem Rosji spośród państw UE i największym odbiorcą rosyjskich surowców. Natomiast takie kraje, jak Bułgaria, Rumunia, Słowacja i państwa nadbałtyckie nie mają innego wyjścia, jak rozwijać energetykę jądrową. Są one najbardziej zależne od rosyjskich dostaw oraz nie posiadają zdywersyfikowanych tras dostaw surowców. Dlatego, w związku z polityką UE promującą czystość środowiska naturalnego, nie mogą skorzystać z potencjału węgla, zmuszone są sięgać po bardziej czyste technologie, ale jednocześnie potencjalnie niebezpieczne – takie jak atom. Bez względu na to, jak debata między zwolennikami i przeciwnikami atomu będzie przebiegać, każde z państw podejmie suwerenną decyzję w tej sprawie. I najpewniej udział energii nuklearnej w bilansie energetycznym Unii Europejskiej nie spadnie w kolejnych latach<sup>151</sup>.

Powrót państw UE do programów nuklearnych jest bezpośrednio związany z konfliktami na linii Moskwa – Kijów, Moskwa – Mińsk, oraz z wydarzeniami w Afryce Północnej i na Bliskim Wschodzie, gdzie sytuacja jest niepewna i grozi przerwami w dostawach. Poza tym deklaracje Rosji o pozostaniu jednocześnie głównym dostawcą i państwem tranzytowym surowców do UE budzi obawy. Budowa dróg transportu surowców, omijając terytorium trzech państw, jak Ukraina, Białoruś, Polska, pozwoli Rosji tylko wzmocnić własną pozycję w UE i jeszcze bardziej uzależnić Europę od jej dostaw. Budowa owych rurociągów na północy i południu fak-

<sup>151</sup> A. Łakoma, H. Kozieł, op. cit.

tycznie zamyka rosyjskie koło energetyczne wokół UE. Mimo tego, Kreml na wszelkie sposoby stara się przeszkadzać w realizacji projektów, które są sprzeczne z jego strategią i zagrażają jego planom.

W tym kontekście należy przeanalizować obecny stan realizacji projektów Nabucco i South Stream. O tych projektach dotychczas pisano dużo, ale o ostatecznym losie trzech rurociągów trudno coś powiedzieć konkretnie. Projekty Nabucco i South Stream są bardzo kontrowersyjne. Przede wszystkim, są dla siebie konkurencyjne i trasa ich przebiega przez te same państwa; Nabucco jest projektem proeuropejskim, South Stream – prorosyjskim. Obecnie budowa Nabucco utknęła w martwym punkcie, a South Stream powoli, krok po kroku, buduje swoją nitkę przesyłową. Rurociąg South Stream posiada istotne zalety w stosunku do Nabucco. Najważniejszą jest stabilność dostaw gazu ze strony Rosji, czego nie można powiedzieć o Nabucco<sup>152</sup>. Do wpompowania swojego gazu do Nabucco zgłosiły się Irak, Syria i Egipt oraz Turkmenistan, ale żadne z tych państw do tej pory nie złożyło jakiegokolwiek deklaracji dotyczącej dostaw<sup>153</sup>. Kontrakty z wymienionymi państwami są pod znakiem zapytania z różnych przyczyn. Irak, jak wiadomo, jest państwem niestabilnym, na terytorium którego nadal toczą się walki, a do tego gazociąg będzie przebiegał przez tereny etnicznie Kurdów, w związku z tym koszty zabezpieczenia tego kontraktu mogą uczynić sprawę całkowicie nieopłacalną<sup>154</sup>. Turkmenistan, Azerbejdżan i Kazachstan są państwami bardziej stabilnymi, ale nadal zależą od wpływów rosyjskich i mogą w każdym momencie zmienić opcję<sup>155</sup>. Poważnym dostawcą mógłby zostać Iran, jednak cieniem na to państwo kładzie się jego program nuklearny. Stany Zjednoczone zasadniczo popierają Nabucco, ale jednocześnie krytycznie oceniają udział w nim Iranu, gdyż to likwidowałoby międzynarodową izolację tego państwa. USA traktują Nabucco przede wszystkim jako element konfrontacji z Rosją w rejonie kaspjskim<sup>156</sup>. Egipt odnosi się do projektu Nabucco przychylnie i ogłosił zamiar przedłużenia istniejącego gazociągu do Turcji, czyli punktu startowego Nabucco. Scep-

<sup>152</sup> European Investment Bank zapowiedział, że udzieli kredytu tylko wówczas, gdy zapewnione zostaną źródła dostaw gazu dla tej inwestycji. Jak się jednak okazuje, te ostatnie nie mogą być zapewnione bez niezbędnego kredytu, T. Niedziółka, *Bezpieczeństwo energetyczne UE. Analiza nowych szlaków i źródeł dostaw gazu do Europy*, [http://www.stosunkimiedzynarodowe.info/artukul,378,Bezpieczenstwo\\_energetyczne\\_UE\\_Analiza\\_nowych\\_szlakow\\_i\\_zrodel\\_dostaw\\_gazu\\_do\\_Europy](http://www.stosunkimiedzynarodowe.info/artukul,378,Bezpieczenstwo_energetyczne_UE_Analiza_nowych_szlakow_i_zrodel_dostaw_gazu_do_Europy). – 7.04. 2009.

<sup>153</sup> Ibidem.

<sup>154</sup> *Azrael: Polityczny gazociąg Nabucco*, <http://alfaomega.webnode.com/products/azrael:%20polityczny%20gazociag%20nabucco/> – lipiec 2009.

<sup>155</sup> Ibidem.

<sup>156</sup> *Jest umowa w sprawie Nabucco. Co dalej z dostawami gazu?*, [http://www.mojeopinie.pl/jest\\_umowa\\_w\\_sprawie\\_nabucco\\_co\\_dalej\\_z\\_dostawami\\_gazu,3,1247418351](http://www.mojeopinie.pl/jest_umowa_w_sprawie_nabucco_co_dalej_z_dostawami_gazu,3,1247418351) – 13.07.2009.

tycy wskazują na rosnące zapotrzebowanie na gaz rynku wewnętrznego oraz Syrii i Jordanii, a także na konkurencję dla rurociągów ze strony LNG (gazu w formie skroplonej)<sup>157</sup>. Władze Turcji nie wykluczają udziału Rosji w realizacji gazociągu Nabucco. Z punktu widzenia UE taki wariant jest jednak niecelowy, gdyż Nabucco w założeniu ma zdwersyfikować źródła dostaw surowców energetycznych do Europy. Nabucco stanowi przedmiot strategicznej gry interesów o kształt przyszłej sytuacji energetycznej w regionie euroazjatyckim i jak będzie rozgrywała się ta karta, na razie nie wiadomo<sup>158</sup>.

Jeśli chodzi o gazociąg South Stream, to Rosjanie już rozpoczęli jego budowę i chcą do tego kontraktu wciągnąć państwa Unii Europejskiej – Bułgarię i Węgry, jako magazyny gromadzenia gazu i terminale przesyłowe. Gazociąg South Stream będzie prowadzony dużo bezpieczniejszą drogą – po dnie Morza Czarnego, a więc nie będzie narażony na tyle niebezpieczeństw, co Nabucco<sup>159</sup>. Być może zapotrzebowanie rynku europejskiego na surowce energetyczne wzrośnie do tego stopnia, że gaz z obu rurociągów znajdzie nabywców. Ale nie zmienia to faktu, że płaszczyzna rywalizacji istnieje. Oba projekty bowiem rywalizują o turkmeńskie i kazachskie złoża gazu. Dlatego można się spodziewać dalszej walki o dostęp do złóż w regionie Azji Środkowej i Morza Kaspijskiego<sup>160</sup>.

Projekt gazociągu biegnącego przez Saharę jest obok Nabucco najważniejszym pomysłem na dywersyfikację źródeł dostaw gazu do Unii Europejskiej. Inicjatywa budowy nowego rurociągu zrodziła się w Nigerii, a gdy do przedsięwzięcia przyłączyła się Algieria (Sonatrach) plan zaczął funkcjonować jako wspólny projekt nigeryjsko-algierski; UE zadeklarowała wsparcie finansowe tego projektu<sup>161</sup>.

Do przejścia kontroli nad nigeryjskimi złożami gazu dąży natomiast Moskwa. W tym celu we wrześniu 2008 roku Gazprom podpisał z NNCP memorandum przewidujące współpracę obu firm przy wydobywaniu, przetwarzaniu i transportowaniu surowca. Dla Nigerii sytuacja układa się korzystnie, gdyż teraz może się targować zarówno z Brukselą, jak i z Moskwą o środki finansowe dla projektu. Z perspektywy unijnej natomiast zdo-

<sup>157</sup> Ibidem.

<sup>158</sup> A. Kotfis, *Projekt Nabucco. Szanse i zagrożenia*, [http://www.mojeopinie.pl/projekt\\_nabucco-szansy\\_i\\_zagrozenia,3,1232876629](http://www.mojeopinie.pl/projekt_nabucco-szansy_i_zagrozenia,3,1232876629) – 25.01.2009.

<sup>159</sup> Ibidem.

<sup>160</sup> A. Kotfis, *Znaki zapytania wokół South Stream*, [http://www.mojeopinie.pl/znaki\\_zapytania\\_wokol\\_south\\_stream,3,1250000816](http://www.mojeopinie.pl/znaki_zapytania_wokol_south_stream,3,1250000816) – 11.08.2009.

<sup>161</sup> A. Kotfis, *Gazociąg transsaharyjski. Szansa UEna dywersyfikację źródeł gazu*, [http://www.moje-opinie.pl/gazociag\\_transsaharyjski\\_szansa\\_ue\\_na\\_dywersyfikacje\\_zrodel\\_gazu,3,1235670100](http://www.moje-opinie.pl/gazociag_transsaharyjski_szansa_ue_na_dywersyfikacje_zrodel_gazu,3,1235670100) – 26.02.2009.

bycie przez Rosję kontroli nad gazem w Nigerii będzie oznaczało eliminację strategicznie kluczowego „efektu dywersyfikacji” dostaw gazu<sup>162</sup>.

Tak na przykład, UE coraz bardziej stara się wzmocnić swoją pozycję w regionie Morza Kaspijskiego i Azji Środkowej. Głównym tematem zgromadzenia Rady Europy 12 września 2011 roku w Brukseli była dyskusja wokół kwestii bezpieczeństwa energetycznego Wspólnoty. W rezultacie kraje UE upoważniły KE do negocjowania z Turkmenistanem i Azerbejdżanem realizacji projektów, które umożliwią przesył gazu do UE, omijając terytorium Rosji<sup>163</sup>. UE nie zrezygnowała z planów wybudowania Transkaspjskiego gazociągu, który potencjalnie będzie mógł napełnić Nabucco. Gazociąg Transkaspjski byłby częścią strategii „korytarza południowego”, którego celem jest dywersyfikacja dostaw gazu do UE. Schemat „korytarza południowego” wygląda następująco – turkmeński gaz przez rurociąg transkaspjski będzie dostarczany do Azerbejdżanu, Gruzji i Turcji, a stamtąd rurociągiem Nabucco do UE<sup>164</sup>. Idea budowy rurociągu transkaspjskiego nie jest nowa, pojawiła się w połowie lat 90. XX wieku jako alternatywa Błękitnego Potoku (projekt rosyjsko-turecki).

Jednak Rosja i Iran sprzeciwiają się realizacji tego projektu, motywując tym, że niesie on zagrożenie ekologiczne dla akwenu Morza Kaspijskiego. Teheran i Moskwa uważają, że ekologiczne kwestie dotyczące budowy gazociągu powinny być uzgodnione ze wszystkimi państwami przyległymi do Morza Kaspijskiego. Przy tym Rosja przypominała, że kiedy powstawał Nord Stream, zostały załatwione wszelkie kwestie ekologiczne z każdym z państw, przez wody których był budowany rurociąg. Według MSZ Federacji Rosyjskiej „decyzja ta najwyraźniej została podjęta bez uwzględnienia sytuacji prawnomiędzynarodowej i geopolitycznej w basenie Morza Kaspijskiego”<sup>165</sup>.

Jednak realizacja tak ambitnego planu mogłaby zakończyć się w 2017 roku tylko przy synchronicznej realizacji od razu trzech projektów – Nabucco, Transkaspjskiego rurociągu i gazociągu Wchód-Zachód z Turkmenistanu. Jest to dosyć kosztowna inwestycja. Realizacją tych projektów zainteresowane są również państwa tranzytowe, szczególnie Ukraina, przez terytorium której płynie lwia część gazu do UE; w ten sposób kraj

<sup>162</sup> Ibidem.

<sup>163</sup> *KE będzie rozmawiać o gazie z Azerbejdżanem i Turkmenistanem*, [http://wiadomosci.gazeta.pl/Wiadomosci/1,81048,10275701,KE\\_będzie\\_rozmawiac\\_o\\_gazie\\_z\\_Azerbejdżanem\\_i\\_Turkmenistanem.html](http://wiadomosci.gazeta.pl/Wiadomosci/1,81048,10275701,KE_będzie_rozmawiac_o_gazie_z_Azerbejdżanem_i_Turkmenistanem.html) – 12.09.2011.

<sup>164</sup> A. Полевой, *Каспийский театр энергетической войны*, <http://win.ru/scool/index.html> – 15.09.2011.

<sup>165</sup> *Rosja krytykuje gazociąg przez Morze Kaspijskie*, <http://m.forbes.pl/mobile/artukul/home/wydarzenia/rosja-krytykuje-gazociag-przez-morze-kaspijskie,19335,3,none> – 13.09.2011.



ten mógłby zachować pozycję państwa tranzytowego i uniezależnić się od rosyjskich wpływów. Planuje się, że Ukraina na wybrzeżu Morza Czarnego wybuduje terminal LNG do 2015 roku. Na ten rok zaplanowano również zakończenie budowy gazociągów Wschód-Zachód i transkaspijskiego. Przewiduje się też, że w początkowym etapie, zanim zostanie uruchomiony Nabucco (w 2017), Ukraina może zostać głównym alternatywnym szlakiem dostaw gazu wokół Rosji. Jednocześnie Ukraina zrezygnowała z planów realizowania projektu White Stream z Azerbejdżanu przez Gruzję po dnie Morza Czarnego<sup>166</sup>. Plany UE są ambitne, jednak terminy ich realizacji stają pod znakiem zapytania w związku z problemami gospodarczymi w Grecji, Hiszpanii i Portugalii.

Poważną przeszkodę w eksploatacji bogatych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w regionie stanowi nieuregulowany status prawny Morza Kaspijskiego. Utrudnia m.in. budowę transkaspijskich rurociągów naftowych i gazowych, które stworzyłyby niezależne od Rosji drogi transportu nośników energii z Azji Środkowej przez Kaukaz Południowy i Turcję na rynki zachodnie<sup>167</sup>. Spór o podział Morza Kaspijskiego jest na rękę przede wszystkim Rosji, której zależy na utrzymaniu kontroli nad dostawami i tranzytem surowców energetycznych z Azji Środkowej do Europy.

Oprócz rozbudowy infrastruktury energetycznej (modernizacji istniejących gazociągów, budowy interkonektorów, budowy strategicznych gazociągów, takich jak Nabucco, South Stream, Nord Stream) można się spodziewać zwiększenia liczby terminali skroplonego gazu (LNG)<sup>168</sup>. Gaz ziemny w formie skroplonej w Unii Europejskiej obecnie jest wykorzystywany jako alternatywa dla gazu dostarczanego tradycyjnymi rurociągami. W przypadku niektórych krajów jest to sposób na zróżnicowanie źródeł dostaw gazu i zapewnienie niezależności energetycznej. Kraje europejskie, które stosują takie rozwiązanie to Wielka Brytania, Holandia i Belgia. Związane to jest z wyczerpywaniem zasobów Morza Północnego, wzrostem zapotrzebowania w gaz wraz ze wzrostem rozwoju gospodarczego oraz bliskością państw eksporterów LNG. Obecnie w Unii Europejskiej w projektach założono budowę około 24 instalacji do skraplania gazu ziemnego. Aktualnie w państwach Unii Europejskiej działa 16 terminali LNG<sup>169</sup>. Obecnie sektor LNG rozwija się w tzw. państwach „starej” Europy, które posiadają większe możliwości finansowe inwestowania w ten sektor

<sup>166</sup> *Украина, Туркмения и Каспийские энергопроекты*, <http://win.ru/school/8237.html> - 16.09.11.

<sup>167</sup> *Rosja krytykuje gazociąg przez Morze Kaspijskie...*

<sup>168</sup> *Ibidem.*

<sup>169</sup> *Ibidem.*



w porównaniu z państwami Europy Środkowo-Wschodniej, dla których podjęcie takiej inwestycji jest bardzo kosztowne. Terminale LNG są zlokalizowane zaledwie w siedmiu krajach zachodniej i południowej Europy (wkrótce będzie ich osiem). Niektóre kraje, jak np. Niemcy – jedno z najbardziej rozwiniętych państw UE, mimo że posiada możliwości wybudowania terminali LNG, na razie od takiej inwestycji powstrzymuje się, ponieważ ma inne, tańsze źródła dostaw. Prognozy podaży i popytu na LNG na rynkach światowych wskazują na możliwość zaspokojenia popytu na ten produkt ze strony krajów UE, jednak nie ma to znaczącego wpływu na ich bezpieczeństwo energetyczne. Oczekuje się, że rynek gazowy będzie stawał się płynny w coraz większym stopniu. Przewaga LNG nad systemem rurociągów polega m.in. na możliwości skierowania tankowców w innym kierunku, gdyby nastąpiła taka potrzeba. W przypadku dostaw za pośrednictwem instalacji podziemnych, elastyczność w tym zakresie jest mocno ograniczona. LNG pozwala także sprowadzać państwom surowiec spoza regionu, co z punktu widzenia odbiorcy oznacza dywersyfikację źródeł energii. Technologia LNG będzie zjawiskiem, które czynić będzie z gazu towar w coraz większym stopniu zglobalizowany<sup>170</sup>.

Rozwój technologiczny związany z LNG przyczyni się niewątpliwie do rewolucji w transporcie oraz zwiększy efektywność energetyczną<sup>171</sup>. Transport należy do jednego z najbardziej emisyjnych sektorów gospodarki. Samochody w UE emitują około 12% CO<sub>2</sub>. W celu ograniczenia szkodliwej emisyjności przewiduje się 10% udziału energii odnawialnej w transporcie drogowym do 2020 roku. Do 2015 roku zaostrome zostaną też normy środowiskowe dotyczące zmiany obecnej emisyjności samochodów ze 160 g/km CO<sub>2</sub> do poziomu 125 g/km, a do 2020 – do poziomu 95 g/km. Samochody będą musiały posiadać nowe urządzenia zwiększające ich wydajność, zwiększony zostanie także poziom efektywności systemów klimatyzacyjnych oraz będą musiały być wyposażone w wydajniejsze opony. Komisja Europejska przewiduje stosowanie kar nakładanych na producentów samochodów, którzy nie ograniczą emisyjności CO<sub>2</sub> przy produkcji pojazdów. „Czystsze” samochody mają być tańsze w eksploatacji ze względu na wydajniejsze paliwa<sup>172</sup>. Państwa UE będą wprowadzać programy wspierające zakup samochodów napędzanych elektrycznie poprzez różnego rodzaju zachęty finansowe (zwolnienia z podatków, dopłaty itp).

<sup>170</sup> A. Kotfis, *Tendencje na rynku gazowym a jego przyszłość*, [http://www.mojeopinie.pl/tendencje\\_na\\_rynku\\_gazowym\\_a\\_jego\\_przyszlosc,3,1255026456](http://www.mojeopinie.pl/tendencje_na_rynku_gazowym_a_jego_przyszlosc,3,1255026456) – 09.10.2009.

<sup>171</sup> M. Ruszel, op. cit.

<sup>172</sup> Ibidem.

18 sierpnia 2009 roku Niemcy przyjęły narodowy plan rozwoju elektromobilności (Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung), który zakłada, że do 2020 roku po drogach Niemiec ma poruszać się milion samochodów napędzanych elektrycznie. Ambitne plany dotyczące wprowadzania pojazdów elektrycznych mają też m.in. Hiszpania, Portugalia oraz Wielka Brytania. Dla koncernów motoryzacyjnych oznacza to wyścig technologiczny we wprowadzaniu coraz nowocześniejszych samochodów, z wydajniejszymi akumulatorami. W najbliższych dwóch latach rozpocznie się seryjna produkcja samochodów elektrycznych, nad którymi koncerny samochodowe pracują już od wielu lat<sup>173</sup>.

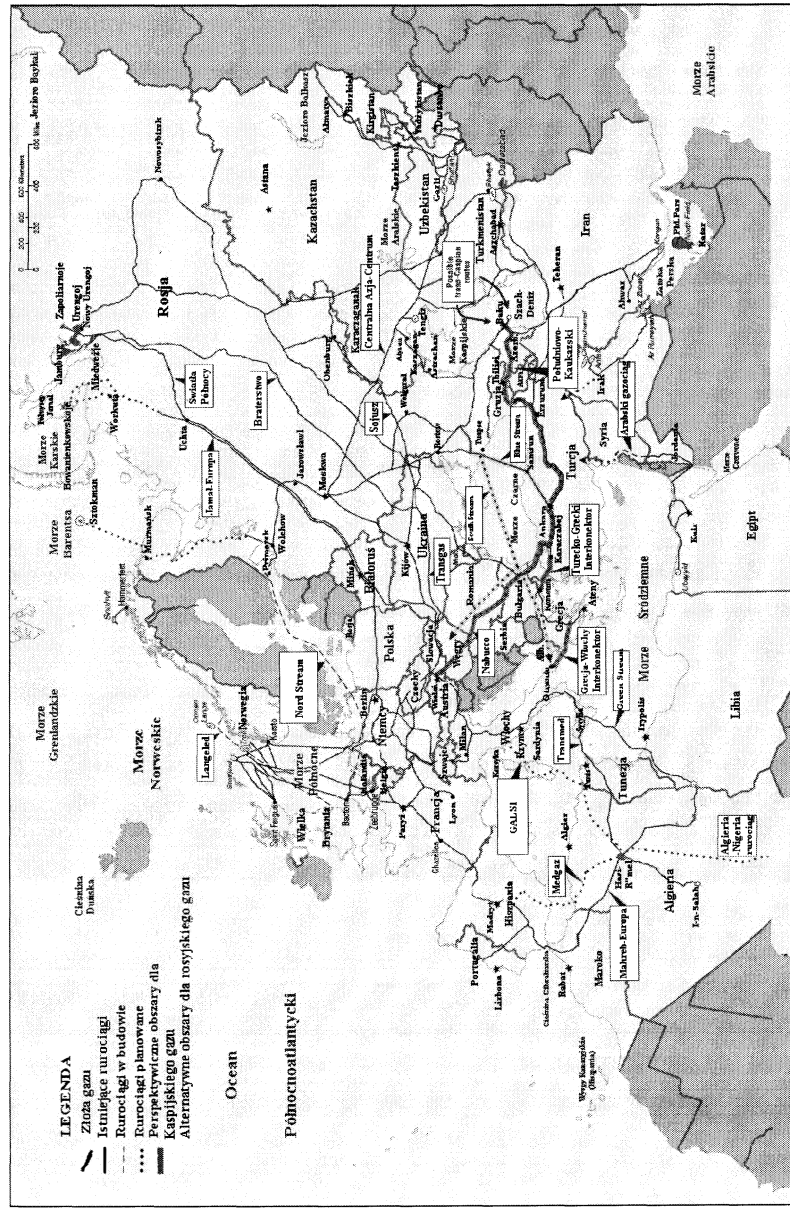
Rewolucja technologiczna w energetyce ułatwi rozwój rolnictwa energetycznego, które zwiększy używalność odłogów rolniczych, a także odpadów środowiskowych. Należy spodziewać się wygaszania wspólnej polityki rolnej UE na rzecz rozwoju rolnictwa energetycznego. Wzrośnie wykorzystywanie roślin, takich jak chociażby algi, które do swojego wzrostu potrzebują dwutlenku węgla lub fosforanów, a docelowo mogą być wykorzystywane do produkcji biopaliw<sup>174</sup>.

---

<sup>173</sup> Ibidem.

<sup>174</sup> H. Tuszyński, *Powrót do energetyki jądrowej i co dalej?*, <http://globaleconomy.pl/content/view/1811/3/> – sierpień 2006.

Mapa 5. Sieci rurociągów transportujących gaz ziemny do Unii Europejskiej z różnych regionów



Źródło: International Energy Agency, dostęp: czerwiec 2008 ([www.iea.doe.gov](http://www.iea.doe.gov)).

Zdigitalizowano i udostępniono w ramach projektu pn.

Rozbudowa otwartych zasobów naukowych Repozytorium Uniwersytetu w Białymstoku,  
 dofinansowanego z programu „Społeczna odpowiedzialność nauki” Ministerstwa Edukacji i Nauki na podstawie umowy SONB/SP/512497/2021



## ROZDZIAŁ III

# SYSTEMY TRANSPORTU ZASOBÓW ENERGETYCZNYCH W PAŃSTWACH UNII EUROPEJSKIEJ

### 1. Wewnątrz europejski system transportu ropy naftowej

System ropociągowy w Unii Europejskiej jest słabo rozwinięty. Większość importowanej ropy dostarczana jest tankowcami. Rozbudowa systemów rurociągowych jest jednym z priorytetów polityki energetycznej Unii Europejskiej. Większość państw UE i Europejskiego Obszaru Gospodarczego (oprócz Norwegii) jest uzależniona od importu ropy. Stopień samowystarczalności powyżej średniej posiadają Norwegia, Wielka Brytania, Holandia, ale nawet one potrzebują dostaw z importu. Głównymi dostawcami ropy do UE są Federacja Rosyjska, państwa Bliskiego Wschodu i Afryki Północnej (tabela 7). Wysoki stopień importu z Rosji wynika z rozbudowanego systemu ropociągów, co pozwala eksportować ten surowiec w znacznych ilościach i w krótkim czasie. Import z regionu Bliskiego Wschodu i Afryki Północnej wynika z bliskości rynków i rozbudowanej floty tankowców.

Jak wskazują dane tabeli 7, w 2010 roku do UE przetransportowano ogółem 596,8 mln ton ropy. Wydobycie ropy naftowej na Morzu Północnym nie należy do kompetencji OPEC, ale około 70% światowych zasobów należy właśnie do tej organizacji. Tylko państwa członkowskie OPEC do 2020 roku zabezpieczą do 50% popytu państw UE. Stabilność dostaw ropy i gazu w dużym stopniu zależy od rozwoju sytuacji geopolitycznej na świecie i w poszczególnych regionach, które pełnią istotną rolę strategiczną.

W tabeli 7 nie uwzględniono importu z Norwegii, ale należy zauważyć, że Norwegia zajmuje dość istotne miejsce w eksporcie ropy do UE, szczególnie do państw Europy Zachodniej – Wielkiej Brytanii, Niemiec, Holandii, Francji. Interkontynentalny norweski system ropociągowy jest słabo

Tabela 7. Eksport ropy naftowej do UE w 2010 roku

Z	mln ton/rok	tys. b/d
	Do UE	
WNP	295,2	5982
Bliski Wschód	116,7	2355
Afryka Północna	83,0	1677
Afryka Zachodnia	45,7	920
USA	17,1	358
Ameryka Płd. i Środkowa	16,0	327
Indie	8,2	172
Meksyk	6,8	136
Region Pacyfiku	3,3	69
Singapur	1,7	36
Kanada	1,3	27
Japonia	0,9	19
Chiny	0,7	14
Afryka Płd. i Wschodnia	0,1	2
Import ogółem	596,7	12 094

Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

rozbudowany, wybudowano tylko jeden ropociąg, który łączy Norwegię z Wielką Brytanią – Norpipe (tabela 8). Reszta ropy dostarczana jest do Wielkiej Brytanii tankowcami. Wewnętrzny system ropociagowy – Oseberg łączy większość norweskich złóż naftowych na Morzu Północnym z kontynentem w pobliżu miasta Sture. Podmorskie złoża Troll są połączone rurociągiem z miastem Mongstad.

Ropa, którą wydobywa Wielka Brytania, charakteryzuje się dosyć wysoką jakością i eksportowana jest głównie do USA, Niemiec i Holandii, podczas gdy ropa o niższej jakości jest importowana i napływa do rafinerii państwowych Wielkiej Brytanii. Rozgałęziony system rurociągów w Wielkiej Brytanii przepompowuje ropę wydobytą na Morzu Północnym do przybrzeżnych terminali w Szkocji i północnej Anglii. Istnieje sieć dużych rurociągów łączących platformę naftową na Morzu Północnym z głównymi magistralami (tabela 9).

Jak wskazują dane tabeli 9, Wielka Brytania posiada rozbudowany system ropociagowy od złoża do wyspy, ale żaden z tych rurociągów nie jest połączony z kontynentem. Co świadczy o tym, że Wyspy Brytyjskie pozba-



Tabela 8. Norweski system ropociągowy

Nazwa rurociągu	Długość	Operator	Przepustowość	Kierunek
<b>Ropociągi interkontynentalne</b>				
Norpipe oil pipeline	354 km	Conoco Phillips	900 000 b/d	Łączy złoża norweskie w systemie Ekofisk z terminalem naftowym i rafinerią w Teesside
<b>Ropociągi wewnątrzpaństwowe</b>				
Oseberg Transport System (OST)	115 km	Norsk Hydro	765 000 b/d	Ropa ze złóż Oseberg, Veslefrikk, Brage, Frøy i Lille-Frigg płynie rurociągiem do Sture
The Troll Oil Pipeline II	80 km	Statoil	300 000 b/d	Z platformy Troll C (Norsk Hydro's) na Morzu Północnym do terminali odbioru ropy surowej w Mongstad (Statoil's), koło Bergen
Troll Oil Pipeline I	85 km	Statoil	265 000 b/d	Z platformy Troll B (Norsk Hydro's) na Morzu Północnym do terminali odbioru ropy surowej w Mongstad (Statoil's), koło Bergen
Grane Oil Pipeline	220 km	Statoil Hydro	około 78 mln baryłek rocznie	Ze złóż Grane w Morzu Północnym do terminali w Sture

Źródło: Opracowanie własne na podstawie *Statoil, Pipeline systems*, <http://www.statoil.com/statoilcom/svg00990.nsf?opendatabase&lang=en&artid=75C210A3B645C1354125665D004AFF77>; *Oseberg Transport System (OTS)*, <http://www.subsea.org/pipelines/listdetails.asp?PipelineID=3>; *Scandinavian Oil&Gas magazine*, [http://www.scandoil.com/moxie-bm2/field/norway/pipeline\\_land\\_facilites/troll-oil-pipeline-i.shtml](http://www.scandoil.com/moxie-bm2/field/norway/pipeline_land_facilites/troll-oil-pipeline-i.shtml).

wione są możliwości dostaw ropy zarówno z kontynentu, jak i na kontynent europejski. W razie załamania wewnętrznych dostaw, kraj może w krótkim czasie utracić możliwość zagwarantowania sobie zapotrzebowania w ten surowiec. Pokazuje to, jak system ropociągowy Wielkiej Brytanii jest wrażliwy i potrzebuje zapewnienia większego bezpieczeństwa dostaw zewnętrznych. Tym niemniej Wielka Brytania ma dobrze rozbudowany system rurociągowy bezpośrednio ze złóż na Morzu Północnym do wybrzeża.

W kraju funkcjonują trzy multisystemy przesyłowe – Brent, Forties i Ninian. Brent multifield system o długości 147 km, łączy około 20 złóż na

Tabela 9. Najważniejsze ropociągi Wielkiej Brytanii

Nazwa rurociągu	Długość	Operator	Kierunek
Forties-Cruden Bay	175 km	BP	Łączy złoża w systemie Forties z terminalem naftowym w Cruden Bay (Szkocja)
Ninian-Sullom Voe	169 km	BP	Łączy system Ninian z terminalem ropy naftowej Sullom Voe na Shetland Island (Wyspy Szetlandzkie)
Bruce&Forties-Cruden Bay	150 mil*	Total	Łączy złoża Bruce i Forties z Cruden Bay
Piper-Flotta	209 km	Total	Łączy system Piper z Flotta na Orkney Island (na Wyspie Orkney)
Cormorant-Sullom Voe	93 mile*	Shell i Besso	Łączy złoża naftowe Cormorant i Sullom Voe
Beatrice-Nigg Bay	69 km	Talisman Energy	Łączy złoża ropy naftowej Beatrice i terminal naftowy Nigg Bay
Wytch Farm – Fawley (podziemny)	90 mil	BP	Łączy złoża naftowe Wytch Farm z rafinerią w Fawley, a także terminal eksportowy w Southampton
Brent multi-field system	260 km	Shell	Łączy złoża Brent i Sullom Voe

\*z powodu braku danych w km długość niektórych rurociągów podana jest w milach

Źródło: opracowanie własne na podstawie *Energy profile of the United Kingdom*, [http://www.eoearth.org/article/Energy\\_profile\\_of\\_the\\_United\\_Kingdom](http://www.eoearth.org/article/Energy_profile_of_the_United_Kingdom) – January 2008.

Morza Północnym z terminalem Sullom Voe w Szkocji. Operatorem systemu jest kompania Shell Expro. System transportuje blisko 1 mln baryłek ropy dziennie<sup>1</sup>.

Forties pipeline system o długości 169 km to zintegrowana sieć rurociągów dla przesyłu ropy i gazu z centralnej części Morza Północnego do wybrzeża Wielkiej Brytanii. Przepustowość systemu wynosi 700 tys. b/d, operatorem systemu jest kompania BP<sup>2</sup>. System łączy około 50 złóż z terminalem Cruden Bay<sup>3</sup>.

<sup>1</sup> *Northern North Sea Pipelines-The Brent System*, <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetroreview?id=OTC-2601-MS&soc=OTC>.

<sup>2</sup> *Forties pipeline system*, <http://www.bpnsi.com/index.asp?id=7369643D312669643D3832>.

<sup>3</sup> *Forties pipeline system. Asset Portfolio*, [http://www.bp.com/liveassets/bp\\_internet/globalbp/STAGING/global\\_assets/downloads/U/uk\\_asset\\_forties.pdf](http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/STAGING/global_assets/downloads/U/uk_asset_forties.pdf).

Ninian pipeline system o długości 175 km łączy centralną platformę Ninian ze złożami położonymi dookoła platformy – Ninian North, Ninian South, Magnus, South Magnus, Heather, Lyell, Broom, Columba oraz Strathspey<sup>4</sup> – w jeden system i dalej łączy je z terminalem Sullom Voe na wybrzeżu.

Do systemu ropociągowego Francji zależy pięć wewnątrzpaństwowych ropociągów i dwie magistrale rurociągowy SPLSE (rurociąg południowo-europejski, a także rurociąg PLIF – tabela 10)<sup>5</sup>. Przez terytorium Francji przebiega południowo-europejski ropociąg, który łączy francuski port Lavera z niemiecką rafinerią MIRO w Karlsruhe, oraz francuski Gennes z szwajcarskim Cressier. Francja posiada trzecie miejsce w UE jeśli chodzi o moc przepustową rafinerii. W 2010 roku w francuskich rafineriach przetworzono 87,5 mln ton ropy, głównie dzięki temu, że dostawy ropy pochodzą z kilku źródeł, co znacznie zmniejsza zależność kraju od jednego dostawcy i pozwala prowadzić niezależną politykę energetyczną.

Tabela 10. System ropociągów we Francji

Nazwa gazociągu	Przepustowość	Długość	Kierunek
<b>Transgraniczne ropociągi</b>			
SPSE (rurociąg południowo-europejski)	Przepuszczalność 35 mln ton rocznie	769 km	Łączy terminal załadunku ropy Fos-sur-Mer-Lavera (Francja) – rafineria w Karlsruhe (Niemcy)
Oleoduc de la Sarre	Brak danych	107 km	Łączy rafinerię Reichstett we Francji z Volklingen w Niemczech
Societe du Pipeline du Jara (SFPLJ)/Oleoduc du Jara Neuchatelois (OJNSA)	Brak danych	88 km	Gennes (Francja) – Cressier (Niemcy)
<b>Wewnątrzpaństwowe</b>			
PLIF	11,5 mln ton rocznie	260 km	Łączący terminal transportowy w porcie Gawr na północy Francji z rafinerią ropy naftowej w Grandpuis
Marseille Region	200 tys. b/d	107 km	Lavera – Manosque

Źródło: *ТЕК стран мира. Россия „G8”, приложение к журналу „Минтоп”, Издательский дом „Лидар”, „Минтоп” 2006, s. 10.*

<sup>4</sup> *Ninian pipeline system*, <http://www.bpnsi.com/index.asp?id=7369643D312669643D313839>.  
<sup>5</sup> *Ibidem*.

Krajowe wydobycie Francji zabezpiecza 13% rocznego wykorzystania ropy. Pozostałe ilości importowane są z państw Zatoki Perskiej (26%), złóż na Morzu Północnym (26%), WNP (22%) oraz Afryki (19%), gdzie ulokowane są podstawowe aktywa francuskich kompanii ropy naftowej<sup>6</sup>.

Rozbudowany transgraniczny system ropociągowy posiada Holandia. Z portu w Rotterdamie trasa ropociągu biegnie do belgijskiego Feluy i do niemieckiego Raunheim. Wewnątrz krajowy ropociąg łączy dwie największe rafinerie – w Rotterdamie i Amsterdamie. Holandia jest niewielkim państwem jeśli chodzi o powierzchnię, zaś system rurociągowy jak dla tak małego kraju jest zróżnicowany. Ogólna moc przepustowa holenderskich rafinerii wynosi 66 mln ton rocznie<sup>7</sup>.

Podobnie jak Holandia, dobrze rozbudowany system przesyłowy posiadają Niemcy. Bardzo ważne znaczenie dla Niemiec mają transgraniczne ropociągi, które biegną z Włoch. Centralnoeuropejski ropociąg o długości 753 km i mocy przepustowej 1100 tys. b/d łączy włoski port w Genui z niemiecką rafinerią Ingolstadt. Drugi, Transalpejski ropociąg, o przepustowości 900 tys. b/d łączy Triest – jeden z największych włoskich portów rozładunku ropy – z niemieckim Jockgrim. Dzięki dobrze rozbudowanej sieci przesyłowej potencjał niemieckich rafinerii wynosi 120,4 mln ton ropy rocznie i tylko nieco ustępuje Włochom, gdzie moc przepustowa rafinerii wynosi 120,6 mln ton ropy rocznie. Istniejący system rurociągowy pomiędzy oboma państwami pozwala Włochom reeksportować ropę, pochodzącą głównie z Algierii i Libii, do Niemiec, którym w znacznym stopniu pozwala to dywersyfikować szlaki dostaw tego surowca oraz zmniejsza zależność Berlina od Moskwy.

W Niemczech funkcjonują trzy wewnętrzne sieci przesyłu ropy – Norddeutsche Olleitngs (NDO) – 160 tys. b/d, Północnozachodni ropociąg (NOW), którego potencjał wynosi 320 tys. b/d oraz Przyjaźń (południowy odcinek) o przepustowości 100 tys. b/d<sup>8</sup>. Transalpejski ropociąg o długości 752 km, łączący Włochy, Austrię i Niemcy jest jednym z najstarszych ropociągów w Europie (1967). Jego trasa przebiega z włoskiego terminalu w Trieście, przez Alpy, do Ingolstadt, Neustadt an der Donau i do terminalu w Karlsruhe.

<sup>6</sup> *ТЕК стран мира. Россия „G8”, приложение к журналу „Минтоп”, Издательский дом „Лидар”, Минтоп” 2006, с. 10.*

<sup>7</sup> *Europa Annual report, Statistic*, [http://www.europia.com/DocShareNoFrame/docs/1/JOFLKLNPAJLJPFODELHKMDJCHPDWD4LUJR17444U789YC/CEnet/docs/DLS/2010\\_EU-ROPIA\\_Annual\\_Report\\_statistics-2011-02066-01-E.pdf](http://www.europia.com/DocShareNoFrame/docs/1/JOFLKLNPAJLJPFODELHKMDJCHPDWD4LUJR17444U789YC/CEnet/docs/DLS/2010_EU-ROPIA_Annual_Report_statistics-2011-02066-01-E.pdf).

<sup>8</sup> *World factbook, 2010*, <http://www.cia.gov>.

Ropociąg Przyjaźń transportuje rosyjską, nieprzetworzoną ropę do państw Grupy Wyszehradzkiej, a dalej do państw Europy Zachodniej. Na terytorium Białorusi rurociąg dzieli się na dwie nitki: północną i południową. Przez nitkę północną, której przepustowość wynosi 1 mln b/d, ropa płynie do Polski i Niemiec. Nitka południowa o mocy 1,2 mln b/d w rejonie Użgorodu (Ukraina) dzieli się na szereg rurociągów. Jeden z nich biegnie na Słowację i do Czech, inny do Węgier, gdzie łączy się z rurociągiem Adria. Ropociąg Adria transportuje ropę od terminalu Omisajl do Serbii, Chorwacji, Węgier, Słowenii, Bośni i Hercegowiny. W grudniu 2002 roku rządy Ukrainy, Rosji, Białorusi, Słowacji, Chorwacji i Węgier podpisały umowę w sprawie połączenia i rozszerzenia przepustowości systemu rurociągowego Przyjaźń – Adria w celu wspierania transportu rosyjskiej ropy do chorwackiego głębokowodnego portu Omisajl. Jest również propozycja połączenia ropociągu Przyjaźń – Adria z Paneuropejskim ropociągiem.

W kwietniu 2007 Komisja Europejska i przedstawiciele siedmiu rządów europejskich podpisali umowę dotyczącą początku budowy Pan-European Pipeline (Constanca – Trieste Pipeline). Celem budowy rurociągu Constanca – Triest jest połączenie rumuńskiego portu czarnomorskiego w Konstancy z włoskim portem w Trieście, położonym na wybrzeżu Morza Adriatyckiego, co pozwoli na transport nieprzetworzonej ropy z regionu Morza Czarnego, z ominięciem Cieśniny Bosfor. W przyszłości ropociąg zostałby przedłużony przez terytorium Rumunii do serbskiego miasta Pancevo, gdzie łączyłby się z istniejącym już gazociągiem Adria, który ciągnie się od Panceva do Triestu. W Trieście ropociąg będzie łączyć się z Trans Alpine Pipeline (TAP), który zwiąże północne Włochy z Austrią i Niemcami. Udział w budowie ropociągu potwierdziły Włochy i Słowenia, a także Serbia i Czarnogóra, Rumunia i Chorwacja. Najdłuższa część rurociągu będzie przechodzić przez terytorium Rumunii. Ogólna przepustowość ropociągu w projekcie wynosi od 800 tys. do 1,8 mln b/d. Przewiduje się, że ropociąg zostanie oddany do eksploatacji w 2012 roku<sup>9</sup>.

Bałtycki system rurociągowy odgrywa ważną rolę w transporcie ropy do UE. Decyzja o budowie sieci magistralnych ropociągów została wydana jeszcze w 1997 roku. W 2001 rurociąg został uruchomiony. Jego trasa łączy rosyjskie złoża naftowe z terminalem Primorsk, na wybrzeżu Morza Bałtyckiego. Jest to największy port rozładunkowy ropy w Rosji. Przepustowość terminalu wynosi 75 mln ton ropy rocznie. Rosyjska ropa dostarczana jest do państw UE, przede wszystkim do Niemiec, Polski i Holandii.

<sup>9</sup> Газова промисловість Європи, „Вісник НГСУ”, 2006, № 3, с. 15-19.

W celu zmniejszenia zależności od państw tranzytowych, Moskwa podjęła decyzję o budowie drugiej nitki BTS. BTS-II połączył ropociąg Przyjaźń z rosyjskimi morskimi portami na Morzu Bałtyckim. Przepustowość ropociągu wynosi 50 mln ton ropy rocznie. Rurociąg przebiega z miejscowości Uniecza do terminalu Usti-Ługa koło Sankt Petersburga; jest częścią nowej rosyjskiej strategii eksportu ropy, polegającej na rozbudowie portów w Rosji i zwiększaniu eksportu tankowcami, kosztem tranzytu ropociągiem Przyjaźń, ma to wpłynąć na zmniejszenie ryzyka podczas transportu ropy do europejskich konsumentów<sup>10</sup>. Oficjalne uruchomienie ropociągu zaplanowano na listopad 2011 roku.

Perspektywicznym projektem jest budowa Transbałkańskiego ropociągu, nazywanego inaczej Burgas – Aleksandropolis, o przepustowości 35 mln ton ropy rocznie, z możliwością jej zwiększenia do 50 mln ton. Memorandum o budowie ropociągu łączącego bułgarski czarnomorski port w Burgas z greckim Aleksandropolis nad Morzem Śródziemnym w lutym 2007 roku podpisały Bułgaria, Grecja i Rosja. Głównym celem budowy rurociągu jest rozładowanie cieśnin Bosfor i Dardanele. Rosyjska ropa z Morza Czarnego do Morza Śródziemnego będzie dostarczana drogą lądową<sup>11</sup>. Realizacja projektu cały czas jest odkładana z różnych przyczyn, zarówno technicznych i ekonomicznych, jak i politycznych. Głównym punktem spornym jest udział udziałów w ropociągu<sup>12</sup>. Rozpoczęcie budowy ropociągu Burgas – Aleksandropolis było zaplanowane na październik 2009 roku, ale dotychczas nie rozpoczęło się<sup>13</sup>. Ponadto realizacja projektu stoi pod znakiem zapytania w związku z tym, że w maju 2010 Bułgaria ogłosiła odstąpienie od projektu, wyjaśniając tę decyzję brakiem środków oraz tym, że trasa rurociągu przez terytorium Bułgarii zagraża środowisku naturalnemu. W tej sytuacji w lipcu 2011 roku Rosja, która też przez pewien czas zastanawiała się nad zamrożeniem projektu, zadeklarowała, że projekt zostanie zrealizowany bez udziału Bułgarii. Jako alternatywę Bułgarii strona

<sup>10</sup> *Балтийская трубопроводная система-2 будет запущена в ноябре 2011 года*, <http://www.utro.ru/news/2011/03/15/962240.shtml>.

<sup>11</sup> *Греция решила принять участие в строительстве нового газопровода*, <http://www.inosmi.ru> – 26.06.2007.

<sup>12</sup> E. Manolowa, *Bułgaria: Podpisano memorandum o budowie ropociągu Burgas-Aleksandropolis*, [http://www.money.pl/archiwum/wiadomosci\\_agencyjne/pap/artukul/bulgaria:podpisano-memorandum;o;budowie;ropociagu;bargas-aleksandropolis,190,0,221630.html](http://www.money.pl/archiwum/wiadomosci_agencyjne/pap/artukul/bulgaria:podpisano-memorandum;o;budowie;ropociagu;bargas-aleksandropolis,190,0,221630.html) – 7.02.2007; *EIA, Greece*, <http://www.eia.doe.gov> – August 2006.

<sup>13</sup> *Строительство нефтепровода Бургас-Александрополис откладывается на год*, <http://www.regnum.ru/news/1071598.html>.



rosyjska rozpatruje Rumunię<sup>14</sup>. Konkretna data rozpoczęcia budowy jednak jeszcze nie została ustalona.

Alternatywą projektu Burgas – Aleksandropolis jest ropociąg AMBO, przebiegający na trasie Albania – Macedonia – Bułgaria o przepustowości 750 tys. b/d, połączyłby on bułgarski port czarnomorski w Burgas z albańskim portem we Vlore położonym na wybrzeżu Adriatyku. Zakończenie budowy rurociągu było zaplanowane na 2011 rok. Jednak według stanu na 1 października 2011 nie było potwierdzenia w sprawie uruchomienia ropociągu.

Portem perspektywicznym dla tranzytu ropy naftowej do Europy jest port w Gdańsku. W 1998 roku Gazprom wraz z innymi rosyjskimi kompaniami otrzymał prawo do eksportu przez port gdański 500 tys. ton nieprzetworzonej ropy. Według niektórych obliczeń ogólne koszty tranzytu ropy przez Gdańsk są mniejsze niż przez lotewską Windawę, która znacząco wyprzedza polski port, m.in. tym, że posiada: dogodnie dla eksportu przepisy normatywne, wysokie możliwości techniczne związane z nagromadzeniem i przeładunkiem ropy, możliwość obsługi tankowców o pojemności do 120 tys. ton<sup>15</sup>.

Podsumowując, głównymi dostawcami ropy naftowej do Unii Europejskiej są Rosja, państwa Bliskiego Wschodu oraz Afryki Północnej i Zachodniej. Rosyjska ropa płynie do UE przez terytorium Ukrainy ropociągiem Przyjaźń, który dzieli się na dwie nitki, jedna biegnie przez Polskę do Niemiec, druga na Słowację i Węgry. Natomiast bliskowschodnia i afrykańska ropa jest dostarczana tankowcami do największych europejskich portów i rafinerii Holandii, Francji, Włoch i innych krajów.

Najlepiej rozbudowany system ropociągów posiadają Niemcy, na północy ropę dostarcza rurociąg Przyjaźń, a na południu Transalpejski ropociąg. Słabo rozbudowana jest infrastruktura ropociągowa w państwach Europy Środkowo-Wschodniej, co znacznie uzależnia te państwa od rosyjskich dostaw.

Obecnie w budowie jest rurociąg AMBO i Paneuropejski (Burgas – Aleksandropolis), kiedy ich budowa zostanie zakończona to znacznie pozwoli zdywersyfikować dostawy ropy do Unii Europejskiej. Realizacja projektu AMBO zmniejszy zależność państw środkowoeuropejskich od jednego źródła dostaw i znacznie zwiększy ich potencjał energetyczny.

<sup>14</sup> Premier-ministr Bułgarii, Bojko Borisow, poinformował, że projekt jest nie wygodny i nieopłacalny, i nawet niesie zagrożenie dla państwa, zob. *България отказывается от проекта строительства нефтепровода Бургас – Александрополис*, <http://echo.msk.ru/news/686888-echo.html> – 11.06.2010; *Россия выходит из проекта нефтепровода Бургас-Александрополис*, <http://www.rian.ru/economy/20110216/334683841.html> – 16.02.2011.

<sup>15</sup> В. Симиндей, „Латвийский узел” балтийского транзита, „Мировая экономика и международные отношения”, 2001, № 4, с. 107–112.

## 2. Wewnątrz europejski system transportu gazu ziemnego

Budowa w latach 90. XX wieku nowych, potężnych gazociągów z Norwegii do Belgii, Francji i Niemiec, włączenie Włoch do systemu rurociągowego Francji oraz do magistrali gazowej Algierii, a także podłączenie Wielkiej Brytanii do kontynentalnej sieci gazowej, nie tylko doprowadziły do zwiększenia skuteczności potencjału przepustowego w UE, ale wzmocniły więzi gospodarcze pomiędzy państwami Unii oraz z dostawcami gazu spoza regionu<sup>16</sup>.

Rozbudowa rurociągów w ciągu ostatnich 30 lat rozwijała się bardzo aktywnie. Od 1995 roku kształtowanie systemu transportowania gazu na obszarze Unii Europejskiej odbywało się w ramach programu transeuropejskiej sieci energetycznej – Trans-European Networks (TENs), zaakceptowanej przez Radę Europy. Program był realizowany w latach 1996-2001. Dokładna informacja o przepustowości TENs nie jest podana do wiadomości publicznej, gdyż jest tajemnicą handlową, dlatego analiza prowadzona przez Europejskie Stowarzyszenie Przesyłania Gazu (GTE) wykazała, że nie jest on w pełni gotowy do transportu rosnących ilości gazu. Głównymi problemami TENs są: przeciążenie poszczególnych sieci, brak gazociągów łączących kontynent z regionami wyspiarskimi oraz nienadążanie infrastruktury gazowej, przede wszystkim niewystarczająca ilość podziemnych magazynów gazu.

Według stanu na 1 października 2011 zakończono budowę następujących gazociągów:

- Algieria – Tunezja – Włochy, przez Sycylię (TransMed), pierwsza nitka została wybudowana w latach 1978-1983, druga – w 1991-1994,
- kraje Maghrebu – Europa (MEG, Pedro Duran Farrell Pipeline) w 1996;
- Rosja – Białoruś – Polska – UE (Jamał – Europa) w 1999,
- Libia – Włochy (Greanstream) w 2004,

<sup>16</sup> П. Сергеев, *Проблемы газообеспечения Западной Европы*, „Мировая экономика и международные отношения”, 2003, № 5, с. 53-59.

- Langed w 2006,
- Algieria – Hiszpania (Medgaz) w marcu 2011,
- Opal w lipcu 2011,
- Rosja – Niemcy (Nord Stream) we wrześniu 2011.

Jednak na północy kontynentu europejskiego planuje się budowę kilku gazociągów, które połączą systemy rurociągowie Skandynawii i Niemiec. System rurociągowy będzie otaczać Finlandię, Szwecję i Danię (Baltic Pipe połączy Danię z Polską<sup>17</sup>, Baltic Interconnector połączy Finlandię z Estonią<sup>18</sup>, Baltic Gas Interconnector połączy Niemcy z Danią i Szwecją)<sup>19</sup>.

Baltic Gas Interconnector (BGI) o długości 200 km połączy niemiecki Rostock, przez Bałtyk do Kopenhagi (Dania) i do Trelleborga (Szwecja). Projekt zaakceptowały Niemcy, Szwecja, swojego stanowiska nie przedstawiła do tej pory Dania. Decyzja Danii jest decydująca, gdyż zaplanowana trasa BGI ma przebiegać przez duńskie wody terytorialne.

Jak wynika z tabeli 11, najwięcej gazu ziemnego do UE dostarczają Rosja, Norwegia, Holandia, Algieria<sup>20</sup>. Najbardziej zależnymi od rosyjskich dostaw są Finlandia, państwa nadbałtyckie – Litwa, Łotwa i Estonia, oraz państwa Europy Środkowo-Wschodniej – Polska, Węgry, Słowacja, Rumunia, Bułgaria.

Tabela 11 pokazuje również, że wymienione państwa środkowoeuropejskie UE importują surowiec głównie z jednego źródła, co w znacznym stopniu uzależnia je od dostawcy, którym jest Rosja. Nieco zmniejszyły swoją zależność od Rosji Czechy i Austria, które importują gaz także z Norwegii. Do Grecji, oprócz rosyjskich dostaw, płynie błękitne paliwo z Turcji. Najbardziej zróżnicowane dostawy mają Włochy, Francja i Niemcy. Do Francji najwięcej gazu eksportuje Norwegia, do Włoch – Algieria, Niemcy najbardziej zależą od rosyjskich dostaw, chociaż gaz jest również dostarczany z Norwegii, Holandii i Wielkiej Brytanii.

<sup>17</sup> *Gaz-System pracuje nad projektem technicznym Baltic Pipe*, [http://gazownictwo.wnp.pl/gaz-system-pracuje-nad-projektem-technicznym-baltic-pipe,89903\\_1\\_0\\_0.html](http://gazownictwo.wnp.pl/gaz-system-pracuje-nad-projektem-technicznym-baltic-pipe,89903_1_0_0.html) 24.09.2009; *Gaz-System: prace nad Baltic Pipe mogą ruszyć w drugiej połowie 2011 roku*, [http://gazownictwo.wnp.pl/gaz-system-prace-nad-baltic-pipe-moga-ruszyc-w-drugiej-polowie-2011-roku,101670\\_1\\_0\\_0.html](http://gazownictwo.wnp.pl/gaz-system-prace-nad-baltic-pipe-moga-ruszyc-w-drugiej-polowie-2011-roku,101670_1_0_0.html) – 11.02.2010.

<sup>18</sup> *Baltic Interconnector Executive Summary*, <http://www.gasum.com/gasnetwork/Documents/Balticconnector%20-%20Executive%20Summary%20Report%20-%2010022011.pdf> – February 2011; *Estonia/Finland: Eesti Gaas, Gasum develop Baltic Connector project*, <http://www.logisticsfinland.fi/logistics/bulletin.nsf/2ef858aed8fb04d8c2256b41003e5a9f/5c8e6d1c10f093b0c225778f00298601!OpenDocument> – 30.08.2010.

<sup>19</sup> *Baltic Gas Interconnector improving gas supply*, <http://web.archive.org/web/20050412130637/http://www.balticgas.com/info.htm>.

<sup>20</sup> *BP Statistical Review...*

**Tabela 11. Handlowe szlaki transportu gazu, dostarczane rurociągami pod koniec 2010 roku (w mld m<sup>3</sup>)**

Do	Holandia	Norwegia	Hiszpania	Turcja	Wielka Brytania	Rosja	Algieria	Libia	Ogółem
	Z								
Austria	-	1,08	-	-	-	5,25	-	-	6,33
Belgia	5,55	6,82	-	-	4,95	-	-	-	17,32
Bułgaria	-	-	-	-	-	2,16	-	-	2,16
Czechy	-	3,10	-	-	-	8,44	-	-	11,54
Estonia	-	-	-	-	-	0,36	-	-	0,36
Finlandia	-	-	-	-	-	4,50	-	-	4,50
Francja	6,85	13,64	0,63	-	0,6	8,05	-	-	29,77
Niemcy	24,20	30,20	-	-	2,85	34,43	-	-	91,68
Grecja	-	-	-	0,66	-	2,05	-	-	2,71
Węgry	-	-	-	-	-	6,47	-	-	6,47
Irlandia	-	-	-	-	5,29	-	-	-	5,29
Włochy	8,11	5,59	-	-	0,5	14,20	25,95	9,41	63,76
Łotwa	-	-	-	-	-	0,66	-	-	0,66
Litwa	-	-	-	-	-	2,63	-	-	2,63
Holandia	-	8,11	-	-	1,46	4,03	-	-	13,60
Polska	-	-	-	-	-	9,08	-	-	9,08
Portugalia	-	-	0,52	-	-	-	1,43	-	1,95
Rumunia	-	-	-	-	-	2,15	-	-	2,15
Słowacja	-	-	-	-	-	5,47	-	-	5,47
Hiszpania	-	1,66	-	-	-	-	6,97	-	8,63
Wielka Brytania	8,07	25,63	-	-	-	-	-	-	33,70

Źródło: Opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2010*.

Według prognoz w najbliższej przyszłości UE będzie zależna od dostaw zewnętrznych. Do końca nie wiadomo, czy Morze Północne posiada jeszcze potencjalne złoża ropy i gazu. Opinie ekspertów bardzo różnią się, ponieważ część uważa, że potencjał surowcowy Morza Północnego został już wyczerpany, a inni uważają, że prace poszukiwawcze jeszcze trwają i dzięki odkryciu nowych złóż potencjał energetyczny będzie wzrastać. Teraz nowo odkryte złoża posiadają niewielkie zasoby i nie wystarczy ich nawet do pokrycia zapotrzebowania tych państw, do których należą złoża.

Mimo że Norwegia nie jest członkiem UE, jednak odgrywa dosyć istotną rolę w zaopatrywaniu krajów Unii w ropę i gaz. Pod względem strategicznym sieć zróżnicowanych magistrali ropociągów i gazociągów w norweskim sektorze Morza Północnego stała się istotną częścią europejskiego regionalnego systemu dostaw. Znaczącą rolę odegrała tu efektywna polityka państwowa dotycząca ochrony środowiska naturalnego, której istotną częścią była polityka surowcowa<sup>21</sup>. Wśród eksporterów gazu ziemnego do UE w 2010 roku Norwegia była na drugim miejscu po Rosji. W 2010 z Norwegii do państw UE, wyeksportowano 95,83 mld m<sup>3</sup> gazu<sup>22</sup>. Zwiększenie eksportu tego paliwa do UE wiąże się z odkryciem nowych złóż na Morzu Północnym. 13 września 2007 rozpoczęto wydobycie gazu na jednym z największych złóż Norwegii – Ormen Lange. Złoże to znajduje się na norweskim szelfie kontynentalnym. Dzięki jego eksploatacji Norwegia w 2010 roku wyprzedziła Kanadę na liście największych eksporterów gazu ziemnego do UE. Zagospodarowaniem złoża zajmują się Norsk Hydro, a także Shell, Petoro, Statoil, DONG Energy oraz ExxonMobil<sup>23</sup>. Najwięcej gazu z Norwegii eksportuje się do Niemiec, Wielkiej Brytanii, Belgii i Francji. Istotną cechą przemysłu gazowniczego Norwegii jest praktycznie pełne ukierunkowanie na eksport. Platformy wydobycia gazu ziemnego na Morzu Północnym są doskonale połączone z siecią wewnętrznych i międzynarodowych rurociągów. Sieć ta usprawnia transport gazu z basenu Morza Północnego i eksport do Europy kontynentalnej (tabela 11)<sup>24</sup>. Najbardziej rozbudowana jest sieć z Niemcami i Wielką Brytanią, co pozwala, szczególnie Niemcom, zwiększać import z Norwegii i zmniejszać z Rosji.

Największe znacznie na Morzu Północnym mają norweskie platformy Draupner, Sleipner i Heimdal. Kompania Gassco jest właścicielem i operatorem większości wewnętrznych i eksportowych rurociągów w Norwegii. Wewnętrzny system rurociągowy składa się z wielu systemów podwodnych, które dostarczają nieprzetworzoną ropę z szelfu na brzeg (mapa 5).

Trzy rurociągi łączą Norwegię z Niemcami: Europipe I, Europipe II, Norpipe. Gazociąg Franpipe tłoczy gaz z regionu Morza Północnego do Francji, a system Zeepipe do Belgii (tabela 12).

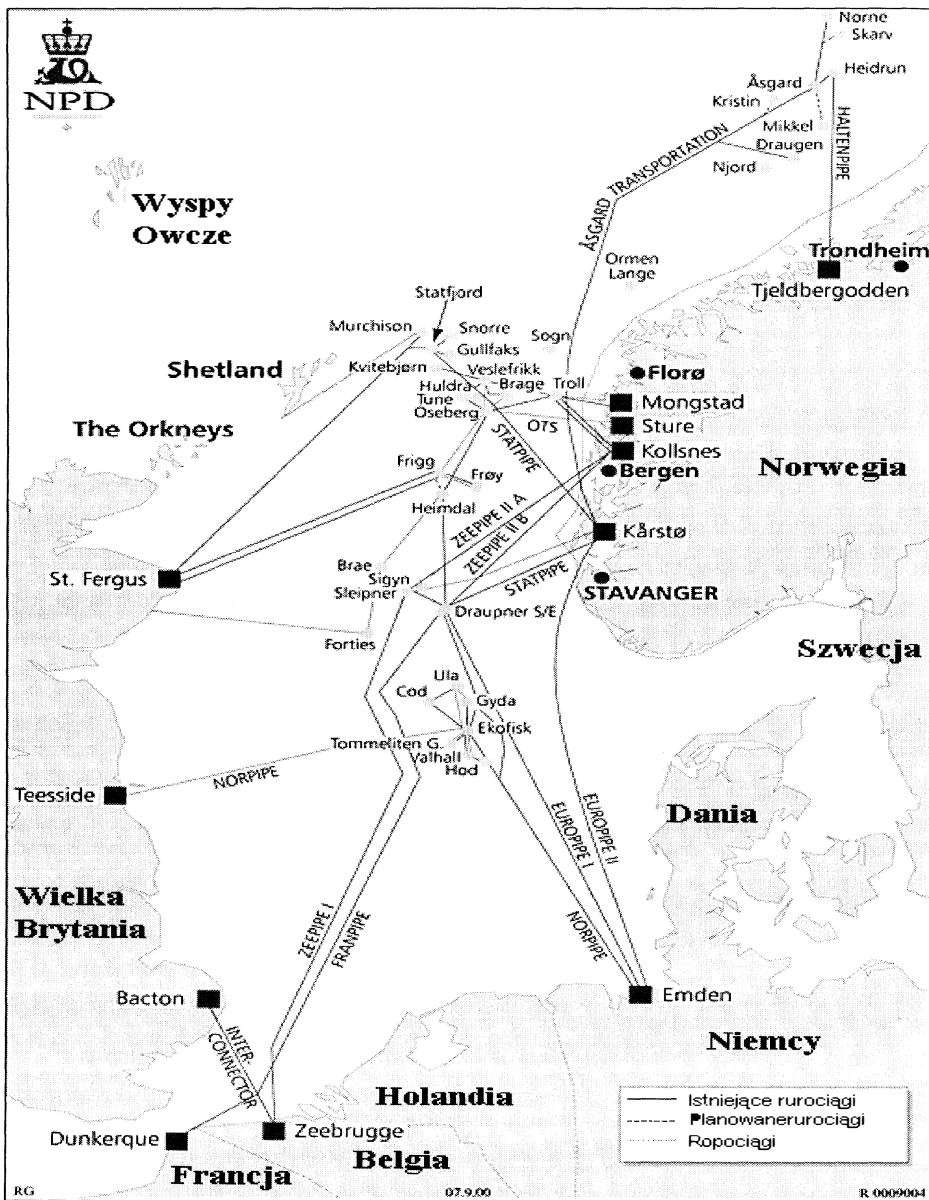
<sup>21</sup> П. Сергеев, *Ресурсная политика Норвегии*, „Мировая экономика и международные отношения”, 2004, № 8, с. 82-90.

<sup>22</sup> *BP Statistical Review...*

<sup>23</sup> 13 сентября началась добыча газа на одном из крупнейших месторождений Норвегии Ormen Lange, <http://www.lenta.ru/> – 13.09.2007.

<sup>24</sup> EIA, *North Sea*, [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov) – January 2007.

### Mapa 5. Strategiczne norweskie rurociągi



Źródło: Statoil, [www.statoil.com](http://www.statoil.com).



**Tabela 12. Najważniejsze strategiczne rurociągi w regionie Morza Północnego**

Nazwa rurociągu	Długość	Operator	Przepustowość	Kierunek
<b>Gazociągi do Niemiec</b>				
Europipe I	670 km	Gassco	18 mld m <sup>3</sup> rocznie	Łączy platformę Draupner E na Morzu Północnym z terminalem Emden (Niemcy)
Europipe II	660 km	Gassco	24 mld m <sup>3</sup> rocznie	Łączy terminal Kårstø (na północ od Stavanger) z niemieckim terminalem Dornum
Norddeutsche Erdgas Transversale (Netra)	408 km	Statoil	21,4 mld m <sup>3</sup> rocznie	System połączony z Europipe oraz terminalem w Dornum, a także łączy Etzel, Wardenburg, Achim z Salzwedel (wschodnie Niemcy)
Statpipe	880 km	Gassco	ok. 34 mld m <sup>3</sup> rocznie	Z Statfjord, Tampen oraz Heimdal na Morzu Północnym przez Kårstø i Draupner S do Emden (Niemcy)
<b>Gazociągi do Francji</b>				
Franpipe	840 km	Gassco	15 mld m <sup>3</sup> rocznie	Łączy platformę Draupner E na Morzu Północnym z francuskimi portami w Dunkierce i Ouest
<b>Gazociągi z Morza Północnego na wybrzeże Norwegii</b>				
Åsgard Transport System	707 km	Gassco	20 mld m <sup>3</sup> rocznie	Gaz ze złóż Åsgard, Heidrun oraz Norne na Morzu Norweskim do Kårstø
Haltenpipe	250 km	Gassco	2,2 mld m <sup>3</sup> rocznie	Łączy złożo Heidrun na Morzu Norweskim z terminalem gazowym i fabryką metanolu w Tjeldbergodden (Norwegia)
<b>Gazociągi do Belgii</b>				
Zeepipe I	814 km	Gassco	13 mld m <sup>3</sup> rocznie	Transport do Europy kontynentalnej. Sleipner-Draupner S
Zeepipe II A	304 km	Gassco	18 mld m <sup>3</sup> rocznie	Kollsnes-Sleipner A
Zeepipe II B	304 km	Gassco	18 mld m <sup>3</sup> rocznie	Kollsnes-Draupner E
<b>Gazociągi do Wielkiej Brytanii</b>				
Langed Gas Pipeline	1 166 km	Gassco & Statoil Hydro	25,5 mld m <sup>3</sup> rocznie	Przez Morze Północne z terminalu Nyhamna przez platformę podnoszącą Sleipner do terminalu gazowego Easington
Frigg Gas UK System	362 km	Total	35 mln stand-ch m <sup>3</sup> dziennie	Z północnego złoża Alwyn na Morzu Północnym do St. Fergus koło Peterhead w Szkocji

Vesterled Gas Pipeline	361 km	Gassco	ok. 13 mld m <sup>3</sup> rocznie	Z samopodnoszącej się platformy Heimdal na Morzu Północnym do St. Fergus w Szkocji
------------------------	--------	--------	-----------------------------------	--

Źródło: opracowanie własne na podstawie *Statoil, Pipeline systems*, <http://www.statoil.com/statoilcom/svg00990.nsf?opendatabase&lang=en&artid=75C210A3B645C1354125665D004AFF77>; *Oseberg Transport System (OTS)*, <http://www.subsea.org/pipelines/listdetails.asp?PipelineID=3>; *Scandinavian Oil & Gas magazine*, [http://www.scandoil.com/moxie-bm2/field/norway/pipeline\\_land\\_facilites/troll-oil-pipeline-i.shtml](http://www.scandoil.com/moxie-bm2/field/norway/pipeline_land_facilites/troll-oil-pipeline-i.shtml).

Ważne znaczenie dla przesyłu gazu ziemnego do UE ma Nordycki system rurociągowy (Nordic Gas Grid). Celem budowy Nordyckiego systemu gazociągowego były dostawy gazu z Norwegii i Danii do Szwecji, Finlandii, Estonii przez akwen Morza Bałtyckiego. Gaz dostarczany jest ze złóż na Morzu Północnym. Trasa gazociągu ciągnie się w dwóch kierunkach: z Goeteborga (Szwecja) – do Niemiec (przez Bałtyk) i z Goeteborga – na wschodnie wybrzeże Szwecji, gdzie gazociąg rozgałęzia się na dwie nitki, po dnie Zatoki Botnickiej, otaczając Wyspy Alandzkie i sięga do Finlandii (na trasie znajdują się rozgałęzienia do Estonii (Tallin) i Rosji (działający gazociąg Imatra w Finlandii), do Sankt Petersburga. Przewiduje się przyłączenie Nordic Gas Grid do europejskiej sieci gazowej przez Niemcy<sup>25</sup>. Ogólna długość rurociągu wyniesie 2 400 km, natomiast zdolność przepustowa to ponad 20 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Wartość projektu ocenia się na ponad 3,5 mld dolarów. Data rozpoczęcia budowy nie została jeszcze ustalona.

Od 1991 roku w programie energetycznym Szwecji uwzględniono punkt dotyczący ochrony środowiska naturalnego. W związku z tym Szwecja jest zainteresowana realizacją energetycznych projektów, które wywierają minimalnie negatywny wpływ na środowisko. W programie podkreślono znaczenie wykorzystania alternatywnych źródeł energii oraz zadeklarowano restrukturyzację i modernizację narodowego systemu bezpieczeństwa energetycznego. Państwo w niewielkim stopniu wykorzystuje gaz ziemny do produkcji energii. Plany gazyfikacji na wielką skalę sięgają jeszcze lat 70. XX wieku, jednak wtedy nie zostały zrealizowane, gdyż środki państwowe przeznaczane były na nuklearny program energetyczny.

W 1980 roku Szwecja podpisała długoterminowy kontrakt z Danią na dostawy gazu ziemnego w ciągu 25 lat. Od 1985 roku funkcjonuje gazociąg

<sup>25</sup> П. Сергеев, *Ресурсная политика Швеции*, „Мировая экономика и международные отношения”, 2001, № 4, с. 81–88.

Malmoe – Goeteborg. Gaz ziemny nie jest wykorzystywany jedynie do celów energetycznych, ale także jako paliwo w transporcie.

W 2006 roku kompania Gassco stworzyła konsorcjum w celu budowy gazociągu z Norwegii do Szwecji i Danii. Do konsorcjum weszły kompanie norweskie i szwedzkie oraz do udziału w projekcie została zaproszona Polska<sup>26</sup>. Pod koniec 2006 Gassco ogłosiła przetarg na studium techniczne projektu. W 2009 Norwegia wyraziła zgodę na budowę gazociągu Skanled i rozpoczęła się realizacja projektu. Koszty budowy rurociągu wyniosą około 1,6 mld dolarów. Gazociąg Skanled o mocy przesyłowej 7 mld m<sup>3</sup> rocznie ma bardzo ważne znaczenie dla Polski, szczególnie jeśli w przyszłości zostanie on połączony z planowanym Baltic Pipe, ponieważ w znacznym stopniu zwiększyłoby się bezpieczeństwo energetyczne państwa<sup>27</sup>. PGNiG przewiduje, że do Polski będzie dostarczanych 2,5-3 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, co wyniesie 18% obecnego zapotrzebowania na gaz<sup>28</sup>. Według komunikatów Gassco dostawy nowym gazociągiem rozpoczną się w październiku w 2012 roku<sup>29</sup>.

Perspektywy Finlandii, jeśli chodzi o transport zasobów naturalnych z Rosji, wiążą się z obszarami północnymi, w których znajdują się porty fińskie i rosyjskie. Helsinki skłaniają się ku tranzytowi subarktycznemu, co otwiera szerokie możliwości wzajemnej działalności ekonomicznych podmiotów obydwu państw. W tych warunkach potrzeby importowe gazu Finów są wkomponowane w koncepcję bezpośredniego sąsiedztwa z Rosją. Jednym z takich projektów jest budowa gazociągu Wymiar Północny, który ciągnąć się będzie z Rosji do fińskiego portu Porwo. Port ten może przepompować 10 mln ton ropy rocznie. O projekcie krytycznie wypowiada się Norwegia, Szwecja i Dania, jak również Łotwa, która twierdzi, że jego realizacja szkodzi jej interesom narodowym<sup>30</sup>.

Wielka Brytania posiada potężną infrastrukturę gazową (tabela 8). Transportem gazu zajmuje się kompania, która należy do holdingu Lattice Groupe, w którego posiadaniu znajduje się 12,8 tys. km (w tym 7,5 tys. km biegnie po dnie morza) magistrali rurociągowych. Wewnętrzny system gazociągowy Wielkiej Brytanii składa się z 4 systemów rurociągowych.

<sup>26</sup> *Z Norwegii do Szwecji gaz popłynie przez Polskę?*, <http://www.money.pl/gospodarka/wiadomosci/artukul/z;norwegii;do;szwecji;gaz;poplynie;przez;polske,60,0,157500.html> – 11.05.2006.

<sup>27</sup> *EIA, Norway*, <http://www.eia.doe.gov> – May 2006.

<sup>28</sup> *Projekt Skanled nabiera tempa*, <http://koksownictwo.nettg.pl/Aktualnosci/Energetyka/Kraj/Projekt-Skanled-nabiera-tempa,8868,3> – 10.02.2009.

<sup>29</sup> A. Kublik, *PGNiG bierze udział w norweskim gazociągu*, <http://gospodarka.gazeta.pl/gospodarka/1,33181,4240184.html> – 20.06.2007.

<sup>30</sup> В. Симиндей, *op. cit.*, c. 107-112.

System ten dostarcza gaz ziemny z platform morskich do terminali przybrzeżnych (tabela 13).

**Tabela 13. Najważniejsze gazociągi Wielkiej Brytanii**

Nazwa gazociągu	Operator	Długość	Kierunek
<b>Wewnętrzne gazociągi</b>			
Shearwater-Elgin Line (SEAL)	Total	480 km	Shearwater – Elgin area – Bacton (Anglia)
Scottish Area Gas Evacuation (SAGE)	ExxonMobil	338 km	Zagłębie UKGS – terminal St. Fergus (Szkocja)
Central Area Transmission System (CATS)	BP	404 km	Zagłębie UKCS – Teeside
Far North Liquids and Gas System (FLAGS)	Shell	450 km	Zagłębie Brent Oil System – St. Fergus – gaz związany z wydobyciem ropy naftowej
FRIGG UK System	Total	362 km	Łączy złoża na Morzu Północnym z terminalem w St. Fergus
<b>Międzyregionalne gazociągi o strategicznym znaczeniu</b>			
Interconnector Pipeline	BG, Ruhrgas oraz Distrigas	235 km	Bacton (Anglia) i Zeebrugge (Belgia)
UK-Eire Interconnector		n/a	Łączy Wielką Brytanię z Irlandią, ciągnie się z Moffat (Szkocja) do Dublina
Balgzand-Bacton Line (BBL)	BBL Company	235 km	Łączy Balgzand (Holandia) z Bacton (Anglia)

Źródło: opracowanie własne na podstawie *Energy profile of the United Kingdom*, <http://www.eoearth.org> – January 2008; *Энергетическая Хартия. Тарифы за транзит газа в отдельных странах Договора Энергетической Хартии*, <http://www.encharter.org> – Январь 2006.

Systemy SEAL, SAGE, CATS, FLAGS oraz FRIGG łączą złoża na Morzu Północnym w jeden system transportowy, który tłoczy gaz na kontynent. Gazociąg BBL łączy Holandię i Wielką Brytanię.

Interconnector Pipeline jest pierwszym gazociągiem, który związał Wielką Brytanię z kontynentem. Odcinek o długości 235 km łączy się z istotną infrastrukturą brzegową w obu państwach, a także z terminalem LNG w Zeebrugge. Obecnie przepustowość rurociągu wynosi 20 mld m<sup>3</sup> gazu z Wielkiej Brytanii do Belgii oraz 23,5 mld m<sup>3</sup> w kierunku zwrot-

nym<sup>31</sup>. Jeśli chodzi o rurociąg BBL, to według Gasunie jego początkowa przepustowość wynosi – 16 mld m<sup>3</sup> rocznie.

Kompania Fluxys jest operatorem systemu transportowego (OST) w Belgii i eksploatuje wszystkie rurociągi wysokiego ciśnienia. Belgia jest znaczącym państwem tranzytowym, z którego gaz jest przepompowywany z węzła w Zeebrugge, gdzie na brzeg wychodzą rurociągi biegnące z Norwegii i Wielkiej Brytanii, a także terminal gazu skroplonego, w kierunku wschodnim, do Niemiec.

Holandia należy do państw o najwyższym stopniu konsumpcji gazu ziemnego na jednego mieszkańca w Europie. Udział gazu ziemnego w bilansie energetycznym państwa wynosi 41 %. Holandia jest także państwem eksportującym gaz ziemny. Z tym w dużym stopniu, wiąże się podobieństwo pozycji, jaką posiada Holandia, do największego światowego eksportera gazu – Rosji, jeśli chodzi o sprawy rozwoju rynku gazowniczego i jego liberalizacji<sup>32</sup>. Rząd Holandii, starając się zabezpieczyć potencjał energetyczny państwa, wspiera kupno gazu zagranicznego. Z tego ponad 10% to gaz ziemny importowany z Rosji<sup>33</sup>. Holandia, jest krajem o niewielkim terytorium, co sprawia, że posiada dobrze rozbudowany system przesyłu gazu – NOGAT (Northern Offshore Gas Transport). System ten łączy holenderski terminal gazowy Den Helder z duńskim szelfem kontynentalnym. Holandię i Danię wiąże również podwodny gazociąg Tyra West – F3 Pipeline o długości 100 km. Trasa rurociągu łączy duńską platformę Tyra West platformą F3. Rurociąg ułatwia eksport duńskiego gazu do północno-wschodniej Europy<sup>34</sup> za pomocą rurociągu Nogat<sup>35</sup>.

Wydobyciem gazu na terytorium Francji oraz poza jej granicami zajmuje się kompania Gas de France (GdF), która transportuje i rozdziela gaz w regionach. Ze względu na dostawy gazu, terytorium Francji jest podzielone na osiem regionów. Transport gazu ziemnego realizowany jest na pod-

<sup>31</sup> Британский консорциум Interconnector (UK) Limited меняет режим работы газопровода с экспортного на импортный, <http://www.vremya.ru> – 2.11.2006.

<sup>32</sup> Встреча Министра экономического развития и торговли Российской Федерации Г.О. Грефа с Послом Королевства Нидерландов в Российской Федерации Яном-Паулем Дирксе, <http://www.economy.gov.ru/wps/wcm/connect/economylib/mert/welcome/pressservice/news/doc11812267674> – 27.10.2005.

<sup>33</sup> Нидерланды планируют развивать свою газотранспортную систему в рамках проекта Северо-Европейского газопровода, [www.riatec.ru](http://www.riatec.ru) – 22.06.2005.

<sup>34</sup> Energy policies of IEA countries, s. 149, <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2006/denmark2006.pdf>.

<sup>35</sup> Direct Gas Exports From Denmark to the Netherlands Begin, Via New pipeline, [http://www.oilvoice.com/n/Direct\\_Gas\\_Exports\\_From\\_Denmark\\_to\\_the\\_Netherlands\\_Begin\\_Via\\_New\\_pipeline/fb699ddc.aspx](http://www.oilvoice.com/n/Direct_Gas_Exports_From_Denmark_to_the_Netherlands_Begin_Via_New_pipeline/fb699ddc.aspx) – 26.07.2004.

stawie koncesji. Rząd nadaje kompaniom kontrakty na budowę systemów transportu zasobów energetycznych oraz na zarządzanie nimi.

Na terytorium Francji działają trzy podstawowe kompanie transportowe. Największa wśród nich to GdF, która kontroluje 28 tys. km magistrali gazociągowych oraz 147,3 tys. km sieci rozdzielczych gazu ziemnego. Druga kompania, Gas du Sud – East, nadzoruje sieć transportową o długości 4 tys. km w 12 departamentach na południowym zachodzie Francji. Trzecia kompania transportowa, Company de Frances du metan, jest operatorem sieci gazociągowej o długości 6 tys. km, co stanowi jedną trzecią terytorium Francji na południowym wschodzie oraz w centrum.

Głównymi eksporterami gazu do Francji są Norwegia, Rosja, Algieria i Holandia. Ponad połowę dostaw z importu realizuje się poprzez trzy podstawowe systemy rurociągowo: MEGAL – gaz rosyjski z Niemiec, Franpipe (NorFra) – gaz ze złóż Norwegii, Holandii i Wielkiej Brytanii na Morzu Północnym, NorFra – to nowa magistrala gazowa w Europie Zachodniej, największy na świecie gazociąg morski ze zdolnością przepustową ponad 13 mld m<sup>3</sup> gazu, który dostarcza gaz z Norwegii (tabela 14)<sup>36</sup>. NorFra połączył złożę Troll z rynkiem gazowym Francji w norweskim sektorze Morza Północnego<sup>37</sup>. W związku z budową gazociągu NorFra nastąpiły zmiany w infrastrukturze państwa, m.in. w celu przepływu norweskiego gazu do Włoch. W 2002 roku do eksploatacji oddano gazociąg z Dunkierki do granicy francusko-szwajcarskiej, o długości 500 km – Północno-wschodnia magistrala przygraniczna; oddano też do eksploatacji dwa dodatkowe gazociągi o długości ponad 300 km – Arter de plato du Vecsin oraz Arter du Santre.

Wewnętrzny system rurociągowy Francji zarządza kompania GdF. Dysponuje ponad 19 tys. mil gazociągów Francji, o przepustowości 5,9 mld stóp<sup>3</sup> dziennie. System gazociągów Francji pokrywa całe państwo i łączy główne centra: Dunkierkę, Montoir-de-Bretagne, Fos-Cavaou, Cerville-Velaine oraz Taisnieres.

Kompania Gas de France posiada największe w Europie podziemne magazyny gazu, co pozwala na gromadzenie 0,28 mld stóp<sup>3</sup> i może zabezpieczyć potrzeby państwa przez 3 miesiące. Gas de France eksportuje około 800 mln m<sup>3</sup> gazu do Węgier, Szwajcarii, Luksemburga, Niemiec i Hiszpa-

<sup>36</sup> *Memorandum of Understanding on the Exchange of Information on Safety Related Matters and Procedures for Consultation Between the Norwegian Petroleum Directorate and the Belgian Ministry of Economic Affairs*, <http://www.ptil.no/getfile.php/PDF/FranpipeAvtaleTransitt.pdf>.

<sup>37</sup> В. Басс, *Газовый рынок Франции*, „Мировая экономика и международные отношения”, 2001, № 11, с. 101-105.



nii<sup>38</sup>. Tranzyt gazu ziemnego jest dla Francji bardzo ważny, ponieważ daje możliwość stabilnego dochodu, zwiększa wizerunek i międzynarodowy autorytet kompanii, poszerza krąg partnerów w gospodarce zewnętrznej, a to pozwala Francji zajmować ważne miejsce na rynku gazowym Europy.

Tabela 14. Najważniejsze gazociągi Francji

Nazwa rurociągu	Długość	Operator	Przepustowość	Kierunek
Franpipe	840 km	Gassco	19,6 mld m <sup>3</sup> rocznie	Łączy platformę norweską Draupner na Morzu Północnym z francuskim portem w Dunkierce (pierwszy rurociąg, który bezpośrednio połączył Francję z głównymi złożami Norwegii)
Gazociąg Trans-Pirenejski			330 mln stóp <sup>3</sup> dziennie	Łączy Calahorrę (Hiszpania) i Lacq (Francja). Pozwala eksportować gaz z Norwegii do Hiszpanii przez Francję
Gazociąg Euskadour	19 mil (28 km)	Total	48 mln stóp <sup>3</sup> dziennie	Dostarcza skroplony gaz ziemny z terminalu w Bilbao (Hiszpania) do Lussagnet (płd. Francja). Pozwala reeksportować Hiszpanii skroplony gaz na północ

Źródło: opracowanie własne na podstawie *Franpipe*, *Gassco*, <http://www.gassco.no/wps/wcm/connect/Gassco-EN/gassco/home/var-virksomhet/ror-og-plattform/franpipe/>; *Iberian Peninsula*, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/iberian.html> – July 2005; *Inauguration of Euskadour Gas Interconnector between France and Spain*, [http://www.total.com/en/press/press\\_releases/pr\\_2006/060619-euskadour\\_9891.htm](http://www.total.com/en/press/press_releases/pr_2006/060619-euskadour_9891.htm) – 19.06.2006.

Niemcy stanowią główny węzeł tranzytowy gazu w Europie. System gazociągowy państwa składa się z pięciu gazociągów naziemnych (tabela 15) i trzech gazociągów podmorskich, które łączą złoża na Morzu Północnym z wybrzeżem Niemiec.

38 Ibidem.

Tabela15. Najważniejsze gazociągi Niemiec

Nazwa gazociągu	Długość	Przepustowość	Operator	Kierunek
System MEGAL	1115 km	22 mld m <sup>3</sup> rocznie	E.ON Ruhrgas	Czechy – Niemcy – Francja. Oprócz ułatwienia transportu gazu ziemnego z Rosji do Francji, system MEGAL posiada także kilka połączeń z niemieckim wewnętrznym systemem dostaw nośników energetycznych
Odgałęzienia: MEGAL-Nord	467 km			Łączy Czechy poprzez Waidhaus na granicy czesko-niemieckiej i Medelsheim na granicy francusko-niemieckiej
MEGAL-Sud				Ciągnie się z Oberkappel na granicy niemiecko-austriackiej do Schwandorf, gdzie łączy się z MEGAL-Nord
Trans Europa Naturgas Pipeline (TENP)	968 km	7 mld m <sup>3</sup> rocznie	ENI E.ON	Przebiega przez terytorium Niemiec od holendersko-niemieckiej granicy do niemiecko-szwajcarskiej
STEGAL	314 km	8 mld m <sup>3</sup> rocznie	Wingas GmbH	Łączy czeski i niemiecki system gazociągowy
Norddeutsche Erdgas Transversale (NETRA)	408 km	20 mld m <sup>3</sup> rocznie	E.ON Ruhrgas	Etzel – Wilhelmshaven – Stein– Bernau; NETRA łączy Emden i Dornum
Mitte-Deutschland-Anbindungs-Leitung (MIDAL)	702 km	13 mld m <sup>3</sup> rocznie	Wingas GmbH	Emden – Ludwigshafen; łączy wybrzeże Morza Północnego z Kahrlsruhe. MIDAL pozwala Niemcom importować gaz ziemny z Norwegii przez terminal odbiorczy w Emden i Dornum. Łączy również wybrzeże Morza Północnego z wewnętrzną siecią Norddeutsche Erdgas Transversale (NETRA)
Odgałęzienia: 1) Rehden-Hamburg Gas (RHG)	129 km			Łączy Hamburg z systemem MIDAL
2) system WEDAL	322 km			Łączy się z rurociągiem MIDAL na granicy belgijskiej w pobliżu Aachen

System Gas- -Anbindungs- -Leitung (JAGAL)	328 km	24 mld m <sup>3</sup> rocznie	Wingas GmbH	Transportuje gaz rosyjski do wschodnich Niemiec przez Polskę
JAGAL I	113 km			Łączy Mallnów – na granicy polskiej z Baruth na pld. Berlina
JAGAL II	225 km			Ciągnie się z Baruth do Rueckersdorfu
System Sued- deutsche Erdgasleitung (SEL)			Wingas i E.ON- -Ruhrgas	Składa się z dwu gałęzi, które biegną z pld.-zach. Niemiec do granicy niemiecko-austriackiej
SEL-I	160 mil*			Z Lampertheim do Amerdingen
SEL-II	150 mil*			Z Amerdingen do Burghausen
Gazociąg Sachsen- -Thuringen- -Erdgasleitung (STEGAL)	314 km		Wingas i E.ON- -Ruhrgas	Biegnie z St. Katharinen (Republika Czeska) do Rekord, gdzie łączy się z systemem rurociągowym MIDAL. STEGAL pozwala na to, by Niemcy importowały gaz z Rosji przez Czechy i Słowację

\*długość rurociągów podana w milach ze względu na brak danych w kilometrach

Źródło: opracowanie własne na podstawie *Energy Information Administration, Germany*, [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov) – January 2006.

Niemcy posiadają dobrze rozbudowany system transportu gazu ziemnego we wszystkich kierunkach. Rurociągi łączą kraj z platformami na Morzu Północnym, a rozgałęziony system rurociągowy pozwala transportować gaz z północy na południe, do Włoch. Gazociągiem MEGAL transportowany jest rosyjski gaz z Niemiec do Francji i Czech. Gazociąg TENP pozwala gaz ze złóż na Morzu Północnym transportować do Włoch przez Szwajcarię. Dzięki korzystnemu położeniu w centrum Europy, Niemcy są głównym konsumentem i znaczącym centrum tranzytowym gazu ziemnego z Rosji i Morza Północnego. Wewnętrzny system przesyłu gazu ziemnego zabezpiecza import gazu z terminali do wewnętrznych centrów konsumpcji. Polska zaproponowała budowę dodatkowego gazociągu z Bernau (Niemcy) do Szczecina<sup>39</sup>, który pozwoliłby transportować gaz z regionu Morza Północnego do Polski. Kompania naftowa – Polskie Górnictwo Naf-

<sup>39</sup> *Gudzowaty wciąż chce gazociągu z Niemiec*, <http://gospodarka.gazeta.pl/gospodarka/1,33207,3754829.html> – 24.11.2006.

towe i Gazownictwo (PGNiG) – w sierpniu 2005 roku poinformowała o swoich planach budowy gazociągu między oboma państwami, co ułatwi transport gazu z Norwegii<sup>40</sup>.

Gazprom, BASF Wingas GmbH oraz niemiecka grupa energetyczna EWE AG koordynują budowę podziemnych magazynów gazu w Dolnej Saksonii. Kompanie planują wybudowanie magazynów złóż w grotach soli kamiennej w niemieckim Jemgum, w okolicach miasta Leser, w pobliżu granicy z Holandią. Magazyny te będą zarządzane w sposób autonomiczny. Pozwoli to na zminimalizowanie ich wpływu na środowisko naturalne i obiekty prywatnej własności w regionie<sup>41</sup>.

W 2011 roku został uruchomiony gazociąg Nord Stream, który<sup>42</sup> w 2015 będzie w stanie zabezpieczyć jedynie jedną czwartą europejskiego zapotrzebowania na gaz, dlatego niezbędna jest budowa innych gazociągów. Według prognoz ekspertów, do 2015 roku potrzeby importowe gazu ziemnego w państwach UE wzrosną do 230 mld m<sup>3</sup> rocznie.

13 lipca 2011 został oddany do użytku gazociąg Opal, który jest przedłużeniem lądowym gazociągu Nord Stream (stanowi wschodnią odnogę). Rurociąg biegnie wzdłuż polsko-niemieckiej granicy, w kierunku Czech i Słowacji, gdzie połączy się z wewnętrznym systemem przesyłowym tych państw<sup>43</sup>. Uruchomienie Opalu w pewnym stopniu stanowi alternatywną drogę dostaw gazu do Polski, jednak prawdopodobna cena gazu będzie większa niż średnio na rynku. Po uruchomieniu gazociągu Nord Stream istnieje też prawdopodobieństwo wyłączenia gazociągu jamalskiego. Oznacza to, że Polska, o ile nie zrealizuje swoich projektów dywersyfikacji tras w sektorze gazu ziemnego, uwzględniających źródła inne niż rosyjskie, zostanie zmuszona do zakupu drogiego rosyjskiego surowca na polsko-niemieckiej granicy, którego cena (oprócz kosztów wydobycia, transportu via Nord Stream i rosyjskiej marży) będzie uwzględniać wysokie niemieckie taryfy przesyłowe i niemiecką marżę<sup>44</sup>.

W tym celu przedstawiciele rządów Estonii, Litwy i Polski wystąpiły z propozycją budowy lądowego gazociągu Amber, który miałby być alternatywą gazociągu Nord Stream. Państwa te zwróciły się do Komisji Europejskiej z prośbą o dofinansowanie badań związanych z możliwością budowy gazociągu Amber. Przewiduje się, że rurociągiem będzie możliwe tłoczenie

<sup>40</sup> *EIA Germany*, [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov) – January 2006.

<sup>41</sup> *Wingas u EWE будут координировать работу в строительстве ПХГ в Нижней Саксонии*, <http://www.vremya.ru> – 9.12.2006.

<sup>42</sup> Więcej na temat rurociągu Nord Stream w rozdziale IV.

<sup>43</sup> Hub – miejsce handlu gazem, w którym łączy się kilka gazociągów; J. Kowalski, *Europa w kleszczach Gazpromu*, <http://www.nowe-panstwo.pl/5.php> – 13.10.2008.

<sup>44</sup> *Ibidem*.

gazu w obu kierunkach. Zakładana przepustowość rurociągu to 30 mld m<sup>3</sup> rocznie, w tym byłyby zarezerwowane 2 mld m<sup>3</sup> na potrzeby Polski. Główną zaletą projektu Amber, jest mniejsze zagrożenie dla środowiska i niskie ceny gazu w Europie. Poza tym, część trasy w projekcie Amber zgadza się z już gotową trasą rurociągu Jamał – Europa<sup>45</sup>. Idea ta nie przybrała jednak jeszcze żadnej konkretnej formy<sup>46</sup>, czyli Amber nie może być uważany za alternatywę morskiego gazociągu Nord Stream. Projekt Nord Stream został uznany za priorytetowy dla Europy, na podstawie wykazanych preferencji gazociągu morskiego. Gazociągi morskie są bardziej skuteczne niż lądowe, gdyż na te pierwsze czynnik ludzki ma mniejszy wpływ. Rura znajdująca się na dużej głębokości, jest bardziej bezpieczna. Gazociągi lądowe, oprócz zwiększonego ryzyka w eksploatacji związanej z działalnością antropogeniczną, z ekologicznego punktu widzenia są zagrożeniem dla wrażliwych stref, takich jak lasy, rzeki, a także miejsca zasiedlone oraz działki znajdujące się w prywatnym posiadaniu<sup>47</sup>.

Największa kompania rynku naftowego Włoch ENI jest jednocześnie jedną z sześciu największych zintegrowanych nafto-gazowych korporacji, która działa w osiemdziesięciu państwach świata, m.in. w państwach WNP. Głównymi dostawcami gazu ziemnego do Włoch w 2007 roku były: Algieria – 22,10 mld m<sup>3</sup>; Rosja – 23,80; Libia – 9,20; Norwegia – 8,99; Holandia – 6,11. Kompania SNAM zabezpiecza import z Holandii, Algierii i Rosji, kompania Edisongas – z Rosji i Algierii, natomiast ENEL – z Algierii i Nigerii.

System transportu gazu do Włoch jest zamkniętym systemem gazociągów o długości około 6 400 km. Większość gazu ziemnego Włochy importują za pomocą rurociągów. Dostawy gazu z państw północnej Europy (głównie z Holandii i Norwegii) realizowane są dwoma gazociągami – Trans-European Pipeline – TENP i rurociągiem Transigas, które podłączone są do włoskiego systemu transportowego na północy w rejonie Passo Grieg, na granicy Włoch i Szwajcarii. Trans-European Natural Gas Pipeline (TENP) biegnie od granicy niemiecko-duńskiej do Włoch. System może funkcjonować również w reżimie rewersu, co pozwala przez system TENP transportować algierski i libijski gaz z Włoch do Niemiec. Rurociąg Transigas o długości 293 km, transportuje gaz ziemny do Włoch głów-

<sup>45</sup> *Вице-премьер Польши предлагает заменить Nord Stream на „Amber”*, <http://www.rosbalt.ru/2008/06/09/492654.html> – 9.06.2008; *Pawlak: gazociąg Amber tańszym rozwiązaniem niż gazociąg północny*, [http://www.bankier.pl/wiadomosci/print.html?article\\_id=1711331](http://www.bankier.pl/wiadomosci/print.html?article_id=1711331) – 7.02.2008.

<sup>46</sup> *Nasz cenny gaz*, <http://www.gigawat.net.pl/article/articleview/1327/1/91/> – 30.11.2008.

<sup>47</sup> *Ibidem*.

nie z Holandii i Norwegii. Gazociąg przebiega przez terytorium Szwajcarii (165 km) z Wallbach, gdzie łączy się z systemem TENP, dalej nitka biegnie do Passo Gries na włoskiej granicy łącząc się z włoskim systemem rurociągowym<sup>48</sup>.

W listopadzie 2006 roku Gazprom i ENI podpisały nową wersję umowy o partnerstwie strategicznym. W myśl tej umowy Gazprom od 2007 roku otrzymał możliwość realizacji bezpośrednich dostaw gazu rosyjskiego na włoski rynek, który jest trzecim co do wielkości w Europie, ustępując tylko rynkom Wielkiej Brytanii i Niemiec. Umowa o partnerstwie strategicznym przewiduje wydłużenie obecnych kontraktów na dostawy gazu do Włoch do 2035 roku<sup>49</sup>. ENI zrezygnowała na rzecz Gazpromu z prawa na dostawy 2 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie konsumentom włoskim do 2027 roku<sup>50</sup>. Włochy posiadają trzecią co do wielkości przesyłową sieć gazową w Europie. Według danych Snam, system składa się z 19 tys. mil rurociągów. Prawo włoskie gwarantuje otwarte i niedyskryminujące podłączenie do systemu.

Libijski gaz jest dostarczany do Włoch gazociągiem Greenstream, natomiast algierski za pomocą Trans-Mediterranean (Transmed, Enrico Mattei), Maghreb-Europe Gas (MEG, also called Pedro Duran Farrell), Medgaz. W planach znajduje się budowa gazociągu Galsi<sup>51</sup>.

Przez terytorium Austrii biegną istotne drogi tranzytowe do Włoch, Niemiec, Węgier, Słowenii i Chorwacji. Operatorem systemu tranzytowego (OST), który odpowiada za tranzyt i podstawową ilość gazu potrzebnego dla dostaw lokalnych, jest kompania OMV Erdgas. Z Baumgarten na południe ciągnie się system Trans-Austria-Gasleitung (TAG); na północny wschód – Hungaria-Austria-Gasleitung (HAG). Z systemu TAG w Bettendorfie oddziela się nitka gazociągu Süd-Ost-Leitung (SOL). Systemem TAG gaz płynie do Włoch, a za pomocą systemu SOL – do Słowenii i Chorwacji. MAB zabezpiecza krótką trasę transportu do magazynu gazu na granicy austriacko-słowackiej i nie posiada zdolności przepompowywania gazu w obu kierunkach. WAG jest głównym systemem tranzytowym do transportu rurociągiem Penta-West w kierunku zachodnim, do Niemiec i dalej do Francji. HAG jest gazociągiem o niewielkiej długości (46 km), którym transportuje się gaz do Węgier. Corocznie przez Baumgarten przepuszcza się ponad 40 mld m<sup>3</sup> gazu<sup>52</sup>.

<sup>48</sup> *The Transitgas System, Eni Gas Transport International*, [http://www.enich.ch/transitgas\\_en.html](http://www.enich.ch/transitgas_en.html)

<sup>49</sup> *Eni впустила „Газпром” на свой рынок*, [www.kommersant.ru/daily](http://www.kommersant.ru/daily) – 15.11.2006.

<sup>50</sup> *Газпром сдал назад*, <http://www.vedomosti.ru> – 21.10.2005.

<sup>51</sup> *Szczegóły w rozdziale IV.*

<sup>52</sup> *Энергетическая Хартия. Тарифы за транзит газа в отдельных странах Договора Энергетической Хартии*, Январь 2006, с. 20-31.



Ogólna długość pięciu czeskich nitek tranzytowych wynosi prawie 2270 km. W 2011 roku ma zostać oddany do eksploatacji rurociąg Gaze-la<sup>53</sup>, który połączy Czechy z niemieckim rurociągiem Opal i pozwoli Czechom importować rosyjski gaz, który płynie do Niemiec rurociągiem Nord Stream.

Istotnym projektem, który może wzmocnić bezpieczeństwo energetyczne i przyczynić się do dywersyfikacji dostaw gazu do Unii Europejskiej jest budowa gazociągu South Stream. Jego budowa miała rozpocząć się w 2009 roku, do dziś jednak nie rozpoczęła się. Planuje się, że trasa rurociągu będzie przebiegać po dnie Morza Czarnego do bułgarskiej Warny, gdzie podzieli się na dwie nitki – północną z Bułgarii do Węgier i Słowacji oraz południową – do Grecji i Włoch. Jako alternatywę Gazprom przewiduje trasę z Bułgarii przez Serbię do Chorwacji. Przepustowość gazociągu będzie wynosić 63 mld m<sup>3</sup> rocznie<sup>54</sup>. Przewiduje się także, że rurociąg zostanie oddany do użytku w 2015 roku, jednak na razie to tylko ambitny rosyjski projekt<sup>55</sup>. Pod względem geograficznym, biegnąc po dnie Morza Czarnego, rurociąg ten łączyłby Rosję z Bułgarią. Taka propozycja odpowiada strategii energetycznej Gazpromu, który przewiduje budowę rurociągów, umożliwiających sprzedaż gazu do UE, nie transportując go przy tym przez terytorium niektórych państw. Przykładowo gazociąg Nord Stream ciągnie się do Niemiec po dnie Morza Bałtyckiego, a celem jego budowy było omińnięcie terytorium Białorusi i Polski. South Stream pozwoli transportować gaz z Rosji na potrzeby Turcji przez terytorium, gdzie ciągnie się rurociąg Blue Stream<sup>56</sup>.

Bułgaria jest istotnym państwem tranzytowym gazu rosyjskiego, który dostarczany jest do Turcji, Grecji i Macedonii. Do wymienionych państw przez terytorium Bułgarii transportowano około 13,5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, a do 2010 roku ilość tranzytu miała osiągnąć 18 mld m<sup>3</sup> rocznie, zgodnie z długoterminową umową o tranzycie. Odległość tranzytu do Turcji jest stosunkowo niewielka – poniżej 300 km, natomiast odległość transportu tranzytowego do Grecji i Macedonii jest znacząco większa<sup>57</sup>.

Polska stała się ważnym państwem tranzytowym po otwarciu gazociągu z Jamału, którym gaz z Rosji przesyłany jest przez terytorium Białorusi.

<sup>53</sup> *Infrastructure projects for Central and East Europe*, <http://www.cgoa.cz/cs/download/2007-presentace-thomas-kleefus.pdf>.

<sup>54</sup> *Греция намерена принять участие в проекте газопровода „Южный поток”*, <http://inosmi.ru> – 23.06.2007.

<sup>55</sup> *South Stream*, <http://south-stream.info/index.php?id=14>.

<sup>56</sup> *Газпром и ENI анализируют проект строительства трубопровода из России в Европу*, <http://www.inosmi.ru/> – 25.06.2007.

<sup>57</sup> *Энергетическая Хартия...*, с. 74-80.

Gazociąg ten, początkowo dążył do wykorzystania ogromnych zapasów gazu na Półwyspie Jamalskim, obecnie jest alternatywną trasą wobec gazociągu przez Ukrainę, której celem jest transport gazu z zachodniej Syberii do Europy Zachodniej<sup>58</sup>.

Gazociąg z Jamału o długości około 4 tys. km, z których 684 km biegnie przez terytorium Polski, posiada przepustowość równą 33 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Jest własnością i eksploatowany jest przez kompanię EuRoPol Gaz, która w 48% należy do polskiej państwowej kompanii nafto-gazowej PGNiG, zaś w 48% do Gazpromu i w 4% do zarejestrowanej w Polsce kompanii, którą kierują akcjonariusze rosyjscy i polscy. Taryfy tranzytowe gazociągu w praktyce wyznaczane są na drodze rozmów z Gazpromem<sup>59</sup>. Większość tego gazu przeznaczona jest na rynek niemiecki.

Druga nitka jamalskiej rury miała być ułożona do końca 2001, a potem do 2010 roku, jednak ze względu na zaangażowanie Rosji w budowę Nord Stream nie zaczęto jej nawet projektować. Gazprom uzależnia tę inwestycję od wzrostu zapotrzebowania na błękitne paliwo w Europie Środkowej i północnej, przede wszystkim w Polsce<sup>60</sup>.

Białoruś wielokrotnie apelowała do Rosji o rezygnację z budowy North Stream. Jednocześnie proponowała Moskwie preferencje w opłatach za tranzyt gazu, jeśli strona rosyjska zbuduje Jamał – Europa II, który będzie w stanie zwiększyć przepustowość obu rurociągów do 2,3 trln stóp<sup>3</sup> rocznie. Mińsk zaznaczał przy tym, że podczas budowy pierwszej nitki przygotowano całą infrastrukturę niezbędną do położenia drugiej. Na początku stycznia 2009 roku premier Władimir Putin ocenił, że budowa gazociągu Jamał – Europa II jest w tej chwili niecelowa, jednakże nie wykluczył, że w przyszłości można będzie powrócić do tego tematu. Zdaniem Putina: „Teoretycznie wszystko jest możliwe w zależności od wielkości zapotrzebowania na gaz. Obecnie w związku z kryzysem gospodarczym zużycie tego paliwa w Europie spada. Dlatego mówienie dzisiaj o budowie jeszcze jednej nitki tego gazociągu jest niecelowe”<sup>61</sup>.

Rosyjski premier podkreślił, że „najpierw należy zakończyć budowę gazociągu po dnie Morza Bałtyckiego”. Obecnie budowa drugiego odgałęzienia nie została zatwierdzona. Koszty budowy drugiej nitki gazociągu

<sup>58</sup> A. Kublik, *Czy Tusk przywiezie gazociąg z Moskwy*, <http://serwisy.gazeta.pl/metroon/1,0,4902461.html> – 5.02.2008.

<sup>59</sup> *Энергетическая Хартия...*, s. 78-84.

<sup>60</sup> J. Malczyk, *Rosja: Prasa: Białoruś zabiega o budowę gazociągu Jamał-Europa II*, [http://www.money.pl/archiwum/wiadomosci\\_agencyjne/pap/artukul/rosja%3Bprasa%3Bbialorus%3Bzabiega%3Bo%3Bbudowe%3Bgazociagu%3Bjamaal-europa%3Bii,25,0,420377.html](http://www.money.pl/archiwum/wiadomosci_agencyjne/pap/artukul/rosja%3Bprasa%3Bbialorus%3Bzabiega%3Bo%3Bbudowe%3Bgazociagu%3Bjamaal-europa%3Bii,25,0,420377.html) – 21.01.2009.

<sup>61</sup> *Ibidem*.

Jamał – Europa na odcinku od granicy niemiecko-polskiej do Nieświeża na Białorusi wyniosą około 2,6 mld dolarów.

Obecnie grecki system gazociągowy jest powiązany z systemem tureckim i włoskim za sprawą gazociągu podwodnego, a do 2010 roku będzie połączony z europejską siecią gazową (European natural gas network). Grecja planuje stać się głównym szlakiem tranzytowym gazu kaspijskiego i hiszpańskiego, oraz być partnerem strategicznym w bezpiecznym dostarczaniu gazu ziemnego do innych państw członkowskich UE i częścią południowoeuropejskiego koła gazowego (South European Gas Ring – SEGR).

By zapobiec deficytowi gazu, Grecja wystąpiła z inicjatywą budowy gazociągu Karadżabej – Komotini, który połączył republikę z Turcją. Budowa rurociągu o przepustowości około 10 mld m<sup>3</sup> została sfinalizowana w listopadzie 2007 roku<sup>62</sup>. W 2012 roku zaplanowane jest podłączenie gazociągu Karadżabej – Komotini do grecko-włoskiego gazociągu Komotini – Otranto. Połączenie tych dwóch gazociągów da Europie dostęp do gazu, który płynie do Turcji z regionu Morza Kaspijskiego, Bliskiego Wschodu i Afryki Północnej. Ponadto szczególne możliwości gazociągów Karadżabej – Komotini – Otranto będą korzystne dla państw regionu Morza Kaspijskiego<sup>63</sup>. System ten będzie rozszerzeniem gazociągu między Grecją i Turcją, i umożliwi także Włochom dostęp do dostawców gazu ziemnego z Azji Środkowej i Bliskiego Wschodu.

Przedstawiciele Unii Europejskiej już niejednokrotnie zaznaczali, że w ramach realizacji polityki dywersyfikacji szlaków dostaw surowców energetycznych, Unia liczy na surowce z Kazachstanu i Azerbejdżanu. Właśnie z tymi dwoma państwami projektuje się budowę gazociągu transkaspjskiego (Karaczaganak – Aktau – Baku), który połączony będzie z gazociągiem południowokaukaskim (Baku – Tbilisi – Erzurum)<sup>64</sup>. Dopóki projekt transkaspjski istnieje wyłącznie na papierze, projekt Gazpromu Blue Stream-2 (z Turcji do Europy) przedstawia się jako bardziej realistyczny<sup>65</sup>.

W 2004 roku przedstawiciele rządu łotewskiego wystąpili do strony niemieckiej z propozycją przedłużenia gazociągu na Morzu Bałtyckim przez terytorium Łotwy, obniżając w ten sposób koszty projektu i podnosząc

<sup>62</sup> *Памятная неделя Президента*, <http://www.1news.az/39/20071128101638722.html> – 28.11.2007.

<sup>63</sup> О. Гавшина, *Газовый узел на шее России*, <http://www.gzt.ru/business/2007/02/01/220017.html> – 2.02.2007; О. Гавшина, *Греция вливается в „Южный поток”*, <http://www.gzt.ru/business/2008/04/30/000614.html> – 30.04.2008.

<sup>64</sup> Więcej na temat transkaspjskiego rurociągu w rozdziale IV.

<sup>65</sup> *Алексей Миллер провел в Афинах переговоры о поставках газа*, [dlib.eastview.com/browse/doc/11831397](http://dlib.eastview.com/browse/doc/11831397) – 12.04.2007.

bezpieczeństwo energetyczne Europy. Przewiduje się, że gazociąg będzie przedłużony po dnie Morza Bałtyckiego z Sankt Petersburga do niemieckiego portu w Rostocku. Według przedstawicieli rządu łotewskiego, gazociąg o wartości 6 mld dolarów jest zbyt drogi, a położenie go na terytorium Łotwy, zgodnie z planami z lat 80. XX wieku, pozwoliłoby zaoszczędzić minimum jedną trzecią przewidywanych wydatków. Jest to związane z tym, że podczas budowy rurociągu przez terytorium Łotwy, jego długość będzie prawie o połowę krótsza. Łotwa także może wpływać na podniesienie bezpieczeństwa energetycznego w Europie, a to dzięki swoim warunkom geologicznym, które sprzyjają budowie podziemnych magazynów gazu<sup>66</sup>.

W 2005 roku na terytorium Łotwy rozpoczęto budowę nowego gazociągu o długości 63 km do rosyjskiego Obwodu Kaliningradzkiego. W przetargu na prowadzenie prac związanych z budową nowego odgałęzienia gazociągu z Kowna do Szakaj (regionu graniczącego z Obwodem Kaliningradzkim) biorą udział firmy z Niemiec, Polski, Białorusi i Litwy. Konieczność zwiększenia przepustowości dostaw gazu na terytorium Łotwy wiąże się ze skalą tranzytu surowca energetycznego do Obwodu Kaliningradzkiego. Budowa gazociągu finansowana była przez kompanię Lietuvos dujos. Rząd łotewski ma nadzieję, że koszty budowy będą pokryte z funduszy, które Łotwa otrzyma za tranzyt gazu rosyjskiego do Obwodu Kaliningradzkiego. Przedsiębiorstwo Lietuvos dujos włączyła sieć gazociągów o długości 2,6 tys. km<sup>67</sup>. Tym sposobem gazociąg, który biegnie przez terytorium Łotwy i dalej Mińsk – Wilno – Kowno, Kowno – Kaliningrad, znacznie poszerzono. Projekt ten pozwoli dostarczać do Kaliningradu około 1,05 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie<sup>68</sup>.

Estoński koncern gazowy Eesti Gaas planuje przedłużyć gazociąg po dnie Zatoki Fińskiej, by rozpocząć sprzedaż gazu ziemnego do Finlandii. Przepustowość rury wyniesie od 700 mln do 1 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Obecnie przedsiębiorstwo estońskie prowadzi ocenę możliwości technicznych i ekonomicznych realizacji projektu, zapoznaje się także z gazowymi potrzebami Finlandii. Budowa gazociągu powinna rozpocząć się pod koniec 2007 roku i planowano, że projekt będzie zrealizowany w ciągu 3 lat, czyli do końca 2011 roku<sup>69</sup>. Jednak brak jest informacji dotyczących budowy ga-

<sup>66</sup> Во время рабочего визита в Германию премьер-министр Индулис Эмсис выступил с предложением проложить газопровод по Балтийскому морю через территорию Латвии, Нефтегазовая вертикаль, <http://www.ngv.ru> – 9.07.2004.

<sup>67</sup> Литва построит в 2005 г. на своей территории новый газопровод протяженностью в 63 км в Калининградскую область России, [www.prime-tass.ru](http://www.prime-tass.ru) – 16.11.2004.

<sup>68</sup> Відомості агенції ПРАЙМ-ТАСС, [www.prime-tass.ru](http://www.prime-tass.ru) – 1.07.2004.

<sup>69</sup> Rozmowy ekspertów z ośmiu państw /bez Polski/ ws gazociągu bałtyckiego, [http://www.eesti.pl/index.php?dzial=homesite&strona=news&n\\_id=2006110829](http://www.eesti.pl/index.php?dzial=homesite&strona=news&n_id=2006110829).

zociągu z Paldiski (Estonia) do Finlandii. Położenie gazociągu pozwoliłoby na lepsze obciążenie gazociągów estońskich, a także na zabezpieczenie przez Finlandię magazynów gazowych na Łotwie. Podłączenie Finlandii do gazociągu estońskiego pomoże zmniejszyć jej zależność od norweskich dostawców gazu. Największymi udziałowcami estońskiego koncernu Eesti Gaas jest rosyjski Gazprom, niemiecki Ruhrgas AG oraz skandynawski Fortum Oil&Gas OY<sup>70</sup>.

Rynek LNG w Europie rozwija się bardzo dynamicznie. Spodziewany udział płynnego gazu naturalnego (LNG – liquid natural gas) w dostawach gazu do Europy systematycznie wzrasta i w 2010 roku wynosił 15% (w 2005 – 9%). Planowane są dostawy 55-60 mld m<sup>3</sup> gazu LNG rocznie. Wiele państw europejskich buduje bądź planuje wybudować terminale do regazyfikacji. Aktualnie w Europie eksploatowanych jest 16 terminali do regazyfikacji: w Hiszpanii – 4 (Barcelona, Bilbao, Cartagena, Huelva, Ferrol, Sagunto), Wielkiej Brytanii – 5 (Isle of Grain LNG u ujścia Tamizy z przepustowością terminalu wynoszącą 1,3 mld stóp<sup>3</sup> dziennie, South Hook LNG, Dragon LNG terminal, Canvey LNG, Gasport Teeside)<sup>71</sup>. Francja jest największym importerem (25%) i konsumentem skroplonego gazu ziemnego w UE. LNG dostarczany jest terminalami morskimi Fos-sur-Mer koło Nantes (440 mln stóp<sup>3</sup> dziennie) i Montoir-de-Bretagne koło Marsylii (970 mln stóp<sup>3</sup> dziennie). Większość gazu państwo importuje z Algierii, a także niewielką ilość z Nigerii<sup>72</sup>. Włochy posiadają dwa terminale LNG – Panigaglia oraz Porto Viro. Po jednym – Belgia (Zeebrugge), Grecja (Revithoussa) i Portugalia (Sines).

Podsumowując, liderem na europejskim rynku gazu pozostaje Gazprom. Plany Gazpromu w kołach politycznych niektórych państw europejskich wywołują pewne zaniepokojenie. Przykładowo, w Europie Środkowej i Wschodniej, wielu miejscowych polityków uważa, że ich państwa powinny zmniejszyć zależność od Rosji w dziedzinie dostaw gazu ziemnego. Jednak taka nieuzasadniona ekonomicznie propozycja, to jedynie deklaracja polityczna. By zagwarantować bezpieczeństwo energetyczne, w przypadku, gdy z jakichś przyczyn dostawca zaczyna ograniczać dostawy, należy posiadać możliwości wykorzystywania innego źródła dostaw gazu.

Większość państw europejskich w znacznym stopniu zależy od dostaw rosyjskich zasobów energetycznych. Obecnie w różnych zakątkach Europy buduje się wiele gazociągów w celu dywersyfikacji źródeł dostaw, ale więk-

<sup>70</sup> *Эстонский газовый концерн Eesti Gaas планирует проложить по дну Финского залива газопровод, Нефтегазовая вертикаль*, <http://www.ngv.ru> – 24.05.2004.

<sup>71</sup> *EIA, United Kingdom*, <http://www.eia.doe.gov> – May 2006.

<sup>72</sup> *EIA, France*, <http://www.eia.doe.gov> – April 2007.

szość z nich znajduje się jeszcze w stadium budowy. Warto zaznaczyć, że dla państw Europy Zachodniej dostawy surowców energetycznych z Rosji stanowią dywersyfikację dostaw, zaś dla państw Europy Środkowej dywersyfikacją (w związku z uzależnieniem od dostaw rosyjskich) są dostawy z innych obszarów. Są to głównie te gazociągi, które biegną z Afryki Północnej i Bliskiego Wschodu do Europy. Po realizacji wszystkich projektów, Europa znacznie rozszerzy sposoby dostaw gazu ziemnego na rynki własne. Ale obecnie nawet w tych państwach, gdzie infrastruktura nafto-gazowa jest dobrze rozwinięta, rurociągami płynie gaz rosyjski. Gazprom za pomocą różnych sposobów czyni starania, by zabezpieczyć sobie pozycję lidera, ale grozi mu wszczęcie ze strony Komisji Europejskiej postępowanie o naruszanie reguł konkurencji jako monopolisty.

Jest oczywiste, że liczba ewentualnych, alternatywnych źródeł gazu dla Europy jest niewielka: oprócz własnych złóż gazowych, gaz dostarczany jest z Algierii, Norwegii, Holandii i Rosji. Przedwczesne byłyby rozmowy o dostawach gazu do państw europejskich kosztem Libii, Turkmenistanu, Kataru, Iraku lub Egiptu. Rzecz w tym, że głównym problemem nie jest tylko poszukiwanie rynków zbytu dla gazu z tych państw, ale przede wszystkim zainwestowanie ogromnych środków pieniężnych, potrzebnych do finansowania zagospodarowania odnalezionych złóż, budowy nowych gazociągów w niestabilnych politycznie regionach, budowy zbiorników z metanem, zakładów zajmujących się skraplaniem gazu, regazyfikacją itd. Wszystko to stwarza problemy w poszukiwaniu optymalnego bilansu średnioterminowych i długoterminowych prognoz zużycia gazu w każdym, odrębnie rozpatrywanym, państwie europejskim. Gwarancję stabilnych dostaw gazu w potrzebnych ilościach do europejskich państw konsumentów gazu może zapewnić jedynie rozsądna zespołowa polityka strategiczna w ramach UE.



### 3. System transportu tradycyjnej energii elektrycznej

Konieczność wzmocnienia gwarancji zaopatrzenia energetycznego na własnym terytorium oraz procesy integracji politycznej i ekonomicznej w Europie zapoczątkowały pomysł stworzenia ogólnoeuropejskiej przestrzeni energetycznej, która dopuszcza zjednoczenie systemów energetycznych państw Europy Zachodniej i Środkowej z systemami energetycznymi krajów Wspólnoty Niepodległych Państw (WNP) i państw bałtyckich (wschodniej i zachodniej strefy synchronicznej). Pomysł takiego zjednoczenia jest rozpatrywany jako jeden ze sposobów podnoszenia gwarancji funkcjonowania układów energetycznych, udzielania wzajemnej pomocy w sytuacjach awaryjnych, optymalizacji podziału rezerw, udoskonalania wykorzystania mocy generujących i pierwotnych zasobów energetycznych<sup>73</sup>.

Międzynarodowy handel energią elektryczną zaczyna się aktywnie rozwijać, ale w chwili obecnej jego skala jeszcze nie jest wielka, ponieważ:

- po pierwsze, energia elektryczna nie jest pierwotnym nośnikiem energii i geografia jej wytwarzania jest w mniejszym stopniu związana z warunkami naturalnymi,
- po drugie, transport energii elektrycznej na duże odległości jest stosunkowo drogi (ponad 1000 km), droższy od transportu ropy i gazu ziemnego. Oprócz tego, transportowi energii elektrycznej towarzyszą duże straty.

W wyniku tego produkcja energii elektrycznej tradycyjnie koncentruje się w maksymalnej bliskości ośrodków konsumpcji. Znaczenie ma również czynnik „wyprodukowałem i skorzystałem”: historycznie większość państw, by mieć pewność zasilania w energię elektryczną, dążyło do tworzenia na własnym terytorium mocy adekwatnej do popytu albo nawet z pewnym zapasem (średnio około 20% od ustanowionych mocy). Dlatego potrzeba przesyłu energii elektrycznej na duże odległości zawsze była znacznie mniejsza, aniżeli w przypadku ropy naftowej i gazu.

<sup>73</sup> Проект объединения энергосистем Восток-Запад, [http://www.rao-ees.ru/ru/info/about/international/show.cgi?ost\\_west.html](http://www.rao-ees.ru/ru/info/about/international/show.cgi?ost_west.html).

Szybka technologizacja wszystkich sfer życia podnosi wymagania co do bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, stawia pytanie dotyczące rozszerzenia międzyregionalnego handlu energią elektryczną. W wielu przypadkach stworzenie i przechowywanie energii elektrycznej okazuje się droższe niż łączenie systemów energetycznych. Natomiast pozytywną cechą integracji układów energetycznych jest możliwość dywersyfikacji bilansu energetycznego państw kosztem importu energii elektrycznej, zarówno pod względem geograficznym, jak również według typu paliwa, które jest wykorzystane (zwłaszcza w państwach, gdzie produkcja energii elektrycznej opiera się przeważnie na jednym rodzaju nośnika energii, np. wodzie). Poza tym, stworzenie obiektów produkcyjnych, skierowanych na transmisję po zjednoczonych sieciach międzyregionalnych, pozwala optymalizować inwestycje: wielkie elektrownie zapewniają najlepszą jakość i mniejsze koszty. Wzajemnie powiązane elektroenergetyczne układy mogą być również bardziej ekonomiczne, gdyż istnieją możliwości wzajemnej amortyzacji szczytów wykorzystania energii elektrycznej w sąsiednich państwach, które nie zawsze zbiegają się w czasie.

Największymi połączonymi systemami energetycznymi w Europie są UCTE, Nordel, Baltrel, IPS/UPS. Ich cechą charakterystyczną jest to, że rozwijały się praktycznie niezależnie od siebie i różnią się zasięgiem terytorialnym, organizacją współdziałania i sposobami zarządzania. Pomiędzy NORDEL i UCTE, jak również NORDEL i IPS/UPS istnieją linie prądu stałego, podczas gdy strefy zachodnia i wschodnia synchronicznie pracują całkowicie oddzielnie<sup>74</sup>. Pomysł zjednoczenia układów energetycznych jest wciąż aktualny. Na południu i północy Europy zostały stworzone pierścienie elektroenergetyczne (Mediterranean Ring oraz Baltic Ring), przy czym podstawowym ogniwem łączącym te koła jest UCTE. Przy synchronicznym zjednoczeniu systemy energetyczne pracują z jedną częstotliwością i wszystkie elektrownie biorą udział w zarządzaniu wspólną pracą.

Przy zaistnieniu w dowolnym regionie braku równowagi mocy (niezgodności między poziomem ładunku i sumaryczną potęgą wszystkich pracujących w danym momencie i w danym regionie elektrowni) odchylenia te, na zasadzie solidarności, przyjmują na siebie wszystkie zjednoczone układy energetyczne, w ten sposób zabezpiecza się stabilność częstotliwości.

Harmonizacji zasad funkcjonowania jednolitego europejskiego rynku energii elektrycznej sprzyja współpraca pojedynczych rynków krajowych, które łączą się w regionalne rynki energii elektrycznej. Obecnie w UE funkcjonuje 8 rynków regionalnych – rynek iberyjski (IBER), rynek Wielkiej

<sup>74</sup> Ibidem.

Brytanii i Irlandii (UK&I), rynek Europy Środkowo-Zachodniej (ECZ), rynek Europy Środkowo-Wschodniej (ECW), rynek Europy Środkowo-Południowej (ECP), rynek nordycki (NORD), rynek państw bałtyckich (BALT), rynek państw bałkańskich (BALK)<sup>75</sup>. Rynki regionalne są jednym z kluczowych elementów integracji europejskiego sektora energetycznego.

Regionalny rynek iberyjski (IBER) obejmuje rynki krajowe Hiszpanii, Portugalii i Francji. W jego obrębie funkcjonuje jeden blok regulacyjny MIBEL (który jest częścią UCTE). MIBEL (Mercado Iberico de Electricidade) – jest to zjednoczenie układów energetycznych, które formują iberyjski rynek energii elektrycznej. Grupa jest wspólną inicjatywą rządów Hiszpanii i Portugalii dotyczącą rozbudowy wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Wraz z powołaniem MIBEL, każdy konsument strefy iberyjskiej mógł kupować energię elektryczną na warunkach wolnej konkurencji, od każdego producenta lub dystrybutora, który funkcjonuje na terytorium Portugalii i Hiszpanii.

Wymiana energii elektrycznej w obrębie tego rynku realizowana jest przez istniejące połączenia transgraniczne. Specyfiką iberyjskiego rynku energii elektrycznej jest możliwość jej wymiany z państwami Afryki Północnej. Wymiana energii elektrycznej z Marokiem rozpoczęła się w 1997 roku, kiedy została zbudowana linia prądu przemiennego o mocy przesyłowej 730 MVA pomiędzy Tarifą (Hiszpania) a Ferdioua (Maroko). Połączenie afrykańskich i europejskich sieci elektrycznych ma ważne znaczenie dla przyszłej współpracy państw południowoeuropejskich i północnoafrykańskich w ramach śródziemnomorskiego pierścienia elektroenergetycznego oraz sprzyja synchronicznemu funkcjonowaniu systemów pozaeuropejskich państw – Maroka, Algierii, Tunezji z systemem UCTE. Najbardziej rozbudowany system przesyłu energii elektrycznej istnieje pomiędzy Hiszpanią a Portugalią. Największym eksporterem energii elektrycznej w ramach iberyjskiego rynku była Hiszpania – 14 388 GWh. Najwięcej energii elektrycznej kraj ten eksportował do Portugalii – 7 439 GWh oraz do Maroka – 4 598 GWh. Udział Francji na iberyjskim rynku jest ważny, ale nie tak znaczący jak obecność tego kraju na rynku środkowozachodniej Europy lub rynku Wielkiej Brytanii i Irlandii. W 2009 roku Francja eksportowała do Hiszpanii – 3 957 GWh energii<sup>76</sup>. Mimo że energię elektryczną Hiszpania eksportuje do Portugalii, a największe moce przesyłowe istnieją pomiędzy Hiszpanią a Francją, są to dwie linie o napięciu 400 kV, Hernani – Agria (1,136 MVA), oraz Vic – Baixas (1,105 MVA). Portugalię i Hiszpanię łączy linia przesyłowa

<sup>75</sup> T. Motowidlak, *Efekty wdrażania polityki energetycznej UE w zakresie rynku energii elektrycznej*, Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego, 2010, t. 1, s.232.

<sup>76</sup> ENTSO-E *Statistical Yearbook* 2009, p. 12.

Alto Lindoso – Cartelle o napięciu 400 kV i mocy przesyłowej – 1,036 MVA. Oprócz wymienionych linii przesyłu energii elektrycznej funkcjonują i inne, ale o znacznie mniejszych możliwościach przepustowych. Moce przesyłowe zainstalowane w węzłach granicznych są niskie w porównaniu z zapotrzebowaniem na energię elektryczną, co powoduje częste ograniczenia dostaw energii elektrycznej. Dlatego iberyjski rynek wciąż się rozbudowuje. Do najważniejszych projektów transeuropejskich sieci elektroenergetycznych, których celem jest wzmocnienie iberyjskiego rynku należy rozbudowa sieci przesyłowych, zwiększenie ich przepustowości, oraz rozwój sieci przesyłowych w regionach odizolowanych (na wyspach – Balearach, Kanaryjskich oraz Azorach i na archipelagu Madera). Poza tym rozbudowy potrzebuje sieć przesyłowa na północnym zachodzie i północy Hiszpanii<sup>77</sup>.

Jak wskazują dane statystyczne Eurostat, energia elektryczna w ramach iberyjskiego rynku jest wytwarzana z różnych źródeł, w Portugalii dominują odnawialne źródła energii (37%) i gaz (30%), we Francji – energia jądrowa (77%), która w ogóle nie jest obecna w Portugalii, w Hiszpanii czołowe miejsce posiada gaz (37%) oraz paliwa jądrowe (18%).

Rynek Wielkiej Brytanii i Irlandii (UK&I) jest najbardziej odizolowanym regionalnym rynkiem energii elektrycznej w Europie, co jest spowodowane wyspiarskim położeniem państw. W jego obrębie funkcjonują dwa niezależne bloki regulacyjne – UKTSOA i ATSOI. Od 1986 roku rynek jest połączony z kontynentem (z Francją) kablem stałego prądu o napięciu 270 kV i mocy przesyłowej 2 000 MW. Linia Sellindge-Les – Mandarins stanowi jedno z „wąskich gardeł” w ogólnoeuropejskim systemie przesyłowym, ponieważ jest bardzo często przeciążona. Szczególne znaczenie dla Wielkiej Brytanii i Irlandii ma możliwość wymiany energii elektrycznej z Francją, która posiada zróżnicowaną bazę paliwową dla wytwarzania energii elektrycznej. Wielka Brytania i Irlandia w produkcji energii elektrycznej opierają się na węglu i gazie, podczas gdy we Francji głównym źródłem wytwarzania energii elektrycznej są elektrownie jądrowe. W Wielkiej Brytanii jako źródło wytwarzania energii elektrycznej gaz stanowi 45%, a węgiel – 28%, natomiast w Irlandii: gaz (58%), węgiel (24%) oraz OZE (15%).

W 2009 roku Francja eksportowała 1/3 część energii elektrycznej do Wielkiej Brytanii – 6 889 GWh, natomiast Wielka Brytania pozostaje głównym dostawcą energii elektrycznej do Irlandii – 1 992 GWh. Irlandię Północną z Wielką Brytanią łączy linia o mocy przesyłowej 250 MW, o napięciu 250 kV – Ballycronam More – Auchencrosh. W 2009 roku eksport energii elektrycznej do Irlandii Płn. wynosił 995 GWh<sup>78</sup>. Rozwój regional-

<sup>77</sup> T. Motowidlak, op. cit., s. 233-237.

<sup>78</sup> ENTSO-E Statistical..., p. 12.

nego rynku energii elektrycznej Irlandii i Wielkiej Brytanii hamuje słabo rozbudowana infrastruktura przesyłowa. W 2007 roku została zakończona realizacja projektu NSI (North Sea Interconnector), jest to dwutorowa linia, która łączy system Wielkiej Brytanii i Norwegii. Jest to najdłuższa na świecie linia podmorska (750 km) o mocy przesyłowej 1200 MW. Linia dała możliwość importu energii elektrycznej z Norwegii w ciągu dnia (wtedy ceny w Wielkiej Brytanii są wyższe) i odwrotnie jej eksport do Norwegii w godzinach nocnych, kiedy ceny na rynku brytyjskim są niższe. Linia NSI została uznana przez UE jako jeden z priorytetowych elementów rozbudowy sieci transeuropejskich w ramach programu TEN-E. W ramach tego programu planuje się przedłużenie linii NSI do Irlandii.

W 2011 roku została uruchomiona linia pomiędzy Wielką Brytanią a Holandią, BritNed, o długości 260 km i mocy przesyłowej 1000 MW. Połączyła ona brytyjską wyspę Grain z holenderskim Maasvlakte (w pobliżu Rotterdamu). Połączenie wzmocniło konkurencyjność brytyjskiego i holenderskiego rynków energii elektrycznej i sprzyja rozwojowi jednolitego europejskiego rynku energii elektrycznej<sup>79</sup>. Dla efektywnego funkcjonowania takiego rynku, bez przerw w dostawach energii elektrycznej, Wielka Brytania powinna bardziej rozbudować wewnętrzny system przesyłu energii elektrycznej, który by zapewnił bezproblemowy tranzyt energii do Irlandii z Norwegii, oraz z Wielkiej Brytanii na kontynent<sup>80</sup>.

Regionalny rynek energii elektrycznej Europy Środkowo-Zachodniej (ECZ) obejmuje rynki krajowe Francji, państw Beneluksu – Belgii, Holandii i Luksemburga oraz Niemiec. Jest to jeden z najbardziej rozbudowanych rynków na europejskim kontynencie. Centralne miejsce na tym rynku zajmują Niemcy oraz Francja, która jest obecna również na iberyjskim rynku, a także na rynku Wielkiej Brytanii i Irlandii. W obrębie tego rynku Francja posiada największy potencjał eksportowy, który w 2009 roku wynosił 12 316 GWh. Najwięcej energii elektrycznej z Francji importowały Niemcy – 10 607 GWh oraz Belgia – 1 709 GWh. Energia elektryczna jest przesyłana do Niemiec czterema liniami, zdolność przesyłowa najpotężniejszej z nich to 1 751 MVA. Jest to linia pomiędzy Mühlbach a Eichstetten o napięciu 400 kV. Spośród innych linii ważne znaczenie dla przesyłu energii elektrycznej pomiędzy dwoma państwami mają: Vigy – Uchtelfangen (dwie linie po 1 700 MVA każda) oraz St Avold – Ensdorf (261 MVA)<sup>81</sup>.

<sup>79</sup> *Budowa BritNed – pierwszego połączenia przesyłu energii elektrycznej pomiędzy Wielką Brytanią a Holandią*, „Elektroenergetyka”, 2010, nr 4 (6), s. 72-78.

<sup>80</sup> T. Motowidlak, op. cit., 238-241.

<sup>81</sup> Ibidem.

Przesył energii elektrycznej do Belgii odbywa się czterema liniami 2x400 kV oraz 2x200 kV. Największe zdolności przesyłowe posiadają linie: Avelin – Avelgem (1 109 MVA), oraz Lonny – Achene (1 229 MVA). Bardzo dobrze jest rozbudowany system przesyłowy pomiędzy krajami Beneluksu. Holandię i Belgię łączy 5 linii przesyłu energii elektrycznej, cztery z nich, o napięciu 400 kV, posiadają zdolność przesyłową powyżej 1 200 MVA. Są to: Geertruidenberg – Zandvliet, Maasbracht – Meerhout, Maasbracht – Gramme, Maasbracht – Lixhe, Borsele – Zandvliet. Cztery linie łączą Belgię i Luksemburg: Aubange – Belval o różnych mocach przesyłowych.

Zasadniczą część energii elektrycznej Holandia importuje z Niemiec – 8 870 GWh (2009), poza tym 3 773 GWh importuje się z Belgii oraz 2 814 GWh z Norwegii, która leży poza rynkiem Europy Środkowo-Zachodniej. Holandię i Niemcy łączy siedem linii o napięciu 400 kV, są to: Rommerskirchen – Maasbracht (1 698 MVA), Siersdorf – Maasbracht (1 645 MVA), dwie linie Diele – Meeden (1 382 MVA), Conneforde – Meeden (1 320 MVA), dwie linie Gronau – Hengelo (po 790 MVA każda)<sup>82</sup>.

Przepływ energii elektrycznej w granicach rynku Europy Środkowo-Zachodniej jest jednym z największych w UE. Największy przepływ energii elektrycznej jest pomiędzy Niemcami a Francją i Niemcami a Holandią. Znaczną ilość energii elektrycznej eksportuje się do innych państw, spoza rynku ECZ, np. z Francji do Włoch i Szwajcarii, z Niemiec do Szwajcarii, Austrii, Polski, Danii.

Wymiana energii elektrycznej w obrębie rynku ECZ jest korzystna ze względów efektywności wytwarzania oraz bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej<sup>83</sup>. Podstawowym paliwem wykorzystywanym do wytwarzania energii elektrycznej we Francji i w Belgii (54%) są paliwa jądrowe, w Niemczech węgiel (44%), Luksemburgu i Holandii – gaz ziemny – odpowiednio 91% i 63%, wysoki udział tego surowca jest też w Belgii – 34%. Bardzo ważne znaczenie na rynku ECZ w wytwarzaniu energii elektrycznej posiadają OZE. Liderem wytwarzania energii elektrycznej z OZE są Niemcy 16% i Francja 13%. Należy także podkreślić że państwa ECZ posiadają znaczne rezerwy węgla kamiennego i brunatnego (Niemcy) oraz gazu ziemnego (Holandia), i to decyduje o udziale tych surowców w krajowym wytwarzaniu energii elektrycznej<sup>84</sup>.

<sup>82</sup> *Analysis of Electricity Network Capacities and Identification of Congestion*, Final Report, Aachen, December 2001, p. 45.

<sup>83</sup> T. Motowidlak, op. cit., s. 243.

<sup>84</sup> *Countries Factsheets 2011-2009*, <http://ec.europa.eu/energy/publications/statistics/doc/2011-2009-country-factsheets.pdf>.



Analizując system przesyłowy w ramach rynku ECZ należy zaznaczyć, że najlepiej rozbudowana infrastruktura jest pomiędzy Francją a Niemcami, natomiast Niemcy wcale nie posiadają połączeń z Belgią, co uniemożliwia przesył energii elektrycznej pomiędzy tymi dwoma krajami. Biorąc pod uwagę potencjał eksportowy niektórych państw, warto zaznaczyć, że mocy przesyłowej zainstalowanej w węzłach granicznych nie wystarcza. Dlatego w ramach tego rynku zaplanowano ich rozszerzenie.

Regionalny rynek energii elektrycznej państw Europy Środkowo-Wschodniej (ECW) obejmuje rynki państw Grupy Wyszehradzkiej – Polski, Słowacji, Czech, Węgier a ponadto Austrii, Niemiec, Słowenii. Największą transgraniczną mocą przesyłową w ramach rynku ECW dysponują Niemcy. W 2009 roku kraj ten eksportował 14 956 GWh energii elektrycznej do Austrii, 5 618 GWh do Polski oraz 13 142 GWh do Szwajcarii, która nie jest członkiem UE i nie należy do rynku ECW. Dobrze rozbudowana jest sieć przesyłowa pomiędzy Niemcami i Austrią, ale zdolności przesyłowe są niskie. Te dwa kraje połączone są przez linię Memmingen, Laupatz-Westtirol, Altenheim, Sibach, Pleinting (Niemcy) z Piroch-St. Peter (Austria). Pomiędzy Czechami a Niemcami przebiegają cztery linie o napięciu 400 kV, są to: Etzenricht – Prestice (1 645 MVA), Etzenricht – Hradec Zapad (1 639 MVA) oraz dwie linie Rohrsdorf – Hradec Vychod (po 1 476 MVA).

Potencjał przesyłowy pomiędzy Polską a Niemcami jest ograniczony zdolnościami eksportowymi. Funkcjonują jedynie cztery linie przesyłowe o napięciu 400 kV, dwie pomiędzy Hagenwerder – Mikulowa o mocy przepustowej po 1 302 MVA każda oraz Vierraden – Krajnik po 173 MVA każda.

Ważnymi eksporterami energii elektrycznej do Niemiec są Austria (7 061 GWh) i Czechy (8 687 GWh). Poza tym, Czechy znaczne ilości energii elektrycznej eksportują do Austrii – 6 859 GWh i Słowacji – 6 557 GWh. Polska najwięcej energii elektrycznej eksportuje do Czech – 6 866 GWh oraz do Słowacji – 2 338 GWh. Natomiast Słowacja jest głównym eksporterem energii elektrycznej do Węgier – 6 000 GWh (2009)<sup>85</sup>.

W ramach rynku ECW występuje zróżnicowanie surowcowe produkcji energii elektrycznej. Głównym paliwem do wytwarzania energii elektrycznej w Polsce jest węgiel – 88%. Ważną rolę w produkcji energii elektrycznej węgiel odgrywa również w Czechach – 56%, Słowenii – 31%. Również paliwa jądrowe zajmują ważne miejsce w bilansie energetycznym Słowacji (54%) i Węgier (43%), duży ich udział jest w Słowenii (35%) i Czechach (33%). Natomiast w Austrii czołowe znaczenie w wytwarzaniu energii elek-

<sup>85</sup> Ibidem.

trycznej posiadają OZE – 71%, główną rolę odgrywa tu hydroenergetyka. Taki układ surowców w wytwarzaniu energii elektrycznej na rynku ECW wynika z posiadania znaczących rezerw węgla, szczególnie w Polsce, Niemczech i Czechach. Poza tym Czechy mają największe w regionie Europy Środkowo-Wschodniej zapasy uranu (680 tU, 2011)<sup>86</sup>, a w Austrii zasoby energii wodnej, dzięki rzece Dunaj, wynoszą 60 TWh/rocznie<sup>87</sup>.

Wąskimi gardłami na rynku ECW są połączenia na granicy Niemiec z Polską i Czechami oraz Austrii z Czechami i Węgrami. Dla poprawy funkcjonowania rynku energii elektrycznej ECW niezbędne jest rozszerzenie mocy przesyłowych w kierunkach północ – południe i wschód – zachód.

Rozbudowa infrastruktury przesyłowej pomiędzy Bułgarią a Grecją będzie miała w przyszłości ważne znaczenie dla zamknięcia pierścienia śródziemnomorskiego pomiędzy tymi dwoma państwami i Turcją. Komisja Europejska jest zainteresowana pogłębieniem integracji europejskich rynków, szczególnie poprzez zwiększenie wymiany energii elektrycznej pomiędzy bałkańskim rynkiem a ECP i ECW. W tym celu konieczna będzie budowa nowych połączeń transgranicznych pomiędzy krajami byłego bloku CENTREL.

CENTREL – jest to grupa regionalna z udziałem firm z czterech państw: Polski (PSE-Operator SA), Czech (CEPS), Słowacji (SEPS) i Węgier (MAVIRZrt). Grupa ta została powołana w 1992 roku w Pradze, w wyniku ważnych zmian politycznych, jakie zaszły w regionie po 1989 roku. Po zakończeniu szczytu przywódców tych państw w 1991, Polska, Czechy, Węgry i Słowacja stworzyły płaszczyznę współpracy określaną jako Grupa Wyszehradzka<sup>88</sup>. Od 1 stycznia 1995 roku CENTREL jest częścią UCTE<sup>89</sup>. Mimo tego Polska posiada wspólne sieci elektryczne z Ukrainą i Białorusią. Jako część transeuropejskiego projektu, sieci energetyczne rozszerzają się w obu kierunkach wschód – zachód, północ – południe, jak również łączą się z siecią elektryczną Łotwy. To nie przeszkadza omawianym państwom być członkami europejskiego systemu przekazywania energii elektrycznej (UCTE)<sup>90</sup>.

Rynek nordycki obejmuje krajowe rynki energii elektrycznej – Finlandii, Szwecji, Norwegii, Danii, Niemiec i Polski. W obrębie tego rynku państwa tworzą odrębny blok regulacyjny NORDEL, ale również niektó-

<sup>86</sup> *World Nuclear Power Reactors & Uranium Requirements, 1 August 2011*, <http://www.world-nuclear.org/info/reactors.html>.

<sup>87</sup> T. Motowidlak, op. cit., s. 254.

<sup>88</sup> CENTREL, <http://www.centrel.org/>.

<sup>89</sup> Ibidem.

<sup>90</sup> *Regional Energy Issues Page*, <http://www.centrel.org/regionalenergyissues.html>.

re z tych państw wchodzi do innych bloków, np. UCTE. Na rynku nordyckim największą moc przesyłową posiada Szwecja – 11 696 GWh. Moc przesyłowa Szwecji rozkłada się na następujące kraje: Finlandię – 2 882 GWh, Polskę – 1 394 GWh, Niemcy – 949 GWh, Danię – 3 838 GWh oraz Norwegię – 2 633 GWh, która nie jest członkiem UE, ale należy do europejskiego obszaru gospodarczego<sup>91</sup>. Cechą charakterystyczną nordyckiego rynku jest to, że państwa tego regionu posiadają rozbudowaną sieć kabli podmorskich prądu stałego. Podmorskie kable prądu stałego umożliwiają wymianę prądu nie tylko pomiędzy państwami skandynawskimi, ale również Niemcami i Polską. Szwedzkie stacje konwertowe Kruseberg i Västtra Karstrop z niemiecką Herrenwyk łączy Baltic Cable o napięciu 450 kV i mocy przesyłowej 600 MW. Polskę ze Szwecją łączy podmorski kabel z Staro do Słupska o napięciu 450 kV i mocy przesyłowej 600 MW. Transgraniczna sieć przesyłowa najlepiej jest rozbudowana pomiędzy Norwegią a Szwecją. Wymiana energii elektrycznej z Norwegią odbywa się sześcioma liniami prądu przemiennego, są to: Borgvik – Hasle (2 150 MW), Skogssater – Halden (2 150 MW), Jarstrommen – Nea (1 000 MW), Ajaure – Rossaga (1 000 MW), Tornehamn – Sidvik (120 MW)<sup>92</sup>.

Szwecję i Finlandię łączą cztery linie przesyłowe: Letsi – Petajaskoski (1 200 MW), Svartbyn – Keminmaa (1 200 MW), Kalix – Ossaukoski (1 200 MW), Senneby – Tingsbacka/Åland (80 MW). Szwecję i Danię łączą cztery linie przesyłowe prądu zmiennego, trzy z nich posiadają zdolność przesyłową 1 350 MW. Finlandia posiada wielkie potrzeby importowe, co jest związane z faktem, że uboga we własne surowce energetyczne Finlandia, zmuszona jest dużą część energii elektrycznej importować spoza rynku nordyckiego. Głównym dostawcą energii elektrycznej spoza regionu jest Rosja – 11 708 GWh (2009).

Moc przesyłowa Niemiec na rynku nordyckim, jest znacząca, ale nie tak duża jak na rynku ECZ i ECW. Polska posiada najmniejsze moce przesyłowe na rynku nordyckim, co jest związane z niewielkimi przepływami energii elektrycznej. W 2009 roku największe przepływy transgraniczne energii elektrycznej odnotowano pomiędzy Szwecją (2 633 GWh) a Norwegią (7 764 GWh) oraz pomiędzy Szwecją (2 882 GWh) a Finlandią (4 068 GWh). Natomiast Polska importowała ze Szwecji 1 394 GWh, a Niemcy z Danii – 4 946 GWh<sup>93</sup>.

Warto zauważyć, że w wyniku rozbudowy infrastruktury przesyłowej obszar regionalnego rynku nordyckiego energii elektrycznej wyróżnia się

<sup>91</sup> *Countries Factsheets 2009-2011.*

<sup>92</sup> T. Motowidlak, op. cit., s. 256.

<sup>93</sup> *Countries Factsheets...*

najwyższym w Europie udziałem połączeń stałego prądu. Te połączenia mają ważne znaczenie, ponieważ pozwalają na wymianę energii elektrycznej pomiędzy państwami (systemami) o zasadniczo różnych typach elektrowni<sup>94</sup>. Głównym źródłem wytwarzania energii elektrycznej w Finlandii są paliwa jądrowe (33%) oraz wysoki udział OZE (30%), a węgiel tylko 22%. Natomiast właśnie węgiel jest głównym źródłem wytwarzania energii elektrycznej w Danii (50%). W Szwecji czołowe miejsce w wytwarzaniu energii elektrycznej posiadają OZE (59%) oraz paliwa jądrowe (39%). Państwa skandynawskie zajmują czołowe miejsce w UE w wytwarzaniu energii elektrycznej z OZE, głównie jest to hydroenergetyka, której udział np. w Norwegii wynosi 99%.

Największe bariery dla przesyłu energii elektrycznej w obrębie rynku nordyckiego stanowią granice Norwegii i Szwecji, Niemiec i Danii kontynentalnej oraz Niemiec i Polski, o czym wspomniano wcześniej. W celu poprawy infrastruktury przesyłowej istnieją plany rozszerzenia mocy przesyłowych pomiędzy tymi państwami. Jednym z etapów rozbudowy jest umożliwienie wymiany energii pomiędzy poszczególnymi regionalnymi rynkami energii elektrycznej, co doprowadzi do powstania jednolitego rynku tej energii. Rynek nordycki posiada tu szczególną pozycję, ponieważ jest bezpośrednio połączony z czterema innymi rynkami regionalnymi – ECZ, ECW, rynkiem Wielkiej Brytanii i Irlandii, rynkiem bałtyckim oraz z rynkiem pozaeuropejskim – UPS/IPS.

Nordel zaliczany jest do północnej strefy synchronicznej. Jest to zjednoczenie elektroenergetycznych układów północnej Europy (Szwecji, Norwegii, Finlandii i zachodniej części Danii). Skandynawski rynek energii elektrycznej jest najbardziej liberalny na świecie. W warunkach wzrostu gospodarki regionu przyczynia się to do budowy nowych generujących mocy, jak również do wzrostu importu.

Nordel został powołany w 1963 roku, system ten łączy Danię, Finlandię, Islandię, Norwegię i Szwecję. W 1993 roku zorganizowano tu hurtowy rynek energii elektrycznej – giełda Nordpool. Cztery rynki Nordel stanowią strukturę, która łączy wszystkie sieciowe spółki i koordynuje pracę operatorów systemowych. Głównym jego przeznaczeniem jest stworzenie warunków dla rozwoju skandynawskiego rynku energii elektrycznej. W czerwcu 2000 roku został uchwalony nowy regulamin Nordel, zgodnie z którym wszystkie skandynawskie spółki sieciowe zostały członkami tego stowarzyszenia<sup>95</sup>. Podczas reformowania elektroenergetyki Norwegia, Dania, Szwecja i Finlandia stworzyły nie tylko rynki wewnętrzne energii elek-

<sup>94</sup> T. Motowidlak, op. cit., s. 259.

<sup>95</sup> Nordel, *Annual Report, 2006*, [www.nordel.org](http://www.nordel.org).

trycznej, ale również połączyły je, formując wspólny rynek energii elektrycznej państw skandynawskich.

Wspólny skandynawski rynek energii elektrycznej posiada wyróżniające cechy charakterystyczne:

- ujednoczone przepisy handlu,
- brak transgranicznego cła na kupno i sprzedaż energii elektrycznej,
- możliwość urzeczywistnienia opłaty za energię elektryczną w walucie każdego państwa członkowskiego<sup>96</sup>.

Norwegia, Szwecja, Finlandia i Dania były jednymi z pierwszych państw na świecie, które liberalizowały produkcję i sprzedaż energii elektrycznej. Dzisiaj wszystkie państwa skandynawskie, a od 2006 roku także Islandia (która jest państwem nordyckim, ale nie skandynawskim), mają rynki otwarte dla konkurencji. W wyniku reform odbył się podział pionowo zintegrowanych kompanii, zwiększyła się część własności prywatnej w kompaniach, które zajmują się produkcją i sprzedażą energii elektrycznej. W celu zabezpieczenia kontroli nad podmiotami elektroenergetyki został wprowadzony system licencjonowania pewnych rodzajów działalności. W Szwecji wzrosło zainteresowanie dla rynku elektroenergetycznego ze strony firm zagranicznych. Na przykład, niektóre zagraniczne kompanie energetyczne Francji, Niemiec, Finlandii i Norwegii nabyły akcje kompanii szwedzkich. Analogiczne tendencje występują w pozostałych państwach regionu<sup>97</sup>.

Cechą charakterystyczną państw Nordel jest przewaga elektrowni wodnych wśród potęg generujących. Ale elektrownie wodne są wrażliwe ze względu na warunki klimatyczne, dlatego, by podtrzymać pozytywny bilans energetyczny, państwa skandynawskie muszą kupować energię elektryczną u sąsiadów oraz w innych państwach. Tymczasem Nordel prowadzi handel tylko z trzema państwami – Rosją, Niemcami i Polską<sup>98</sup>.

Rynek energii elektrycznej państw bałtyckich jest regionalnym rynkiem, który obejmuje lokalne rynki Litwy, Łotwy i Estonii. Jest to nieco odizolowany rynek, który nie posiada żadnych synchronicznych połączeń z europejskimi systemami UCTE i Nordel. Państwa bałtyckie tworzą odrębny blok regulacyjny – BALTSO. Czołowe miejsce pod względem wielkości transgranicznych mocy przesyłowych posiada Litwa, w 2009 roku eksport energii elektrycznej z tego kraju wynosił 7 716 GWh. Najwięcej energii elektrycznej z Litwy eksportowano do Łotwy – 3 066 GWh, Biało-

<sup>96</sup> *Опыт реформирования электроэнергетики стран Скандинавии*, <http://www.kuzbassenergo.ru/reform/foreign/scandinavi/>.

<sup>97</sup> П. Прохоров, *Как работаем Nordel*, [http://www.expert.ru/printissues/northwest/2006/26/skandinavskiy\\_rynok\\_elektrichstva/print](http://www.expert.ru/printissues/northwest/2006/26/skandinavskiy_rynok_elektrichstva/print).

<sup>98</sup> Ibidem.



rusi – 2 608 GWh oraz Obwodu Kaliningradzkiego (Rosja) – 2 041 GWh. Jednocześnie Litwa jest największym importerem energii elektrycznej spośród państw bałtyckich – 4 782 GWh (2009). Estonia jest największym importerem energii elektrycznej z Rosji.

System przesyłowy najlepiej jest rozbudowany pomiędzy Litwą a Łotwą. Te dwa kraje łączą cztery linie o napięciu 330 kV, zdolność przesyłowa linii Kłapejda – Grobina wynosi 943 MW, zdolność pozostałych linii: Ignalina – Liksna, Panevezis – Plavinas oraz Siauliai – Jelgava wynosi 789 MW każda. Rosyjski Sovietsk z litewskimi Kruonis i Jurbarkas oraz Kłapejda łączą trzy linie o napięciu 330 kV i zdolności przesyłowej – 1 143 MW, i odpowiednio po 572 MW. Pomiędzy Łotwą a Estonią istnieją dwie linie o napięciu 330 kV: Valmiera – Tsirguliina (700 MW) oraz Valmiera – Tartu (500 MW). Infrastruktura przesyłowa wychodzi poza granice rynku bałtyckiego, np. Litwę z Białorusią łączy pięć linii o napięciu 330 kV. Największe moce przesyłowe posiadają linie pomiędzy litewską Ignaliną a białoruskimi NPP Belaruskaja (1 143 MW), NPP Połock (1 097 MW), NPP Smorgon/Mołodeczno (943 MW) oraz Wilno – Mołodeczno (943 MW) i Alytus – Grodno (789 MW)<sup>99</sup>. Sytuacja zmieniła się na niekorzyść w 2010 roku, kiedy została wyłączona z eksploatacji Ignalińska elektrownia atomowa, która produkowała znaczące ilości energii elektrycznej dla wewnętrznych potrzeb kraju, a nadwyżkę eksportowała do Białorusi, która w ten sposób straciła strategicznie ważne źródło dywersyfikacji dostaw energii elektrycznej. Zamknięcie Ignaliny uzależniło Białoruś prawie w 100% od dostaw energii elektrycznej z Rosji. Z trzech linii łączących Estonię z Rosją, największą moc przesyłową posiada Balti – Leningradskaja (1 400 MW), jedna linia łączy Łotwę z Estonią (300 MW). Pod względem wykorzystania paliw państwa bałtyckie są ubogie w zapasy strategicznie ważnych surowców. Za czasów ZSRR energia elektryczna była dostarczana z Rosji. Po 1991 roku, kiedy kraje bałtyckie ogłosiły niepodległość, a później dołączyły do UE, Litwa, Łotwa i Estonia zmuszone były zdywersyfikować dostawy, ale zależność od rosyjskich dostaw surowców energetycznych nadal jest wysoka. Estonia ponad 90% energii elektrycznej produkuje opierając się na własnych złożach łupków bitumicznych, ale w ogólnym wytwarzaniu energii ich udział jest niewielki. Czołowe znaczenie mają tu paliwa stałe, szczególnie węgiel, który w bilansie energetycznym stanowi 87%, po 6% to gaz i OZE, a 1% ropa. Na Łotwie głównym surowcem wytwarzania energii elektrycznej pozostaje węgiel – 50%, jednak wzrasta udział OZE 32%, głównie hydroenergetyka, a 18% to udział gazu ziemnego. Litwa do nie-

<sup>99</sup> T. Motowidlak, op. cit., s. 267.



dawna była jedynym krajem, w którym energia elektryczna produkowana była przy zastosowaniu paliwa jądrowego, odgrywającego znaczącą rolę w bilansie energetycznym – 75%, 15% stanowił gaz, po 5% ropa i OZE. Z zamknięciem elektrowni atomowej w Ignalinie, 31.12.2009, zwiększyła się zależność energetyczna Litwy od Rosji. Obecnie tworzone są plany budowy nowej elektrowni o mocy około 3 200 MW, w bliskim sąsiedztwie obecnie istniejącej. Nowa elektrownia atomowa będzie budowana z udziałem Litwy, Łotwy, Estonii i Polski, i przewiduje się, że zostanie oddana do eksploatacji w 2015 roku.

Aby zmniejszyć zależność energetyczną od Rosji, państwa bałtyckie są zainteresowane w integracji bałtyckiego regionalnego rynku energii elektrycznej z rynkiem skandynawskim oraz rynkami ECZ i ECW; jest to możliwe poprzez integrację bałtyckiego rynku do bloków regulacyjnych UCTE i Nordel. Taka integracja również ma ważne znaczenie z punktu widzenia tworzenia pierścienia bałtyckiego wokół Morza Bałtyckiego, co pozwoliłoby zintegrować systemy energetyczne wszystkich państw nadbałtyckich – Niemiec, Polski, Litwy, Łotwy, Estonii, Finlandii, Szwecji, Danii. Po uruchomieniu kabla NorNed zasięg bałtyckiego pierścienia energetycznego rozszerzył się do wschodniej części Morza Północnego. Podmorskim kablem Estlink I o napięciu 330 kV i mocy przesyłowej 350 MW połączone są od 2006 roku Estonia z Finlandią, co znacznie zwiększyło wymianę energii elektrycznej pomiędzy tymi państwami UE. Linia ta połączyła rynek bałtycki z rynkiem nordyckim i stała się ważnym krokiem na drodze ku pełnej integracji państw bałtyckich z innymi krajami UE w dziedzinie elektroenergetyki<sup>100</sup>. Połączenie Estlink I zwiększa bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do państw nadbałtyckich i zmniejsza ich zależność energetyczną od Rosji. Linia Estlink I umożliwiła tranzyt energii elektrycznej i stała się alternatywnym źródłem dostaw energii elektrycznej do Litwy, Łotwy i Estonii. W 2008 roku zostało podpisane porozumienie o budowie brakującej linii przesyłu energii elektrycznej pomiędzy Polską a Litwą, linia o napięciu 380 kV połączy polski Ełk z litewskim Alytus.

Platformą współpracy na rzecz utworzenia bałtyckiego pierścienia energetycznego jest organizacja BALTREL (Baltic Ring Electricity Cooperation Committee). Do składu BALTREL należy 16 energetycznych kompanii z 11 państw Europy: Białorusi (Belenergo), Danii (Elkraft System), Estonii (Eesti Energia AS), Finlandii (Fingrid, Fortum Corporation), Łotwy (JSC Latvenergo), Litwy (JSC Lietuvos Energija), Norwegii (EBL), Polski (Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA), Rosji (spółka akcyjna – jedyne systemy

<sup>100</sup> Ibidem, s. 265.

energetyczne [IPS/UPS], Yantarenergo), Szwecji (Svenska Kraftnät, Vattenfall), Niemiec (Vattenfall Europe i Transmission GmbH)<sup>101</sup>.

Cele strategiczne BALTREL są następujące:

- zagwarantowanie uczciwej konkurencji na rynkach energii elektrycznej regionu Morza Bałtyckiego,
- osiągnięcie wysokiego poziomu bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną w regionie Morza Bałtyckiego, przede wszystkim przez lepszą koordynację i wymianę informacyjną,
- likwidacja granic (barier) pomiędzy rynkami regionalnymi,
- poparcie do stworzenia trwałego inwestycyjnego klimatu (w sektorze energetycznym) w regionie bałtyckim,
- stworzenie efektywnych i wzajemnie przystępnych warunków dla równoległego funkcjonowania regionalnych rynków energii elektrycznej Europy i WNP w ramach regionu bałtyckiego,
- dążenie do stworzenia ogólnego wolnego rynku energii elektrycznej regionu Morza Bałtyckiego, a w perspektywie paneuropejskiego rynku energii elektrycznej na wielką skalę,
- koordynacja tras rozwoju rynku (by zapewnić zamienność) z innymi regionalnymi rynkami europejskimi w przygotowaniu do integracji rynku ogólnoeuropejskiego.

Zbudowanie pierścienia energetycznego wokół Morza Bałtyckiego wymagałoby wzmocnienia połączeń Polski z Niemcami i tym samym spowodowało bardziej ścisłe związki energetyczne z krajami UE.

Regionalny rynek państw środkowo-południowej Europy (ECP) obejmuje lokalne rynki energii elektrycznej Francji, Niemiec, Szwajcarii, Austrii, Słowenii, Włoch i Grecji. W obrębie tego rynku największą moc eksportową posiadają Niemcy; kraj ten w 2009 roku eksportował np. 13 142 GWh energii elektrycznej do Szwajcarii i 14 956 GWh do Austrii. Niemcy eksportują również energię elektryczną do Francji, o czym wspomniano podczas analizy rynków ECZ i ECW. Wielkie możliwości eksportu energii elektrycznej w obrębie rynku ECP posiada Francja – 30 726 GWh w 2009 roku, z czego: 11 808 GWh eksportowano do Włoch, 8 311 GWh do Szwajcarii, 10 807 GWh do Niemiec<sup>102</sup>. Z Włochami Francję łączy pięć linii przesyłowych, trzy z nich o napięciu 400 kV i dwie po 220 kV. Największe moce przesyłowe posiadają dwie linie pomiędzy Albertville – Rondissone, 1 150 MVA oraz Villarodin – Venaus 879 MVA, Le Broc Carros – Campo-

<sup>101</sup> Baltrel, <http://www.baltrel.com/Members.asp>); *Краткий обзор международных энергетических организаций*, <http://www.rao-ees.ru/ru/info/about/international/show.cgi?inter-org.htm>.

<sup>102</sup> *Countries Factsheets...*

rosso 320 MVA. Linia Lucciana – Suverto o mocy przesyłowej 300 MVA łączy francuską Korsykę z Włochami.

Strategiczną rolę na rynku ECP odgrywa Szwajcaria, która nie jest członkiem UE, ale należy do europejskiej przestrzeni gospodarczej. Moc eksportowa tego kraju w 2009 roku wynosiła 31 782 GWh. Szwajcaria jest największym dostawcą energii elektrycznej do Włoch – 24 958 GWh (2009). Oba te kraje łączy 11 linii przesyłowych, z których trzy o napięciu 400 kV, posiadają największe moce przesyłowe, są to Robbia – San Fiorano (2 000 MVA), Soazza – Bulciago (1 142 MVA), Lavorgo – Musignano (1 118 MVA). Pozostałych siedem linii posiada napięcie 220 kV, a moce przesyłowe są w granicach 257–290 MVA. Włochy są największym importerem energii elektrycznej w Europie i posiadają ograniczoną moc przesyłową – 1 215 GWh do Francji, 510 GWh do Szwajcarii, 314 GWh do Grecji i 60 GWh do Słowenii. Szwajcaria pełni rolę „pasa transmisyjnego” energii elektrycznej do Włoch, z Francji i Niemiec. Szwajcarię z Austrią łączą cztery linie przesyłowe, dwie o napięciu 400 kV – Pradella – Westtirol o mocy przesyłowej 1 340 MVA każda. Zdolności eksportowe Szwajcarii do Austrii są ograniczone i wynoszą 24 GWh (2009).

Włochy z Grecją łączy linia wysokiego napięcia (400 kV) – Galatina – Arachthos o mocy przesyłowej 500 MVA. Linia ta, nazywana jeszcze GRITA, została uruchomiona w 2001 roku i jest najgłębszym połączeniem systemów elektroenergetycznych na świecie. Poza tym łączy Grecję z systemem UCTE<sup>103</sup>.

W 2009 roku najwięcej energii elektrycznej Słowenia eksportowała do Włoch 6 799 GWh i Chorwacji 3 574 GWh. Rola tego kraju na rynkach ECP i ECW nie jest znacząca; unijne projekty Włoch i Austrii dotyczące rozwoju infrastruktury przesyłowej zwiększą rolę Słowenii na tych rynkach.

Rozbudowa infrastruktury przesyłowej w obrębie rynku ECP ma ważne znaczenie dla całej UE, ponieważ zwiększy bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej pomiędzy państwami. Należy również podkreślić znaczenie struktury paliwowej w wytwarzaniu energii elektrycznej. Jak wcześniej wspomniano, we Francji dominują paliwa jądrowe, wysoki ich udział w wytwarzaniu energii jest w Słowenii (55%), natomiast w Niemczech jak i w Grecji czołowe znaczenie przypada na węgiel (18%) i gaz (56%), w Austrii dominują OZE, a szczególnie energetyka wodna – 71% oraz gaz 21%. Wysoki udział gazu ziemnego w wytwarzaniu energii elektrycznej obserwuje się również we Włoszech – 53%. Włochy są jednym z nielicznych krajów UE, które posiadają złoża uranu, ale zasoby te nie są brane pod uwa-

<sup>103</sup> T. Motowidlak, op. cit., s. 278.

gę w bilansie energetycznym ze względu na brak w tym kraju elektrowni atomowych<sup>104</sup>.

Unia do spraw Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej (Union pour la Coordination du Transport de l'Electricite UCTE) koordynuje pracę europejskich systemów elektroenergetycznych. Głównym celem Unii według nowego statutu z 2001 roku, przyjętego w Lizbonie, jest zagwarantowanie niezawodności funkcjonowania synchronicznie połączonych systemów elektroenergetycznych i umożliwienie swobodnej wymiany energii elektrycznej<sup>105</sup>. Ponad 50 lat wspólnych działań dało UCTE pozycję lidera pod względem jakości synchronicznego funkcjonowania zjednoczonych sieci energetycznych. Zachodnia strefa synchroniczna (UCTE) obejmuje układy energetyczne Francji, Hiszpanii, Portugalii, Niemiec, Austrii, Włoch, Belgii, Holandii, zachodniej Danii, Szwajcarii, Luksemburga, Słowenii, Chorwacji, Polski, Czech, Słowacji, Węgier (1 strefa). Południowa strefa ciągnie się przez terytorium Grecji, Bośni i Hercegowiny, Macedonii, Serbii i Czarnogóry, Albanii, Bułgarii, Rumunii (2 strefa). Układy energetyczne Wielkiej Brytanii połączone są z UCTE-1 przez podwodny kabel pod kanałem La Manche<sup>106</sup>. Od lipca 2003 roku synchronicznie z UCTE działa zachodni system energetyczny Ukrainy pn. Wyspa Bursztynowa.

W połowie lat 90. XX wieku przerwy w zaopatrzeniu w energię elektryczną występowały na całym świecie, w szczególności w systemie UCTE, co miało dramatyczne skutki. Zlikwidowanie deficytu energii elektrycznej, zagwarantowanie jej ciągłego i pewnego zaopatrzenia jest podstawowym celem funkcjonowania UCTE. Takie „elektryczne rozszerzenia” wyzwały wolę politycznej i ekonomicznej integracji Europy<sup>107</sup>.

Zjednoczenie układów energetycznych otworzyło nowe kierunki zaopatrzenia w energię elektryczną ze wschodu na zachód, jak również sprzyjało zwiększeniu strumieni energetycznych w kierunku północ-południe. Zostały stworzone dodatkowe możliwości transportu energii z terytorium, gdzie występuje nadmiar energii elektrycznej do państw, które odczuwają jej deficyt.

Jeszcze jedno dosyć ważne znaczenie można przypisać zjednoczeniu sieci elektroenergetycznych, a mianowicie zwiększenie możliwości rozwoju handlu energią elektryczną. W rzeczywistości zjednoczenie miało pozytywny wpływ na procesy liberalizacji rynków energii elektrycznej

<sup>104</sup> *Countries Factsheets...*

<sup>105</sup> T. Motowidlak, op. cit., s. 194.

<sup>106</sup> *Краткий обзор международных энергетических организаций*, [http://www.rao-ees.ru/ru/info/about/international/show.cgi?inter\\_org.htm](http://www.rao-ees.ru/ru/info/about/international/show.cgi?inter_org.htm).

<sup>107</sup> *UCTE, Annual report 2005*, [http://www.ucte.org/\\_library/annualreports/report\\_2005.pdf](http://www.ucte.org/_library/annualreports/report_2005.pdf).

w południowo-wschodniej Europie, sprzyjało ich otwarciu dla zewnętrznych konsumentów regionu<sup>108</sup>.

W 1995 roku państwa Afryki Północnej: Maroko, Algieria i Tunezja zostały połączone z głównym elektroenergetycznym systemem Europy przez Gibraltar<sup>109</sup>. W rezultacie integracji układów energetycznych, do składu UCTE weszły regionalne stowarzyszenia – SUDEL, CENTREL, MIBEL.

Regionalny rynek energii elektrycznej państw bałkańskich, tworzy część krajów rynku ECP (Włochy, Słowenia i Grecja) oraz Chorwacja, Bośnia i Hercegowina, Serbia, Czarnogóra, Albania, Macedonia, Bułgaria i Rumunia<sup>110</sup>.

Spośród państw UE znacznymi zdolnościami eksportowymi na bałkańskim rynku dysponuje Rumunia; w 2009 roku jej moce eksportowe wynosiły 4856 GWh, a głównym odbiorcą energii elektrycznej była Bułgaria – 2618 GWh. Infrastruktura przesyłowa na rumuńsko-bułgarskiej granicy obejmuje cztery linie 400 kV: Isaccea – Dobrudża (1715 MVA), Isaccea – Warna (1715 MVA), dwie linie Tantareni – Kozloduj (1309 MVA)<sup>111</sup>.

Potencjał eksportowy przesyłu energii elektrycznej Bułgarii w 2009 roku wynosił 7634 GWh, z czego 3418 GWh eksportowano do Grecji, resztę do Albanii i Serbii. Systemy elektroenergetyczne Bułgarii i Grecji łączy linia o napięciu 400 kV: Blagoevgrad – Saloniki o mocy przesyłowej 1300 MVA. Dla funkcjonowania śródziemnomorskiego pierścienia energetycznego ważne znaczenie ma połączenie Grecji z Turcją i Włochami. Grecja posiada nieznaczne możliwości mocy eksportowych – 3224 GWh, natomiast moce importowe w 2009 roku wynosiły 7604 GWh. Głównym dostawcą energii elektrycznej na grecki rynek jest Macedonia (3811 GWh) oraz Bułgaria (3418 GWh). Natomiast Grecja eksportowała 3224 GWh (2009) energii elektrycznej, z czego 1034 GWh do Albanii oraz 2184 GWh do Włoch. Linia GRITA jest istotnym łączem Włoch i Grecji w ramach śródziemnomorskiego pierścienia energetycznego.

Kraje rynku bałkańskiego charakteryzuje zróżnicowana struktura paliwowa wytwarzania energii elektrycznej. Na rumuńskim i bułgarskim rynku energii elektrycznej dominują paliwa stałe, szczególnie węgiel, odpowiednio 38% i 52%. Wysoki pozostaje udział paliw jądrowych w Rumunii – 20%, a w Bułgarii – 18%. Znaczący jest udział ropy naftowej w bilansie energetycznym Bułgarii – 25% (2009). Ważne znaczenie w bułgarskim bi-

<sup>108</sup> UCTE, *Annual Report 2004*, [http://www.ucte.org/\\_library/annualreports/report\\_2005.pdf](http://www.ucte.org/_library/annualreports/report_2005.pdf).

<sup>109</sup> UCTE, *Annual Report 2003*, [http://www.ucte.org/\\_library/annualreports/report\\_2003.pdf](http://www.ucte.org/_library/annualreports/report_2003.pdf).

<sup>110</sup> Analizie zostaną poddane tylko państwa członkowskie UE – Bułgaria i Rumunia, które nie były wspomniane wcześniej.

<sup>111</sup> T. Motowidlak, op. cit., s. 284.



lansie posiadają OZE, szczególnie energetyka wodna – 27%. Rozbudowa infrastruktury przesyłowej pomiędzy Bułgarią a Grecją będzie spełniać w przyszłości ważną rolę dla zamknięcia pierścienia śródziemnomorskiego pomiędzy tymi dwoma państwami i Turcją. Komisja Europejska jest zainteresowana pogłębieniem integracji europejskich rynków, szczególnie poprzez zwiększenie wymiany energii elektrycznej pomiędzy bałkańskim rynkiem a ECP i ECW. W tym celu konieczna jest budowa nowych połączeń transgranicznych pomiędzy krajami byłego bloku CENTREL.

SUDEL (Regional Association for the Coordination of Electricity Transmission in the South-East European Interconnected System) – funkcjonuje jako regionalna grupa UCTE (najpierw UCPTE)<sup>112</sup>. Grupa została założona 22 kwietnia 1964 w Lublanie przez przedstawicieli spółek elektroenergetycznych Austrii, Włoch i byłej Jugosławii dla koordynacji wytwarzania i przekazywania energii elektrycznej. Członkami stowarzyszenia są Włochy, Austria, Grecja, Chorwacja, Słowenia, Bośnia i Hercegowina, Serbia, Czarnogóra, Macedonia, Rumunia, Bułgaria.

Wszystkie państwa południowej Europy, od Hiszpanii do Rumunii i Bułgarii, mają tworzyć wraz z państwami Afryki Północnej tzw. śródziemnomorski pierścień energetyczny. Celem projektu Mediterranean Ring (MedRring) jest zapewnienie połączenia układów energetycznych między państwami i regionami położonymi wokół Morza Śródziemnego. To z kolei zwiększy bezpieczeństwo zaopatrzenia energetycznego w całym regionie, poprawi potencjał przesyłu energii elektrycznej i doprowadzi do obniżenia cen na energię elektryczną, i zmniejszy zapotrzebowanie na elektrownie dla zabezpieczenia rosnącego popytu na energię elektryczną w południowym i wschodnim regionie śródziemnomorskim. Projekt rozpoczął działalność przy wsparciu Komisji Europejskiej w 2000 roku w ramach programu MEDA. Realizacja projektu MedRing rozpoczęła się na początku 2001 roku<sup>113</sup>.

Koncepcja budowy przewiduje zjednoczenie sieci elektroenergetycznych, które ciągną się z Hiszpanii do Maroka i państw Maghrebu (Maroko, Algieria, Tunezja), regionu Maszreku (Egipt, Libia i Sudan), jak również do Turcji. Z Turcji sieć zjednoczy się znowu z europejskimi elektroenergetycznymi sieciami, a mianowicie Grecji lub przez sieci elektryczne państw Europy Wschodniej<sup>114</sup>.

<sup>112</sup> SUDEL, <http://www.sudel-net.org/>.

<sup>113</sup> Ibidem.

<sup>114</sup> *Billions of Dollars to be Spent Creating the Largest Multi-National Electric Power Interconnection Arrangement in the World*, Newton-Evans Research Company, Ellicott City, Maryland, [http://www.newton-evans.com/news/MedRing\\_11-24-03.asp](http://www.newton-evans.com/news/MedRing_11-24-03.asp) – 24.11.2003.



Budowa synchronicznej interkontynentalnej sieci elektrycznej w regionie Morza Śródziemnego realizowana jest przy poparciu UE. Podstawowe założenia uruchomienia tak dużego systemu, pod względem wielkości terytorium, były:

- zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego w państwach śródziemnomorskich,
- odłożenie w czasie lub uniknięcie budowy nowych elektrowni dzięki importowi i eksportowi energii elektrycznej pomiędzy państwami regionu,
- zbilansowanie popytu i podaży energii elektrycznej w regionie,
- zmniejszenie pierwotnych elektrycznych wymogów rezerwowych w każdym państwie<sup>115</sup>.

W chwili obecnej aktywnie umacnia się elektryczna sieć Maghrebu. To dobry prognostyk dla planu rozszerzenia w ramach Śródziemnomorskiego Koła Elektroenergetycznego (MedRing). MedRing połączy sieci elektryczne wszystkich państw śródziemnomorskich: Francję, Hiszpanię, Maroko, Algierię, Turcję, Grecję, Włochy, Libię, Egipt i Jordanię. Według nowego planu, rola podwodnego połączenia między Hiszpanią i Marokiem staje się znacząca z punktu widzenia zagwarantowania wysokiej jakości i bezpiecznego zjednoczenia sieci elektroenergetycznych<sup>116</sup>.

Śródziemnomorska sieć energetyczna jest podzielona na 4 bloki:

- blok śródziemnomorski południowo-zachodni (SWMB) tworzą państwa Europy Zachodniej oraz Maroko, Algieria i Tunezja. Połączenie Hiszpanii z Marokiem pozwoliło synchronicznie współpracować z systemem UCTE państwom afrykańskim. Największy wkład do produkcji energii elektrycznej spośród krajów SWMB wnosi Algieria,
- do południowo-wschodniego bloku (SEMB) należą: Libia, Egipt, Jordania, Syria i Liban. Ten blok ma stać się częścią projektu EIJSTL (Irak, Jordania, Syria, Turcja, Liban), który zostanie połączony z Turcją i Irakiem. Znaczącą rolę spośród krajów SEMB w wytwarzaniu energii elektrycznej odgrywa Egipt,

<sup>115</sup> Ibidem; *The Mediterranean Ring Project: Status and Plans* Newton Evans, Dec 2003, Pages: 40 [http://www.researchandmarkets.com/reportinfo.asp?report\\_id=220770&t=d&cat\\_id=](http://www.researchandmarkets.com/reportinfo.asp?report_id=220770&t=d&cat_id=)

<sup>116</sup> *The Mediterranean Ring Project...*

- trzeci blok tworzy Turcja. Wyodrębnienie tego kraju w oddzielny blok jest efektem intensywnego procesu restrukturyzacji sektora elektroenergetycznego według wymagań UE w celu uzyskania członkostwa. Turcja odgrywa ważną rolę w tworzeniu pierścienia śródziemnomorskiego, ponieważ pomimo połączeń transgranicznych z państwami członkowskimi UE – Grecją, Bułgarią, kraj ten posiada możliwość wymiany energii elektrycznej z państwami regionu Morza Kaspijskiego – Gruzją, Azerbejdżanem, Iranem oraz Armenią, Irakiem, Syrią, co w znacznym stopniu pozwala dywersyfikować dostawy energii elektrycznej na turecki rynek, a w razie jej nadwyżki eksportować energię elektryczną do państw UE (pod warunkiem dobrze rozbudowanych sieci przesyłowych),
- system Zatoki Arabskiej (GCC) znajduje się na wschód od bloku SEMB i obejmuje sześć krajów – Bahrajn, Kuwejt, Oman, Katar, Arabię Saudyjską, Zjednoczone Emiraty Arabskie<sup>117</sup>. To są państwa bogate w surowce energetyczne i integracja GCC z SEMB i SWMB może zwiększyć bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej i ułatwić handel energią elektryczną, a jednocześnie może umożliwić wspólną synchroniczną pracę wymienionych bloków w UCTE. Unia Europejska bardzo aktywnie popiera rozwój rynku energii elektrycznej basenu Morza Śródziemnego.

W 2005 roku GCC Interconnection Authority, ogłosiła przetarg na budowę pierwszego etapu trzyodcinkowego GCC interkonektora (GCC-IC), który połączył elektroenergetyczne systemy Bahrajnu, Kuwejtu, Kataru i Arabii Saudyjskiej, tworząc w ten sposób tzw. Północną sieć elektryczną<sup>118</sup>.

Ogólna sieć przekazywania energii elektrycznej (GCC-IC) między państwami Rady Współpracy Zatoki Perskiej układa drogę w kierunku handlu energią elektryczną między państwami Zatoki Perskiej i państwami Bliskiego Wschodu. Sprzyja to wzmocnieniu energetycznego bezpieczeństwa w regionie, bardziej ścisłej kooperacji między państwami i prowadzi do udoskonalenia energetycznej infrastruktury regionu i jej rozszerzenia. Takie interkonektory pozwolą państwom Bliskiego Wschodu połączyć swoje sieci energetyczne z europejskimi, co umożliwi eksport energii elektrycznej do Europy<sup>119</sup>. Pozytywne elementy ekonomiczne i ekologiczne to znacz-

<sup>117</sup> *Progress of the Mediterranean Ring*, „Middle East Energy”, [http://pepei.pennnet.com/display\\_article/234368/89/ARTCL/none/none/1/Progress-of-the-Mediterranean-Ring/](http://pepei.pennnet.com/display_article/234368/89/ARTCL/none/none/1/Progress-of-the-Mediterranean-Ring/) - August 2005.

<sup>118</sup> *Bahrain: Tenders soon for GCC power interconnection*, <http://www.zawya.com/Story.cfm/ZAWYA20050328122348> - 28.03.05.

<sup>119</sup> *Ibidem*.

ne zwiększenie stabilności zaopatrzenia w energię elektryczną, zwłaszcza w godzinach szczytu zapotrzebowania na energię elektryczną. Godziny największego popytu na energię elektryczną w poszczególnych państwach są różne, dlatego budowa zjednoczonej sieci elektrycznej pozwoli wyrównać wahania energii elektrycznej.

Plany połączenia czterech oddzielnych sieci energetycznych w regionie śródziemnomorskim sprzyjały stworzeniu ogromnego trójkontynentalnego systemu, który wykorzystuje podwodne kable przesyłu energii elektrycznej wysokiego napięcia na stałym prądzie dla eksportu energii elektrycznej z Bliskiego Wschodu do Europy<sup>120</sup>.

Rozwój jedynego trójkontynentalnego systemu jest zgodny z wspólną decyzją wszystkich państw śródziemnomorskich w celu ustalenia jednolitych zasad, które rekomenduje system elektroenergetyczny UCTE, również z punktu widzenia bezpieczeństwa i przepustowości (np. maksymalna zmiana częstotliwości).

Przyszłe kroki przewidują rozszerzenie eurośródziemnomorskiego układu synchronicznego, a mianowicie połączenie kablem w kierunku na południe Egiptu i Sudanu (o mocy przesyłowej 220 kWt), i rozszerzenie na Bliskim Wschodzie poprzez zjednoczenie układów energetycznych Syrii i Iraku (linia 400 kWt), Turcji z Irakiem (linia 400 kWt) i Jordanii z zachodnią częścią Arabii Saudyjskiej (poziom napięcia do uzgodnienia)<sup>121</sup>. W chwili obecnej jest to niemożliwe przez niestabilną sytuację społeczno-polityczną w regionie.

Projekt jest ukierunkowany na połączenie elektroenergetycznych układów Turcji i Gruzji: nowoczesna linia o mocy 400 kWt badana jest z punktu widzenia formowania elektroenergetycznego koła wokół Morza Czarne go z wykorzystaniem transkaukaskich linii<sup>122</sup>.

Odnośnie połączeń pomiędzy Turcją i jej wschodnimi sąsiadami, projekty są w procesie opracowania, a mianowicie linia 154 kWt powstaje dla zabezpieczenia miejscowych potrzeb w Nachiczewanie i importu energii z Iranu<sup>123</sup>.

Wśród różnych projektów, jednym z najbardziej perspektywicznych jest synchroniczne zjednoczenie energetycznych układów wszystkich na-

<sup>120</sup> C. Breck Hitz, *Progress of the Mediterranean Ring. Power Engineering international*, „Middle East Energy”, [http://pepei.pennnet.com/articles/article\\_display.cfm?article\\_id=234368](http://pepei.pennnet.com/articles/article_display.cfm?article_id=234368) – August 2005.

<sup>121</sup> Ibidem.

<sup>122</sup> Ibidem.

<sup>123</sup> Ibidem.

rodowych sieci państw basenu Morza Śródziemnego, które są położone na trzech kontynentach (Europa, Afryka, Azja).

Od lipca 2009 roku rozpoczęła pełną działalność operacyjną Europejska Sieć Operatorów Elektroenergetycznych Systemów Przesyłowych (European Network of Transmission System Operators for Electricity – ENTSO-E). ENTSO-E założyło 42 operatorów systemów przesyłowych z 34 krajów. Celem ENTSO-E jest promowanie niezawodnej pracy, optymalne zarządzanie oraz zrównoważony rozwój paneuropejskiego systemu przesyłowego energii elektrycznej w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw oraz zaspokojenia potrzeb wewnętrznego rynku energii. Działalność prowadzona dotychczas przez organizacje ETSO i UCTE oraz regionalne stowarzyszenia operatorskie krajów skandynawskich, bałtyckich, Wielkiej Brytanii i Irlandii, została inkorporowana przez ENTSO-E, która jako jedyna organizacja zrzeszająca operatorów systemów przesyłowych zajmuje spójne stanowiska oraz reprezentuje operatorów wobec interesariuszy, w tym instytucji i organów Unii Europejskiej<sup>124</sup>.

Podsumowując, europejski rynek energii elektrycznej jest coraz bardziej zintegrowany, to wynika głównie z fizycznych możliwości przesyłowych poszczególnych państw. Regionalizacja europejskich rynków energii elektrycznej jest jednym z etapów tworzenia ogólnoeuropejskiego rynku energii elektrycznej. Największy potencjał w wytwarzaniu i przesyłaniu energii elektrycznej posiadają rynki środkowozachodniej i środkowopółnocnej Europy, szczególnie dzięki takim potęgom energetycznym jak Francja i Niemcy. Rozbudowa infrastruktury przesyłowej umożliwia funkcjonowanie wspólnego europejskiego rynku energii elektrycznej.

<sup>124</sup> *Regional Groups*, <https://www.entsoe.eu/system-operations/regional-groups/>.

## ROZDZIAŁ IV

# DOSTĘP DO ZEWNĘTRZNYCH ZASOBÓW ENERGETYCZNYCH PAŃSTW UNII EUROPEJSKIEJ

### 1. Wspólnota Niepodległych Państw

Wspólnota Niepodległych Państw (WNP) jest formą współpracy państw, która została utworzona pod koniec 1991 roku w wyniku rozpadu ZSRR. Terytorium Wspólnoty zajmuje część Europy Wschodniej i północnej Azji. Region jest bogaty w zasoby surowcowe, co wynika z rozmieszczenia w kilku strefach naturalnych – obszarów arktycznych, tundry, lasotundry, lasów i lasostepów, stepów, półpustyń i pustyń, subtropików. W skład Wspólnoty wchodziło 11 niepodległych państw – Rosja, Ukraina, Białoruś, Mołdawia, Armenia, Azerbejdżan, Gruzja, Kazachstan, Uzbekistan, Turkmenistan, Tadżykistan, Kirgistan. Jednak po konflikcie południowoosetyjskim w sierpniu w 2008, Gruzja wystąpiła z tej organizacji.

Ze względu na wielkość potencjału energetycznego państwa WNP można podzielić na trzy grupy:

I grupa, państwa z wielkim potencjałem energetycznym – możemy tu zaliczyć tylko jedno państwo, jest to Federacja Rosyjska,

II grupa, państwa ze średnim potencjałem energetycznym – Azerbejdżan, Turkmenistan, Kazachstan, Ukraina, Gruzja (do wycofania się z WNP). Cechą charakterystyczną tych państw jest to, że posiadają albo duże zapasy zasobów energetycznych, albo mają ważne znaczenie jako państwa tranzytowe,

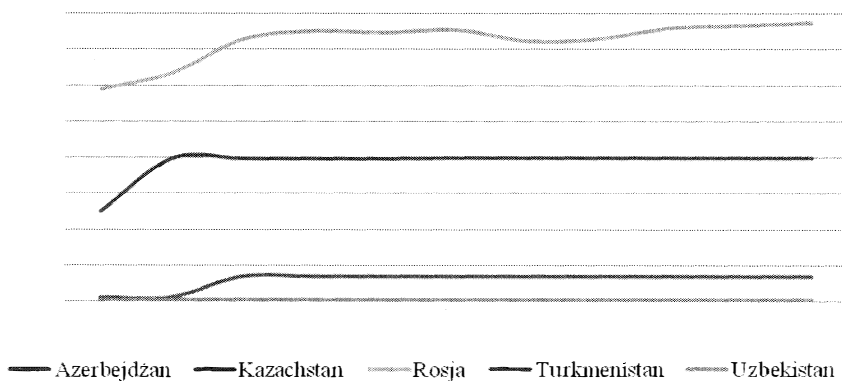
III grupa, państwa z małym potencjałem energetycznym – Białoruś, Armenia, Kirgistan, Uzbekistan, Tadżykistan, Mołdawia. W tych państwach zapasy zasobów energetycznych praktycznie nie występują lub też ich zasoby surowcowe są słabo zbadane. Oprócz Białorusi, która leży na szlaku Wschód – Zachód, nie mają one dużego znaczenia przy transporcie nośników energii.

Obszar WNP jest ważnym źródłem dostaw surowców energetycznych do UE. Największe znaczenie dla państw europejskich mają państwa I i II grupy.

Pod względem geograficznym państwa WNP można podzielić na kilka regionów, każdy z nich ma istotne znaczenie dla Unii Europejskiej. Biorąc pod uwagę powierzchnię Rosji, ten kraj można wyodrębnić jako oddzielny region. Spośród innych regionów na obszarze WNP należy zaznaczyć region środkowoazjatycki (Kazachstan, Turkmenistan, Uzbekistan, Kirgistan, Tadżykistan) oraz europejski (Ukraina, Białoruś, Mołdawia) i kaukaski (Azerbejdżan, Gruzja, Armenia), do regionu kaspijskiego zaliczamy państwa, które jednocześnie należą do regionu kaukaskiego (Azerbejdżan), środkowoazjatyckiego (Turkmenistan i Kazachstan) oraz Rosję. Gruzję również zaliczamy do państw tranzytowych. Posiadając wielkie bogactwa ropy naftowej i gazu ziemnego, regiony te są obiektem dużego zainteresowania wśród wielkich mocarstw świata – Rosji, Unii Europejskiej, USA, Chin i stały się potencjalnie konfliktogenne, tym bardziej, że do końca nie są znane ich zasoby surowców.

Według danych BP (wykres 20), udokumentowane zasoby ropy naftowej w Rosji pod koniec 2010 roku wynosiły 77,4 mld baryłek (5,6% – światowych zapasów)<sup>1</sup>. Jeśli chodzi o pozostałe państwa Wspólnoty, to drugie co do wielkości w tym rankingu posiada Kazachstan (39,8 mld baryłek), dalej Azerbejdżan (7,0 mld baryłek), Turkmenistan i Uzbekistan (po 0,6 mld baryłek).

Wykres 20. Udokumentowane zasoby ropy naftowej w państwach Wspólnoty Niepodległych Państw (WNP) w latach 2000-2010 (w mld baryłek)



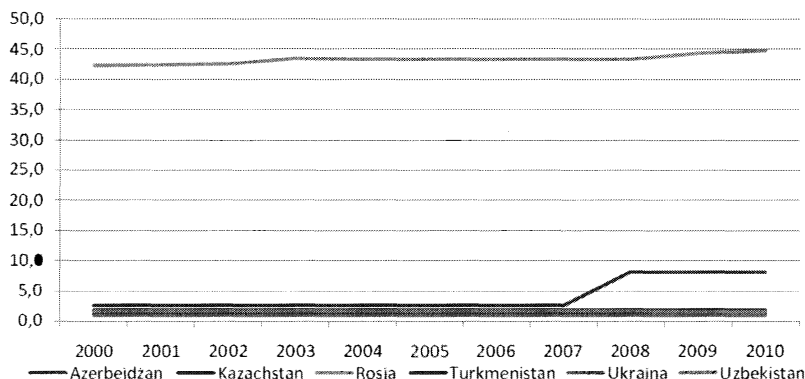
Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

<sup>1</sup> *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.



Pod względem zasobów gazu ziemnego największymi dysponuje Rosja. Pod koniec 2010 roku oszacowano je na 44,8 trln m<sup>3</sup>. Drugie co do wielkości zasoby błękitnego paliwa posiada Turkmenistan, którego potencjał wzrósł z 2,6 trln m<sup>3</sup> (2007) do 8,0 trln m<sup>3</sup> w 2010 roku. Mniejsze zasoby posiadają Kazachstan (1,8 trln m<sup>3</sup>), Uzbekistan (1,6 trln m<sup>3</sup>), Azerbejdżan (1,3 trln m<sup>3</sup>) oraz Ukraina (0,9 trln m<sup>3</sup>). Pokazuje to wykres 21<sup>2</sup>.

Wykres 21. Udokumentowane zasoby gazu ziemnego w państwach WNP w latach 2000-2010 (trln m<sup>3</sup>)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Analizując dane statystyczne BP warto zauważyć, że istnieją pewne rozbieżności w podawanych zestawieniach liczbowych dotyczących udokumentowanych zapasów ropy naftowej i gazu ziemnego oraz rejestrowania ich wydobycia, co, zdaniem autorki, można wytłumaczyć następująco: jeśli spojrzymy na tabelę dotyczącą udokumentowanych zasobów ropy naftowej, to pierwsze dane pochodzą z 1998 roku, a dane nt. zasobów gazu ziemnego z 1997, czyli okresu kiedy poszczególne państwa byłego ZSRR już były niezależne i prowadziły samodzielną politykę rozwoju. Jeśli chodzi o wydobycie ropy i gazu, to pierwsze udokumentowane przez BP dane pochodzą z 1985 roku. Wniosek nasuwa się tu jeden, do okresu 1997-1998 państwa byłego Związku Radzieckiego nie ujawniały danych dotyczących wielkości posiadanych przez nie surowców energetycznych, takich jak ropa naftowa i gaz ziemny. Wynikało to przede wszystkim z: izolacji na arenie międzynarodowej niektórych państw lub regionów, np. Turkmenistanu; braku interesu wobec państw Azji Środkowej ze strony Zachodu, co zaczęło się jednak zmieniać wraz z wyczerpywaniem się surowców energetycz-

<sup>2</sup> Ibidem.

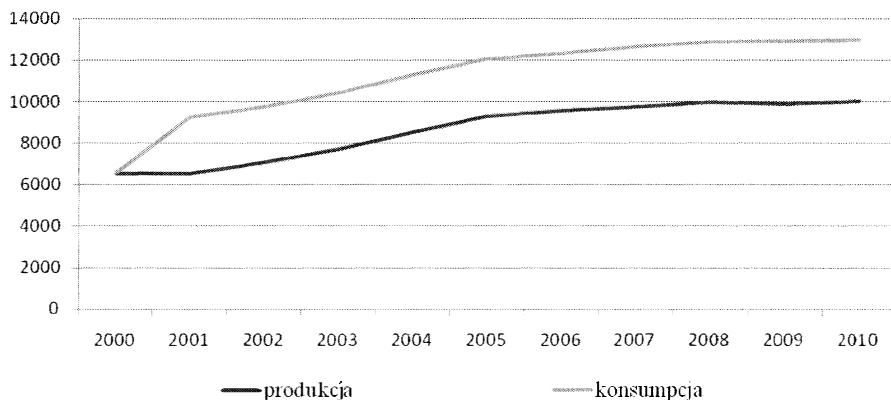
nych; wysokiej zależności od Rosji wszystkich państw byłego ZSRR oraz konfliktogennych interesów związanych z eksploatacją złóż.

W niniejszym rozdziale analizie zostały poddane te państwa, które mają znaczenie dla UE.

## FEDERACJA ROSYJSKA

Liderem pod względem zasobów surowców energetycznych na obszarze WNP jest Federacja Rosyjska. Jej potencjał surowcowy jest nieodłączną częścią światowego rynku zasobów energetycznych. Państwo należy do grupy czołowych eksporterów tych surowców. Większość rosyjskich zasobów ropy naftowej znajduje się w okręgach federalnych Syberyjskim (73,4%) i Uralskim (8,9%), na które przypada 60% wszystkich udokumentowanych zasobów. Dość duże zasoby znajdują się również na północy europejskiej części Rosji (7%) oraz na Powołżu (6,2%), Dalekim Wschodzie (1%), oraz na północnym Kaukazie (0,9)<sup>3</sup>. Jak wskazują dane statystyczne zasoby czarnego złota w Rosji stopniowo wzrastają, co wynika z odkryć nowych złóż na północy kraju.

**Wykres 22. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Rosji w latach 2000-2010 (w mld b/d)**



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

<sup>3</sup> A. Wasilewski, *Ropa naftowa w polityce Rosji*, Wydawnictwo Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią, Polska Akademia Nauk, Kraków 2005, s. 11; G. Dudarev, M. Zverev, *Energy Sector In Russia – Economic and Business Outlook*, Helsinki, ETLA Discussion Paper Nr 664, 1999; К. Лиухто, *Российская нефть: производство и экспорт*, „Вопросы экономики”, 2003, № 9, с. 136-146.

Wraz ze zwiększeniem zasobów ropy naftowej wzrasta wydobycie tego surowca, w ostatnich 10 latach zwiększyło się ono z 323,3 mln ton w 2000 roku do 505,1 mln ton w 2010 (wykres 22)<sup>4</sup>. Liderem pod względem produkcji ropy naftowej jest zachodnia Syberia. Główne złoża znajdują się w regionie Priobskoje, Prirazlomnoje, Mamontowskoje, Malobalykskoje oraz grupa złóż w okolicach Surguta. W najbliższej perspektywie zespół złóż na Sachalinie będzie odgrywać ważną rolę w produkcji ropy, przewiduje się również zwiększenie produkcji ropy w regionie Morza Kaspjskiego (w rosyjskiej części).

Wraz z posiadaniem ogromnych zasobów ropy naftowej, konsumpcja tego surowca w kraju jest też dość wysoka, spowodowane jest to tym, że gospodarka Rosji jest bardzo energochłonna. W ostatnich 10 latach konsumpcja wzrosła z 2 698 mld b/d (129,7 mln ton) do 3 199 mld b/d (147,6 mln ton)<sup>5</sup>.

Państwowa kompania Rosneft sprawuje stuprocentową kontrolę nad sektorem naftowym<sup>6</sup>. Główne działania Rosnieftu obejmują prace poszukiwawcze, wydobycie ropy naftowej i jej dystrybucję. Głównymi zagranicznymi graczami na rosyjskim rynku naftowym są: Agip, British Petroleum, British Gas, ChevronTexaco, Conoco, ExxonMobil, Neste Oil, Norsk Hydro, McDermott, Mitsubishi, Mitsui, RD Shell, Statoil oraz TotalFinaElf<sup>7</sup>.

Rosja posiada 40 rafinerii, których ogólny potencjał mocy przetwórczych w 2010 roku wynosił 5 555 tys. b/d. Kompania Rosneft posiada siedem rafinerii, których potencjał to – 50,9 mln ton rocznie. Rafinerie Rosnieftu posiadają wygodne położenie geograficzne, co sprzyja dystrybucji ropy zarówno na rynku wewnętrznym jak i na rynkach międzynarodowych. Poza tym posiadanie własnych terminali eksportowych w Tuapse i Nachodce pozwala istotnie zwiększyć efektywność eksportu produktów ropopochodnych do UE. W 2010 roku kompania rozpoczęła szeroką modernizację własnych rafinerii, co pozwoliło już w 2011 zwiększyć ich moce przetwórcze<sup>8</sup>. Państwa UE są głównymi odbiorcami rosyjskiej ropy.

Rosja posiada rozbudowany system dystrybucji ropy naftowej. Kontrolę nad przesyłem ropy naftowej sprawuje rosyjska państwowa kompania Transneft (70 tys. km magistralnych rurociągów)<sup>9</sup>. Transport su-

<sup>4</sup> BP Statistical Review...

<sup>5</sup> Ibidem.

<sup>6</sup> *Роснефть сегодня*, <http://www.rosneft.ru/about/Glance/>.

<sup>7</sup> EIA, Russia, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=RS> – November 2010.

<sup>8</sup> *Нефтяная переработка*, <http://www.rosneft.ru/Downstream/refining/>.

<sup>9</sup> *Акционерная компания по транспорту нефти „Транснефть”*, <http://www.transneft.ru/company/>.

rowców energetycznych do UE realizowany jest za pomocą rurociągów. Powstała za czasów ZSRR sieć rurociągów zaspokajała przede wszystkim wymagania centrum, tylko w niewielkim stopniu uwzględniając potrzeby peryferii. Sieć eksportowych rurociągów naftowych prowadzi głównie w kierunku Europy Zachodniej w ramach zapoczątkowanej w latach 60. XX wieku radziecko-europejskiej współpracy energetycznej. Zasadniczym problemem Rosji w zakresie przesyłu ropy naftowej była niedostateczna dywersyfikacja tras i sposobów eksportu. Głównym morskim kanałem eksportowym stał się czarnomorski Noworosyjsk, port niezamierzający, ale kłopotliwy ze względu na częste sztormy i złe warunki pogodowe. Ponadto tureckie ograniczenia w zakresie przepływu tankowców przez cieśniny Bosfor i Dardanele stawiały rosyjskich producentów w trudnej sytuacji.

Obecnie najważniejszymi kanałami eksportowymi Rosji są Bałtycki System Rurociągowy, lądowa magistrala Przyjaźń, rurociąg Tengiz – Noworosyjsk.

Bałtycki System Ropociągowy (BTS) jest własnością rosyjskiej kompanii Transneft. Decyzja o budowie jedyne go Bałtyckiego Systemu Ropociągowego zapadła w 1997 roku. Głównym celem BTS był eksport ropy naftowej do państw północnej Europy z Timano-Pechorskoj prowincji naftowej oraz z regionów zachodniej Syberii i Uralo-Powołża poprzez terminal w Zatoce Fińskiej. BSR obejmuje istniejący ropociąg Harjaga – Usa oraz Kiriszy – Primorsk (w Zatoce Fińskiej), a także magistralne rurociągi w kierunku Usa – Uchta – Jarosław – Kiriszy. Prace nad rozbudową BTS rozpoczęły się w 2000 roku. Odcinek Kiriszy – Primorsk został oddany do eksploatacji w 2001, moc przepustowa rurociągu wynosiła 12 mln ton ropy rocznie, a w 2003 została zwiększona do 30 mln ton. W 2004 roku oddano do eksploatacji rafinerie Kiriszy-2, co spowodowało zwiększenie mocy przepustowej Bałtyckiego Systemu Ropociągowego do 42 mln ton ropy rocznie. W 2006 został uruchomiony odcinek Jarosław – Primorsk, co zwiększyło moc przepustową BTS do 64 mln ton ropy naftowej, a na początku 2007 moc ta wzrosła do 74 mln ton<sup>10</sup>.

Tak szybkie tempo rozbudowy BTS wynikało z tego, że za czasów ZSRR ropa naftowa na europejskie rynki płynęła poprzez porty państw nadbałtyckich. A po rozpadzie ZSRR i uzyskaniu niepodległości przez Litwę, Łotwę i Estonię, Rosja straciła „okno na Europę”. W latach 90. zależność państw bałtyckich od surowców energetycznych była bardzo odczuwalna.

<sup>10</sup> *Информация о проекте „Балтийская трубопроводная система”*, [http://www.velesstroy.com/index.php?cPath=30\\_53](http://www.velesstroy.com/index.php?cPath=30_53).

Rozpad Związku Radzieckiego doprowadził do zmniejszenia powiązań gospodarczych między republikami bałtyckimi a Rosją, co spowodowało, że Litwa, Łotwa i Estonia zaczęły nawiązywać współpracę z państwami skandynawskimi i z Europą Zachodnią. Główne bałtyckie niezamarzające morskie terminale naftowe znalazły się poza obszarem Rosji (Windawa, Ryga, Kłajpeda, Butinge)<sup>11</sup>. Dlatego modernizacja i budowa nowych portów nad Morzem Bałtyckim miała dla Rosji strategiczne znaczenie, ponieważ uniezależniała Rosję od portów Łotwy i Estonii oraz tranzytu przez Litwę<sup>12</sup>. W latach 2002-2003 Rosja w znacznym stopniu ograniczyła tranzyt ropy przez terminale państw nadbałtyckich. Według wstępnych danych około 60% rosyjskiej ropy transportowanej przez Bałtyk było skierowane przez port w Primorsku. Przez terminale naftowe: Tallin-Muuga, Windawa, Ryga, Kłajpeda, Butinge wyeksportowano około 35% (50 mln ton) rosyjskich produktów naftowych, co oznaczało zmianę dotychczasowego uzależnienia Rosji od tranzytu przez państwa bałtyckie.

Po wejściu do Unii Europejskiej państw nadbałtyckich oraz Polski, Morze Bałtyckie praktycznie stało się wewnętrznym morzem UE, a Rosja pozostała poza jego granicami i tym samym straciła ważny naftowy korytarz dla przewozu ropy naftowej na zachód, co właśnie stało główną przyczyną rozbudowy BTS.

Morze Bałtyckie nadal posiada dominującą pozycję w polityce eksportowej rosyjskiej ropy naftowej. Dlatego Rosja bardzo aktywnie buduje nowe porty i terminale oraz rozbudowuje już istniejące. Prawdopodobnie naftowa przepustowość rosyjskich portów bałtyckich przekroczy przepustowość portów czarnomorskich. Największym naftowym terminalem zostaje Primorsk, który w przyszłości może stać się największym naftowym terminalem w Rosji. Po zakończeniu budowy portu murmańskiego, prawdopodobnie Primorsk i Murmańsk będą terminalami konkurencyjnymi. Ewentualnym zagrożeniem dla rozwoju północnej trasy naftowej jest brak gwarancji ze strony USA odnośnie zakupu ropy naftowej, jak również duże zagrożenie ekologiczne na Morzach Barentsa i Norweskim.

Oprócz murmańskich terminali ropy naftowej na północy Rosji są jeszcze trzy porty naftowe – w Warandej, Archangielsku, Witino. Warandejski terminal z początkową przepustowością 1,5 mln ton został zbudowany przez Łukoil i funkcjonuje od 2000 roku. Port w Witino położony jest na południowo-zachodnim wybrzeżu Kandałakszkiej zatoki nad Mo-

<sup>11</sup> M. Петров, *Новые порты России на Балтике: окно в Европу спустя 300 лет*, <http://geo.1september.ru/2002/09/4.htm>.

<sup>12</sup> A. Wasilewski, op. cit., s. 51.

rzem Białym. Przepustowość portu wynosi 4 mln ton kondensatu i mazutu rocznie. Surowa ropa naftowa dostarczana jest do Witina drogą kolejową. Stamtąd przewozi się ją do Murmańska, gdzie jest załadowywana na duże tankowce i eksportowana do Europy i USA.

Rola bałtyckich portów w rosyjskiej eksportowej logistyce zmniejszy się po zakończeniu rozbudowy portu w Murmańsku, co jednocześnie znacznie zmniejszy ekologiczne obciążenie i ryzyko katastrofy ekologicznej na obszarze akwenu Morza Bałtyckiego.

Po oddaniu do użytku BTS, Rosja przystąpiła do budowy BTS-2. Interesy państwa polegają przede wszystkim na rozszerzeniu zdolności przepustowych Rosji, ograniczeniu tranzytu rosyjskiej i kaspijskiej ropy przez państwa nadbałtyckie oraz Białoruś i Ukrainę, wzmocnieniu pozycji Rosji na rynku północno-zachodniej Europy<sup>13</sup>.

W listopadzie 2011 roku został uruchomiony ropociąg BTS-2, który połączył ropociąg Przyjaźń w jego rosyjskiej części z rosyjskimi portami na Morzu Bałtyckim. Wypełnienie ropociągu ropą rozpoczęło się 1 sierpnia 2011 roku. Jego trasa przebiega wzdłuż zachodniej granicy Rosji przez Uneczę do Ust-Ługi (Zatoka Fińska). Uruchomienie BTS-2 znacznie zmniejszy potencjał przepustowy Przyjaźni i wydłuży trasę o 1000 km, ponieważ przebiegać będzie tworząc łuk<sup>14</sup>.

Podsumowując, Rosja eksportuje ropę naftową do UE z trzech kierunków – z północy za pomocą ropociągu BTS, przez centrum ropociągiem Przyjaźń oraz na południu przez czarnomorski port w Noworosyjsku. Na północy i na południu Rosji udało się zrealizować cel – usunięcie państw trzecich (państw tranzytowych). W pewnym stopniu taka polityka Rosji ułatwia UE negocjacje w sprawie ceny i warunków przesyłu ropy, z drugiej strony – uzależnia UE od jednego dostawcy.

Mimo tego, że Moskwa bardzo aktywnie rozbudowuje infrastrukturę przesyłową w celu zmniejszenia zależności od państw tranzytowych, w przesyłu ropy naftowej poprzez BTS i BTS-2 całkowite ograniczenie dostaw do UE poprzez Białoruś, Ukrainę i Polskę nie uda się. Wynika to przede wszystkim z surowych warunków klimatycznych w regionie Primorska. W okresie zimowym Zatoka Fińska bardzo często pokrywa się krą, co uniemożliwia eksport ropy tankowcami. W związku z tym, Rosja zmuszona będzie skierować przepływ ropy w innych kierunkach – poprzez

<sup>13</sup> А.Г. Коржубаев, *Инфраструктура транспорта нефти и газа России: приоритетные направления развития*, „ЕКО”, 2005, № 4, с. 141-152.

<sup>14</sup> С. Шумовский, *Терминалы на Новой Земле: альтернатива БТС-2?*, <http://neftegaz.ru/science/view/438/> – 9.09.2009.



ropociąg Przyjaźń i port w Noworosyjsku<sup>15</sup>. Aby rozstrzygnąć ten problem Rosja powinna przyspieszyć realizację programu modernizacji floty lodolamaczy i kupna co najmniej 10 nowych. Oprócz rurociągów i transportu morskiego, ropa naftowa eksportowana jest także drogą kolejową.

Federacja Rosyjska zajmuje pierwsze miejsce na świecie pod względem wielkości potwierdzonych zasobów, produkcji i eksportu gazu ziemnego. Według danych BP potwierdzone zasoby gazu ziemnego w Rosji wynosiły 44,8 trln m<sup>3</sup> (dane z końca 2010 roku)<sup>16</sup>. W ostatnich 10 latach rezerwy tego surowca stopniowo wzrastają, co wynika z odkrycia nowych złóż za kołem polarnym. Najważniejsze regiony wydobywania gazu to zachodnia Syberia, region Morza Barentsa, wschodnia Syberia i Daleki Wschód (tabela 16).

**Tabela 16. Najważniejsze regiony i złoża wydobywania gazu w Federacji Rosyjskiej**

Region	Wielkość zasobów	Największe złoża
zachodnia Syberia	75%	Urengoj, Miedwieże, Jamburg, Zapolarnoje, Półwysep Jamalski (Bowanienkowo, Charasiejew eksploatacja jeszcze nie została rozpoczęta)
Europejska część Rosji (Morze Barentsa)	16%	Sztokman na Morzu Barentsa
wschodnia Syberia i Daleki Wschód	9%	Kowykta niedaleko Bajkału

Źródło: A. Wasilewski, *Gaz ziemny w polityce Rosji*, Wydawnictwo Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią, Polska Akademia Nauk, Kraków 2005.

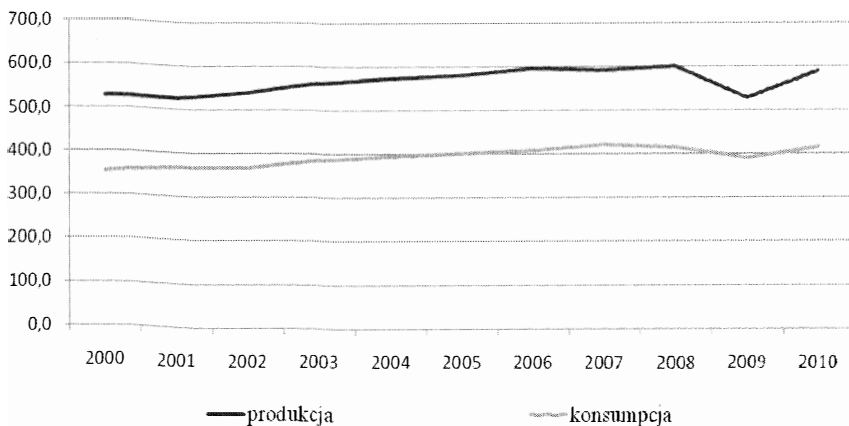
Wydobycie gazu ziemnego na początku 2011 roku wynosiło 588,9 mld m<sup>3</sup>. Szczyt wydobywania miał miejsce w 2008 roku i wynosił 601,7 mld m<sup>3</sup>, od tamtego czasu produkcja gazu ziemnego nieco spadła i w 2009 wynosiła 527,7 mld m<sup>3</sup>, ale już w 2010 w porównaniu z poprzednim rokiem wzrosła o 11,6% i wynosiła 588,9 mld m<sup>3</sup> (wykres 23). Spadek produkcji gazu ziemnego wynika ze zmniejszenia zapotrzebowania na rosyjskie surowce państw europejskich, które po licznych kryzysach w okresie 2006-2009 sta-

<sup>15</sup> *Балтийская трубопроводная система возобновила работу после простоя*, <http://www.benzol.ru/news/newsonline.php?id=149141> – 15.03.2011.

<sup>16</sup> *BP Statistical Review...*

rają się zmniejszyć swoją zależność od rosyjskich dostaw. Wraz ze spadkiem produkcji gazu ziemnego w Rosji odnotowano też spadek konsumpcji.

**Wykres 23. Produkcja i konsumpcja gazu ziemnego w latach 2000-2010 w Rosji (w mld m<sup>3</sup>)**



Źródło: *BP Statistical Review of World Energy, June 2011.*

Natomiast eksport gazu, stanowił 199,85 mld m<sup>3</sup> (2010)<sup>17</sup>. Najważniejszym producentem i jedynym transporterem rosyjskiego gazu poza granicami WNP jest Gazprom (uprawniony specjalnym aktem przez Dumę Państwową Federacji Rosyjskiej w lipcu 2006)<sup>18</sup>. Spośród państw Unii Europejskiej w 100% zależą od rosyjskich dostaw gazu państwa nadbałtyckie – Litwa, Łotwa, Estonia oraz Finlandia, a ponadto leżące w Europie Środkowej – Słowacja i Rumunia. Dzięki rozbudowanej infrastrukturze przesyłowej i dywersyfikacji dostaw tego surowca z innych regionów najmniej zależna od rosyjskich dostaw jest Francja 16%; eksport do Włoch stanowi 18%, a do Niemiec – 37%, przy czym Niemcy i Włochy importują lwią część rosyjskiego gazu spośród wszystkich państw UE. W 2010 roku Niemcy importowały 34,43 mld m<sup>3</sup>, Włochy 14,20 mld m<sup>3</sup>, Polska – 9,08 mld m<sup>3</sup>, Czechy 8,44 mld m<sup>3</sup>, oraz Francja – 8,05 mld m<sup>3</sup> (tabela 17).

Drugą pozycję wśród największych importerów rosyjskiego gazu zajmują państwa WNP, szczególnie Ukraina, Białoruś, Mołdawia. Taka zależność pozwala Rosji stosować szantaż energetyczny w celu osiągnięcia politycznych preferencji.

<sup>17</sup> EIA, *Russia*, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Russia/Full.html>, November 2009.

<sup>18</sup> *Wspólna europejska polityka energetyczna*, [http://eup.wse.krakow.pl/?page\\_id=216](http://eup.wse.krakow.pl/?page_id=216).

Tabela 17. Zależność państw UE od rosyjskich dostaw gazu w 2010 roku

Państwo	Import z Rosji	Ogólny import	%
Niemcy	34,43	92,82	37%
Włochy	14,20	75,34	18%
Polska	9,08	10,15	89%
Czechy	8,44	11,54	73%
Francja	8,05	48,89	16%
Węgry	6,47	7,47	86%
Słowacja	5,47	5,47	100%
Austria	5,25	6,77	77%
Finlandia	4,50	4,50	100%
Holandia	4,03	16,97	23%
Litwa	2,63	2,63	100%
Bułgaria	2,16	2,16	100%
Rumunia	2,15	2,15	100%
Grecja	2,05	3,88	52%
Łotwa	0,66	0,66	100%
Słowenia	0,50	0,88	56%
Estonia	0,36	0,36	100%

Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Rosja jest zainteresowana zagospodarowaniem nowych europejskich rynków gazowych ze względu na wyczerpanie zasobów Morza Północnego i zmniejszenie dostaw gazu z Norwegii i Holandii. W związku z tym bardzo aktywnie rozbudowuje infrastrukturę przesyłową w sektorze naftowym i gazowym, głównie w celu zmniejszenia zależności od państw tranzytowych oraz zwiększenia bezpieczeństwa dostaw surowca na europejskie rynki.

Rosyjski system gazociągowy wynosi 161,7 tys. km rurociągów i 25 podziemnych magazynów o pojemności 65,4 mld m<sup>3</sup> gazu<sup>19</sup>. Główne gazociągi, którymi płynie rosyjski gaz do UE to: Jamał – Europa, Nord Stream, South Stream, Blue Stream.

Trasa międzynarodowego gazociągu Jamał – Europa przebiega przez terytorium czterech państw – Rosji, Białorusi, Polski i Niemiec. Dzięki realizacji tego projektu wzrosła elastyczność i niezawodność dostaw gazu ziemnego

<sup>19</sup> Газпром в вопросах и ответах, <http://gazpromquestions.ru/?id=36>.

do Unii Europejskiej. Budowę rurociągu Jamał – Europa Unia Europejska uznała za priorytetowy projekt inwestycyjny w ramach Transeuropean Network<sup>20</sup>. Trasa gazociągu wynosi 4 100 km, biegnie m.in. przez terytorium Rosji – około 2 955 km, Białorusi – 575 km, Polski – 570 km<sup>21</sup>. Na polsko-niemieckiej granicy, w pobliżu Frankfurtu nad Odrą, rurociąg Jamał – Europa, łączy się z niemieckim systemem gazociągowym – Stegal West – Midal oraz z rurociągiem Stegal East, który łączy niemiecki system gazociągowy z czeskim<sup>22</sup>. Budowa gazociągu trwała sześć lat (1999-2005), jego przepustowość wynosi 32,9 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Projekt jest najbardziej docelowym i ekonomicznie opracowanym projektem mającym na celu zaspokojenie potrzeb Europy. Podstawowym celem budowy rurociągu jest zwiększenie eksportu gazu do Polski, centralnych i południowych Niemiec, Francji. Budowa drugiej nitki rurociągu (1 420 km) jest obecnie na etapie dyskusji ze względu na problemy ekologiczne<sup>23</sup>. Trasa drugiej nitki według planu powinna przebiegać przez terytorium Białorusi do Polski i Słowacji. Jednak ostateczna jej realizacja stoi pod znakiem zapytania z kilku przyczyn, główną jest to, że obecnie Rosja jest zaangażowana w budowę rurociągu Nord Stream oraz South Stream i zanim te projekty nie zostaną zakończone, budowa Jamał – Europa II nie rozpocznie się. Po drugie, rozpoczęcie budowy jest możliwe tylko w przypadku porozumienia się trzech państw – Białorusi, Polski i Rosji. Wiadomo, że stosunki Rosji i Białorusi w ostatnich kilku lat są napięte, stosunków Polski i Rosji też nie można nazwać ciepłymi. Po trzecie, budowa rurociągu jest możliwa tylko wtedy, gdy Polska zgłosi zapotrzebowanie na 12 mld m<sup>3</sup> gazu i zgodzi się zrekompensować redukcję rosyjskich dostaw eksportowych innymi drogami przesyłowymi niż przez Jamał – Europa II<sup>24</sup>.

Budowę rurociągu bardzo jest zainteresowana Białoruś, ponieważ jego powstanie zwiększy potencjał tranzytowy tego kraju. Władze białoruskie udowadniają, że Jamał – Europa II można realizować minimalizując koszty dzięki dobrze rozbudowanej pierwszej nitce. Poza tym jest możliwość wprowadzenia do eksploatacji drugiej nitki etapami, co pozwoli stopniowo zwiększać rosyjski tranzyt do UE w krótkich terminach<sup>25</sup>. W razie realiza-

<sup>20</sup> *Ямал-Европа*, <http://www.gazexport.ru/?pkey1=000020001200001>.

<sup>21</sup> *Ibidem*.

<sup>22</sup> *Магістраль „Ямал-Европа” позволяет повысить гибкость и надежность потоков российского газа в Западную Европу*, <http://www.gazpromexport.ru/projects/4/>.

<sup>23</sup> *Газовий трикутник ЄС-Україна-Росія в контексті світових тенденцій. (Аналітична доповідь)*, „Національна безпека і оборона”, 2002, № 3, с. 20-22.

<sup>24</sup> *Проект газопровода „Ямал-Европа-2” не является альтернативой „Северному потоку”* – Газпром, <http://www.regnum.ru/news/1101598.html#ixzz1UiLKWkw>.

<sup>25</sup> *Білорусь побудує газогін „Ямал-Європа-2” для збільшення транзиту до ЄС*, <http://www.newsru.ua/finance/19jan2009/belorus.html> – 19.01.2009 .

cji projektu białoruskie władze nawet zadeklarowały, że rozpoczną dialog z UE w tej sprawie<sup>26</sup>.

Polska też jest zainteresowana zbudowaniem drugiej nitki gazociągu Jamał – Europa, ponieważ ruropociąg znacznie zwiększyłby jej znaczenie jako kraju tranzytowego, ale z drugiej strony uruchomienie gazociągu nie wpłynęłoby w znaczący sposób na bezpieczeństwo energetyczne kraju<sup>27</sup>. Budowa gazociągu Jamał – Europa II miało rozpocząć się od razu po zakończeniu i oddaniu do eksploatacji pierwszej nitki, ale zaplanowana budowa została wstrzymana, gdyż rząd Jerzego Buzka nie był zainteresowany tym projektem, argumentując, że należy szukać innych dostawców gazu<sup>28</sup>.

Należy zauważyć, że odmowa Polski co do budowy Jamał – Europa II być może była podyktowana tym, że w wyniku realizacji projektu najbardziej poszkodowana stałaby się Ukraina, z którą Warszawę łączą przyjazne stosunki. Jamał – Europa to pierwszy gazociąg omijający terytorium Ukrainy.

Podsumowując, z pewnością można powiedzieć, że biorąc pod uwagę stosunki białorusko-rosyjskie, polsko-rosyjskie, jest mało prawdopodobne, aby realizacja tego projektu została podjęta, tym bardziej, że według strategii energetycznej Federacji Rosyjskiej do 2020 roku przewiduje się zmniejszenie zależności Moskwy od państw tranzytowych. Potwierdza to fakt, że Rosja już rozpoczęła wdrażanie tej strategii budową BTS-2, omijając terytorium Białorusi. Podobna sytuacja najprawdopodobniej będzie w sektorze gazowym. Nie wykluczając szantażu energetycznego, który często stosuje Rosja, należy uznać, iż projekt Jamał – Europa II ma podłoże polityczne i od tego, jak będą rozwijać się stosunki Rosji z Białorusią, Polską i Ukrainą będzie zależeć przyszłość tego projektu.

Kolejnym etapem planów różnicowania dróg przesyłu gazu na rynki europejskie była budowa Nord Stream przez Bałtyk oraz Blue Stream przez Morze Czarne do Turcji.

Gazociąg Północnoeuropejski (od 2006 Nord Stream)<sup>29</sup>, należy do najbardziej ambitnych projektów w regionie bałtyckim. Powstanie ruropociągu jest rosyjsko-niemiecką inicjatywą, która pojawiła się w 2005 roku, po wizie Putina w Niemczech. Celem budowy Nord Stream jest dostarczanie

<sup>26</sup> *Белоруссия предлагает России строить „Ямал-Европа-2”, подсчитав, насколько это выгоднее „Северного” и „Южного” потоков*, <http://www.newsru.com/finance/21jan2009/belgaz.html> – 21.01.2009.

<sup>27</sup> *Польша поддерживает строительство газопровода „Ямал-Европа-2”*, <http://news.liga.net/news/N0902715.html> – 21.01.2009.

<sup>28</sup> *Jamał II – niewykorzystana szansa*, <http://lubczasopismo.salon24.pl/energia-paliwa/post/323584,jamal-ii-niewykorzystana-szansa> – 12.07.2011.

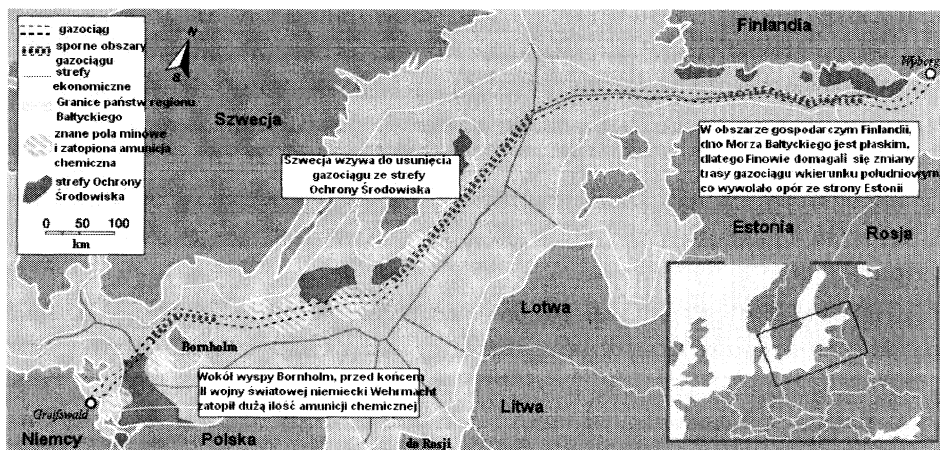
<sup>29</sup> *СЕГ превратился в „Северный поток”*, <http://www.vremya.ru> – 5.10.2006.



gazu do Niemiec i państw północnego Bałtyku przez akwen Morza Bałtyckiego. Trasa rurociągu (1200 km) przebiega od miasta Wyborg w Rosji do Greifswaldu w Niemczech przez Bałtyk. Nord Stream jest najdłuższym podwodnym rurociągiem na świecie. Oczekuje się, że po wprowadzeniu do eksploatacji dwóch nitek, przepustowość rurociągu będzie wynosić 55 mld m<sup>3</sup> rocznie. Przewidziana jest także budowa odgałęzienia gazociągu do Finlandii, Szwecji i Obwodu Kaliningradzkiego. Rozpoczęcie dostaw gazu do Europy tą drogą nastąpiło pod koniec 2011 roku<sup>30</sup>.

Prace przygotowawcze trwały od 1997 do 2005 roku, szczególnie wnikliwie opracowane zostało zintegrowane studium wykonalności, gdzie przeanalizowano różne warianty trasy i miejsca wyjścia gazociągu na ląd. Morska trasa była wybudowana w postaci linii prostej z szczególnym uwzględnieniem stref ekologicznie wrażliwych, obszarów, na których może zalegać amunicja i broń chemiczna z czasów II wojny światowej, tras nawigacyjnych, stref ekonomicznych i rekreacyjnych. Nord Stream przebiega przez wyłączne strefy ekonomiczne i wody terytorialne pięciu państw: Rosji, Finlandii, Szwecji, Danii i Niemiec. Możliwości optymalizacji trasy były badane w trzech strefach: w Zatoce Fińskiej – w strefie ekonomicznej Estonii, na południu od

Mapa 6. Trasa Nord Stream



Źródło: O. Nikiforov, *Nord Stream – Project of All-European Portent*, <http://en.ng.ru/printed/204516> – 11.03.2008.

<sup>30</sup> Д. Прейгер, *Розвиток міжнародної системи транспортування вуглеводнів в умовах глобального та регіонального перерозподілу контролю за їх видобуванням і постачанням*, „Стратегічна панорама” 2004, № 1, [http://www.niisp.gov.ua/vydanna/panorama/2004\\_1.php](http://www.niisp.gov.ua/vydanna/panorama/2004_1.php).



wyspy Gotland – w strefie ekonomicznej Szwecji, a także w pobliżu duńskiej wyspy Bornholm (mapa 6).

Podczas budowy Nord Stream (biorąc pod uwagę jego podwodne rozgałęzienia, podstawowe ryzyko związane było z problemami technicznymi i ekologicznymi<sup>31</sup>. Niepokój Litwy, Szwecji, Polski, Finlandii, Estonii cały czas budziła wybrana trasa gazociągu Nord Stream po dnie Morza Bałtyckiego, które według Międzynarodowej Morskiej Organizacji posiada status „szczególnie wrażliwej strefy morskiej”<sup>32</sup>.

Dlatego realizację projektu cały czas blokowały państwa skandynawskie – Finlandia, Szwecja i Dania. Estonia z propozycji budowy Nord Stream przez jej terytorium zrezygnowała, motywując to tym, że projekt Nord Stream budził obawy w Estonii w związku z ewentualnymi ekologicznymi skutkami. W interesie państwa jest, by projekt nie miał negatywnego oddziaływania na wrażliwe środowisko ekologiczne Morza Bałtyckiego<sup>33</sup>. Także władze Litwy były niezadowolone z analizy alternatywnych tras gazociągu, a raczej z ich braku. Przedstawiciele państwa kilka razy nagłaścili, iż alternatywna lądowa trasa pozwoliłaby uniknąć zagrożeń ekologicznych i byłaby tańsza od podwodnej. Ponadto podwodny gazociąg Nord Stream nie rozwiązuje problemu energetycznej izolacji państw bałtyckich. Dlatego Litwa proponowała zapoznać się z alternatywnym projektem gazociągu Amber, który zostałby położony przez terytorium państw bałtyckich i Polski i dalej do Europy, oraz z nadaniem priorytetu dla projektu Nabucco. Łotwa na temat realizacji projektu wypowiedziała się w ten sposób, że projekt może być zrealizowany, jeśli wszystkie niezbędne ekologiczne wymogi zostaną zachowane.

Finlandia nie występowała przeciw projektowi Nord Stream, pod warunkiem zapewnienia bezpieczeństwa w zakresie ochrony środowiska, ponieważ projekt przewidywał, iż część podwodnego gazociągu będzie przebiegać przez wyłączną strefę ekonomiczną Finlandii i będzie miał wpływ na morskie środowisko Zatoki Fińskiej. Finlandia zgodziła się na budowę pod warunkiem oceny wpływu projektu na środowisko zgodnie z wymogami prawnymi państwa. Po długich dyskusjach Finlandia zgodziła się na budowę gazociągu w jej wyłącznej strefie ekonomicznej, ale z pewnymi za-

<sup>31</sup> O. Сенова, Т. Артемова, *Норд Стрим – общественный контроль. Еще шаг*, „Экология и право”, [http://www.bellona.ru/articles\\_ru/articles\\_2009/Nord-stream-obschestvennyi-kontrol](http://www.bellona.ru/articles_ru/articles_2009/Nord-stream-obschestvennyi-kontrol) – 5.05.2009.

<sup>32</sup> Ibidem.

<sup>33</sup> В. Кравченко, „Потік” *заперечень*, „Дзеркало тижня”, 17-29 січня, 2009 р., <http://www.zn.ua/1000/1550/65150/>; *Фінляндія і Польща стурбовані впливом Nord Stream на екологію Балтики*, „Дзеркало тижня”, 17-29 січня, 2009 р., <http://www.dt.ua/1000/1600/65163/>.

strzeżeniami. Na przykład, podczas układania rur na dnie Bałtyku kompania Nord Stream nie powinna stawiać instalacji, których później nie będzie można usunąć. Gospodarstwom rybackim, które zostaną uszkodzone podczas układania rur, kompania powinna zapewnić zwrot kosztów<sup>34</sup>.

21 grudnia 2007 roku kompania Nord Stream zaapelowała do szwedzkiego rządu o udzielenie pozwolenia na układanie rur do transportowania gazu w szwedzkiej części szelfu kontynentalnego. 20 października 2009 taką zgodę wyraziła Dania, a rząd szwedzki wyraził zgodę 5 listopada 2009 roku<sup>35</sup>.

Obawy Danii były spowodowane tym, że budowa gazociągu mogłaby spowodować zagrożenie dla systemu ekologicznego całego regionu poprzez możliwe zanieczyszczenie morza w razie uszkodzenia składów broni chemicznej z czasów II wojny światowej nieopodal duńskiej wyspy Bornholm. Poza tym, gazociąg Nord Stream mógł wywoływać negatywne oddziaływanie na akwakulturę, rybny przemysł i sektor turystyczny Bałtyku. Jednak Dania była pierwszym państwem, które wydało zezwolenie na budowę rurociągu przez jej wyłączną strefę ekonomiczną. We współpracy z duńskimi władzami została podjęta decyzja, że trasa Nord Stream będzie przebiegać bardziej na południe i na wschód od wyspy Bornholm<sup>36</sup>.

Szwecja po bardzo dokładnej analizie wniosku kompanii Nord Stream, który dotyczył wpływu budowy rurociągu w jej wyłącznej strefie ekonomicznej wydała zezwolenie na realizację projektu. Wszelkie oddziaływania związane z wykonaniem projektu Nord Stream na wodach Szwecji zostały ocenione jako „niegroźne”, a ostatni etap programu monitorowania środowiska został skonsultowany z właściwymi władzami szwedzkimi. Ocena oddziaływania na środowisko była podzielona na dwa etapy (budowy i eksploatacji rurociągu). Podczas budowy rurociągu szczególną uwagę poświęcono: zachowaniu dziedzictwa kulturowego, jakości i zmętnieniu wody (podczas układania rurociągu w wykopie na dnie morza), ekotoksykologicznemu wpływowi na małże i omułki. Podczas etapu eksploatacji monitorowane będzie – odradzanie się fauny strefy bentonicznej, ryby (wpływ na rafy), rybołówstwo (długofalowe zmiany w trendach w rybołówstwie) oraz oddziaływanie hydrograficzne napływu głębokich wód do Basenu Bornholmskiego<sup>37</sup>.

<sup>34</sup> Финляндия дала разрешение на строительство Nord Stream, <http://www.kommersant.ru/doc/1320888-12.02.2010>; kompania Nord Stream AG jest operatorem rurociągu.

<sup>35</sup> Ibidem.

<sup>36</sup> Дания первой разрешила строить в своих водах газопровод Nord Stream, <http://eco.ria.ru/eco/20091020/189893461.html> – 20/10/2009.

<sup>37</sup> Szwecja, <http://www.nord-stream.com/pl/srodowisko/program-monitorowania-srodowiska-naturalnego/szwecja.html>.

Budowa Nord Stream przez pewien czas była krytykowana przez przeciwników tego projektu, którzy uważali go za ekonomicznie nieracjonalny i zagrażający sytuacji ekologicznej w akwenie Morza Bałtyckiego. Monitorowanie sytuacji ekologicznej na niemieckich wodach Bałtyku obejmuje kilka strategicznie ważnych obszarów – Zatoki Greifswaldzkiej (w tym – zmętnienie wód, populacja foki szarej, wpływ rurociągu na kanały żeglugowe), Zatoki Pomorskiej (zmętnienie wód, wędrowne ptaki morskie, zderzenia ptaków z elementami konstrukcji, populacje morświnów), obszar wyjścia rurociągu na ląd (hałas powietrzny, wibracje, emisja światła, populacje płazów i gadów)<sup>38</sup>.

Polska, jak i kilka innych państw bałtyckich, wyraziła opinię, że gazociąg Nord Stream nie jest potrzebny. Po pierwsze, dlatego, iż ten projekt wymaga dużych nakładów inwestycyjnych – w rezultacie gaz dla konsumenta będzie droższy niż jego tranzyt drogą lądową. W związku z tym, razem z niektórymi innymi krajami bałtyckimi, Polska wspierała projekt Amber, alternatywny lądowy gazociąg, który byłby tańszy. Po drugie, gazociąg Nord Stream zagraża ekologii regionu Bałtyku. Zdaniem polskiej strony uzasadnienie budowy Nord Stream jest bardziej polityczne niż ekonomiczne<sup>39</sup>.

Budowa pierwszej nitki gazociągu Nord Stream o mocy przepustowej 27,5 mld m<sup>3</sup> została zakończona w maju 2011 roku. Pierwszy gaz popłynął do Niemiec we wrześniu 2011. Wraz z zakończeniem budowy pierwszej nitki, Rosja rozpoczęła realizację drugiej linii, która będzie przebiegać równoległe do pierwszej. Przewiduje się, że budowa drugiej nitki Nord Stream zostanie zakończona w 2012 roku i zwiększy potencjał przepustowy do 55 mld m<sup>3</sup> gazu<sup>40</sup>. Realizacja projektu pozwoli na dywersyfikację tras eksportu gazu rosyjskiego, zapewni bezpośrednie wyjście do ogólnoeuropejskiej sieci gazowej, zwiększy stabilność i komercyjną efektywność zbytu<sup>41</sup>.

Pomimo realizacji projektu Nord Stream, istnieje szereg perspektywicznych projektów, które zostaną zrealizowane w najbliższym czasie w basenie Morza Bałtyckiego (tabela 18).

<sup>38</sup> Niemcy, <http://www.nord-stream.com/pl/srodowisko/program-monitorowania-srodowiska-naturalnego/niemcy.html>.

<sup>39</sup> *Европе нужен газ Nord Stream*, [http://worldenergy.ru/index.php?id=20\\_40\\_2057](http://worldenergy.ru/index.php?id=20_40_2057) – 17.09.2007.

<sup>40</sup> Этапы проекта, <http://www.nord-stream.com/ru/proekt/milestones.html>.

<sup>41</sup> А.Г. Коржубаев, op. cit., c. 141-152.

**Tabela 18. Istniejące i projektowane gazociągi w akwenie Morza Bałtyckiego**

Nazwa projektu	Opis
Oeresound	Rurociąg Oeresound o długości 20 km łączy Danię ze Szwecją; moc przesyłowa 2 mld m <sup>3</sup> rocznie
Danish Belts	Danish Belts – dwa rurociągi długości 30 km o mocy przesyłowej 6 mld m <sup>3</sup> łączące duńską wyspę Fyn z Jutlandią oraz inną duńską wyspą Sjaellan
Baltic Pipe	Projekt. Polska jest zainteresowana budową gazociągu o długości 230 km z Danii, poprzez Bałtyk, który połączy Redvig z Niechorzem
Balticconnector	Projekt. Estonia i Finlandia planują budowę rurociągu o długości 120 km, który połączy system gazociągowy Finlandii z państwami nadbałtyckimi – Litwą, Łotwą, Estonią

Źródło: *Baltic Infrastructure Projects*, <http://www.nord-stream.com/pl/projekt/pipeline-route0/baltic-infrastructure-projects.html>.

Istotnym projektem, który może wzmocnić bezpieczeństwo energetyczne i przyczynić się do dywersyfikacji dostaw gazu do Unii Europejskiej jest budowa gazociągu South Stream o mocy przesyłowej 67 mld m<sup>3</sup> rocznie. Gaz będzie dostarczany bezpośrednio od producenta do konsumenta. Idea budowy South Stream pojawiła się w 2007 roku jako reakcja na unijny projekt Nabucco (alternatywny gazociąg omijający Rosję, w celu dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Europy), który miałby dostarczać na rynek unijny surowiec z centralnej Azji i Bliskiego Wschodu<sup>42</sup>. Istnieje kilka wariantów realizacji projektu. Część gazociągu będzie przebiegać po lądzie, a część po dnie Morza Czarnego i ewentualnie Adriatyku (w razie podjęcia decyzji o dostawach gazu do południowej części Włoch). Rurociąg o długości 2,5 tys. km będzie przebiegać przez osiem regionów Rosji – Woroneż, Wołgograd, Rostów, Niżny Nowogród, Penzę, Saratow, Mor-dowie i Krasnodarski kraj. Podmorski odcinek o długości około 900 km połączy Rosję z Bułgarią, gdzie będzie rozchodzić się w dwóch kierunkach: na północ – przez Węgry do Austrii i państw Europy Środkowej (1 300 km) oraz na południe – przez Grecję (1000 km) do terminalu Otranto na

<sup>42</sup> *Nord Stream i South Stream nie rozwiążą problemów Gazpromu*, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/komentarze-osw/2010-01-28/nord-stream-i-south-stream-nie-rozwiazaja-problemow-gazpromu> – 28.01.2010.

południowym wschodzie Włoch oraz odgałęzieniami do Chorwacji i Macedonii. W celu realizacji europejskiej lądowej części projektu Rosja podpisała porozumienia z Włochami (2007), Serbią (2009), Grecją (2009)<sup>43</sup>, Słowenią (2009), Węgrami (2010), Bułgarią (2010), Austrią (2010), Macedonią (2010), Chorwacją (2010), Rumunią (2011) i Francją (2010), która również jest zainteresowana w realizacji projektu. Umowy te przewidują przygotowanie studiów wykonalności dla budowy South Stream w każdym z krajów uczestników projektu i stanowią pewien postęp w formalnej fazie przygotowań South Stream, ale nie gwarantują w 100% jego realizacji<sup>44</sup>. Budowa rurociągu rozpocznie się w 2013 roku, a pierwsze dostawy gazu do UE zaplanowano na 2015 rok<sup>45</sup>. Propozycja budowy gazociągu odpowiada strategii energetycznej Gazpromu, która przewiduje budowę rurociągów, umożliwiającą sprzedaż gazu do UE, nie transportując go przy tym przez terytorium państw trzecich, w danym przypadku przez Ukrainę i Turcję<sup>46</sup>.

Nowe rosyjskie magistrale mają otoczyć Europę Środkową i Wschodnią, od północy przez Bałtyk (Nord Stream) i od południa przez Morze Czarne (South Stream) oraz umożliwić transport gazu z Rosji bezpośrednio do odbiorców w Europie z pominięciem (lub ograniczeniem roli) obecnych państw tranzytowych<sup>47</sup>.

Transczarnomorski gazociąg (Blue Stream) jest jednym z najbardziej skomplikowanych projektów Gazpromu. Rurociąg jest położony w strefie zderzenia geostrategicznych interesów państw regionu czarnomorsko-kaspijskiego – Rosji, Turcji, Azerbejdżanu, Ukrainy, Mołdawii, Bułgarii, Iranu i Turkmenistanu<sup>48</sup>. Głównym celem budowy gazociągu było zabezpieczenie dostaw gazu do Turcji bez udziału państw tranzytowych<sup>49</sup>. Unikalność rurociągu polega na tym, że jest on dwunitkowy. Długość trasy wynosi 1 213 km, z czego po stronie rosyjskiej – 373 km, po dnie Morza Czarnego – 396 km, po stronie tureckiej – 444 km. Przepustowość wynosi 16 mld m<sup>3</sup> rocznie<sup>50</sup>. Koszty projektu to 3 mld dolarów. Gazociąg został

<sup>43</sup> *Греция намеренна принять участие в проекте газопровода „Южный поток”*, <http://inosmi.ru> – 23.06.2007.

<sup>44</sup> *Сотрудничество*, <http://south-stream.info/index.php?id=4>.

<sup>45</sup> *Цифры и факты*, <http://south-stream.info/index.php?id=14>.

<sup>46</sup> *Газпром и ENI анализируют проект строительства трубопровода из России в Европу*, „Financial Times”, <http://www.ft.com/> – 25.06.2007.

<sup>47</sup> *Nord Stream i South Stream nie rozwiążą problemów Gazpromu...*

<sup>48</sup> Д. Файзуллаев, *Подводные камни „Голубого потока”*, „Азия и Африка сегодня”, 2006, № 11, с. 20-26.

<sup>49</sup> М. Tsereteli, *The Blue Stream Pipeline And Geopolitics Of Natural Gas In Eurasia. Central Asia-Caucasus Analyst*, [http://www.cacianalyst.org/view\\_article.php?articleid=3848&SMSESSION=NO](http://www.cacianalyst.org/view_article.php?articleid=3848&SMSESSION=NO) – 30.11.2005.

<sup>50</sup> *Голубой поток*, <http://www.gazexport.ru/?pkey1=000020001200003>.

uruchomiony w 2005 roku<sup>51</sup>, jednak pewności, że Turcja zużyje całą ilość gazu nie ma. Istnieją plany przedłużenia gazociągu do Izraela i Włoch oraz realizacji projektu Blue Stream 2<sup>52</sup>. W taki sposób gazociąg Blue Stream podnosi bezpieczeństwo dostaw gazu do Turcji i tworzy warunki dla rozwoju rynku gazowego i gazowej infrastruktury Turcji.

Federacja Rosyjska posiada ogromny potencjał surowców energetycznych i jest jednym z największych ich światowych eksporterów. Głównymi odbiorcami ropy naftowej i gazu są państwa UE. Analizując politykę energetyczną Moskwy w ostatnich 10 latach, można z pewnością powiedzieć, że jest ona skierowana na zmniejszenie zależności Rosji od państw tranzytowych. Rosja stara się zdywersyfikować drogi dostarczenia ropy i gazu do UE omijając terytorium Ukrainy i Białorusi – głównych państw tranzytowych, a budowa nowych rurociągów na południu i na północy pozwoli zamknąć koło energetyczne wokół Europy i umożliwi Rosji sprawowanie kontroli strategicznych szlaków dostarczania ropy i gazu do UE.

Podsumowując naftową politykę Rosji w ostatnich latach, należy zaznaczyć, że posługuje się ona przede wszystkim motywami geopolitycznymi, głównie hamowaniem budowy nowych tras przesyłu surowców energetycznych poza strefą rosyjskich interesów i zachowaniem własnego terytorium jako najważniejszego szlaku transportu ropy i gazu do UE<sup>53</sup>. Specyfika rynku gazowego, uzależnionego od transportu rurociągowego, zmusza do współpracy bliskich pod względem geograficznym producentów i konsumentów. Głównymi odbiorcami rosyjskiego gazu są państwa europejskie. Do otwarcia pierwszej nitki gazociągu jamalskiego niemal cały rosyjski eksport gazu ziemnego był kierowany do Europy magistralami ukraińskimi. Główny strumień biegł przez Słowację i dalej na Węgry, do Republiki Czeskiej i Niemiec. Mniejsze ilości surowca płynęły do Polski i przez Mołdawię na południe Europy, i do Turcji. Powstanie nitki jamalskiej podniosło znaczenie Białorusi, jako państwa tranzytowego i było faktycznie pierwszym projektem z dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego, mającym zmniejszyć zależność od Ukrainy.

<sup>51</sup> Д. Файзуллаев, op. cit., c. 20-26.

<sup>52</sup> Ibidem.

<sup>53</sup> Д. Прейгер, op. cit.



## PAŃSTWA TRANZYTOWE – BIAŁORUŚ, UKRAINA, GRUZJA

Szczególną uwagę należy zwrócić na rolę państw tranzytowych na obszarze WNP – Ukrainę, Białoruś i Gruzję. Przez te trzy państwa dostarcza się około 225 mld m<sup>3</sup> gazu. Ukraina posiada jeden z największych systemów tranzytowych w Europie, jego długość wynosi 36 tys. km, co pozwala transportować surowce energetyczne z Rosji, Kazachstanu i Turkmenistanu do państw Europy Środkowo-Wschodniej. Białoruski system rurociągowy o długości 6,9 tys. km, choć nie jest tak duży jak ukraiński, ma jednak strategiczne znaczenie, ponieważ łączy Rosję i UE. Gruziński system rurociągowy jest jednym z najmniejszych na obszarze postsowieckim, jego długość to tylko 1,9 tys. km, ale znaczącą rolę zaczął odgrywać na początku XXI wieku, kiedy zostały wybudowane rurociągi łączące Morza Kaspijskie i Czarne (tabela 19). To właśnie te magistrale są obiektem największego zainteresowania Gazpromu.

Tabela 19. System rurociągowy państw tranzytowych – Ukrainy, Białorusi i Gruzji

Kraj	Charakterystyka systemu rurociągowego
Ukraina	36 tys. km gazociągów 79 stacji sprężarek 13 podziemnych magazynów gazu Moc przepustowa 290 mld m <sup>3</sup> gazu przy wejściu i 170 mld m <sup>3</sup> gazu przy wyjściu System gazociągowy jest własnością Ukrtransgaz, która jest w 100% zależna od Naftogaz Ukrainy
Białoruś	6,9 tys. km gazociągów 6 stacji sprężarek 2 podziemne magazyny gazu 223 gazorozdzielczych stacji Moc przepustowa – 51 mld m <sup>3</sup> gazu System gazociągowy jest własnością Beltransgaz i Gazpromu
Gruzja	1,9 tys. km gazociągów Moc przepustowa 20 mld m <sup>3</sup> gazu System gazociągowy jest własnością S.A. Gruztransgazprom

Źródło: opracowanie własne na podstawie: „Газпром” в газотранспортных системах стран СНГ, „Промышленные ведомости”, nr 10, X. 2007; Газотранспортна система України: готовність до співпраці? „Національна безпека та оборона”, 2004, № 1, с. 3, [http://www.razumkov.org.ua/additional/analytical\\_report\\_NSD49\\_ukr.pdf](http://www.razumkov.org.ua/additional/analytical_report_NSD49_ukr.pdf).

Białoruś odgrywa ważną rolę w przesyłaniu surowców energetycznych do UE. Zapewnia tranzyt rosyjskiego gazu do państw UE w trzech kierunkach. Gazociągiem Northern Lights gaz płynie do Ukrainy, gdzie łączy się z innymi gazociągami transportującymi rosyjski i turkmeński gaz do państw UE. Rurociągiem Jamał – Europa gaz płynie z zachodniej Syberii przez Białoruś do Polski, niewielkie ilości gazu są eksportowane do Litwy i do rosyjskiej enklawy – Obwodu Kaliningradzkiego<sup>54</sup>. Strategiczne magistrale gazowe stanowią konkurencję dla ukraińskiego systemu rurociągowego. Przez terytorium Białorusi transportuje się 1/4 ogólnego eksportu Gazpromu (161,5 mld m<sup>3</sup> gazu). Od 2006 roku Białoruś wraz z Ukrainą są najważniejszymi państwami tranzytowymi dla przesyłu rosyjskich surowców energetycznych do Unii Europejskiej<sup>55</sup>.

Na terytorium Białorusi znajdują się dwa podziemne magazyny gazu o pojemności 360 tys. m<sup>3</sup> (Osipowiczkoje) oraz 300 mln m<sup>3</sup> (Pribugskoje), które są ważnym elementem białoruskiego systemu rurociągowego. Połączone z systemem gazociągów podziemne magazyny gazu, gwarantują niezawodną pracę całego systemu rurociągowego i zapewniają nieprzerwane dostawy gazu ziemnego do konsumentów wewnętrznych i zewnętrznych<sup>56</sup>.

Długość gazociągu Jamał – Europa w białoruskiej części wynosi 575 km i kontrolę nad przesyłem surowca sprawuje jedynie Gazprom<sup>57</sup>. W 2009 roku Białoruś wystąpiła do Rosji z propozycją budowy drugiej nitki gazociągu Jamał – Europa omijającego terytorium Ukrainy, który można będzie szybciej wybudować niż dwunitkowy Nord Stream i South Stream przy minimalnych kosztach. Zdaniem Białorusinów gazociąg Jamał – Europa stał się kluczową arterią gazową w rosyjsko-europejskich stosunkach energetycznych, oraz najkrótszą i niezawodną trasą transportu gazu do Europy<sup>58</sup>.

W 2011 roku zostały zakończone prace modernizacyjne ropociągu Przyjaźń. Jest to najstarszy i największy system magistralnych rurociągow, którym surowiec z roponośnego wołżańsko-uralskiego regionu jest dostarczany z Rosji przez Białoruś i Ukrainę do państw Europy Środkowo-Wschodniej<sup>59</sup>. Na terytorium Białorusi, w pobliżu rafinerii Mozyr, ro-

<sup>54</sup> *Энергетическая Хартия. Тарифы за транзит газа в отдельных странах Договора Энергетической Хартии*, Январь 2006, с. 44-50.

<sup>55</sup> *Газовый конфликт: энергоснабжение Западной Европы под угрозой*, „Die Welt”, 26.07.2007.

<sup>56</sup> *Ibidem*.

<sup>57</sup> *Ямал – Европа*, <http://www.gazprom.ru/production/projects/pipelines/yamal-evropa/>.

<sup>58</sup> *Плоды „холодной войны”: Беларусь за газопровод „Ямал-Европа-2” в обход Украины*, <http://www.qwas.ru/ukraine/vitrenko/Plody-holodnoi-voiny-Belarus-za-gazoprovod-Jamal-Evropa-2-v-obhod-Ukrainy/> – 19.01.2009.

<sup>59</sup> *Дружба*, <http://minenergo.gov.ru/activity/oilgas/oildirection/transport/nefteprovod/897.html>.

pociąg dzieli się na dwie nitki – północną i południową. Północna przebiega przez Białoruś do Polski, Niemiec, Litwy i Łotwy. Południowa nitka biegnie na Ukrainę, gdzie jest połączona z siecią magistralnych rurociągów Ukrainy, stamtąd ropa płynie do Czech, Słowacji i Węgier. W marcu 2011 roku białoruska strona poinformowała, że system ropociągowy Przyjaźń technicznie jest gotowy do zwiększenia wielkości tranzytu rosyjskiej ropy i wznowienia dostaw do państw nadbałtyckich. Pomimo budowy Bałtyckiego Systemu Tranzytowego-2 (BTS-2), Białoruś planuje kontynuować eksploatację Przyjaźni<sup>60</sup>. Według niektórych źródeł ropociąg BTS-2 to część nowej rosyjskiej strategii eksportu ropy polegającej na rozbudowie portów w Rosji i zwiększaniu eksportu tankowcami, kosztem tranzytu ropociągiem Przyjaźń<sup>61</sup>.

Wypowiedzi na temat dywersyfikacji dostaw rosyjskich surowców z ominięciem terytorium Ukrainy i Białorusi bardzo różnią się. Do niedawna w wypowiedziach prezydenta Białorusi brzmiały słowa, że ani Nord Stream, ani South Stream nie mogą zastąpić przepływu surowców energetycznych, które są transportowane do państw UE przez terytorium Białorusi ponieważ konsumpcja gazu w tych państwach ciągle wzrasta. Przez białoruski system rurociągowy transportuje się 30% gazu ziemnego i około 75-80% ropy i jej pochodnych. Terytorium Białorusi jest to najkrótszy szlak tranzytu surowców z Rosji. Zdaniem Łukaszenki „dostawy przez Ukrainę są droższe, a projekt Nord Stream jest projektem nieopłacalnym”<sup>62</sup>. Obecnie rząd białoruski przewiduje, że do 2012 roku rosyjski tranzyt ropy przez Białoruś zmniejszy się o 25% w porównaniu do 2009 roku. Dane te stanowią podstawy strategii rozwoju potencjału tranzytowego Białorusi na lata 2011-2015, a głównym powodem zmniejszenia dostaw jest budowa Nord Stream i South Stream.

Eurokomisarz UE ds. energetyki, Günter Ottinger, wyraził opinię, że jeśli bezpośrednio rurociągi z Rosji do Europy (Nord Stream i South Stream) zostaną uruchomione, to potrzeby tranzytu surowców przez Ukrainę i Bia-

<sup>60</sup> *Беларусь готова к возобновлению транзита российской нефти в страны Балтии*, <http://www.export.by/?act=news&mode=view&id=30016> – 17.03.2011; Ropociąg BTS-2 umożliwi Rosji eksport ropy naftowej z pominięciem Polski, Białorusi i Ukrainy omijając rurociąg naftowy Przyjaźń. Uruchomienie BTS-2 zaplanowano pod koniec 2011 r.

<sup>61</sup> A. Kublik, *Rosyjski ropociąg BTS-2 ma działać jak atomowy straszak*, [http://wyborcza.biz/biznes/1,101562,8654084,Rosyjski\\_ropociag\\_BTS\\_2\\_ma\\_dzialac\\_jak\\_atomowy\\_straszak.html](http://wyborcza.biz/biznes/1,101562,8654084,Rosyjski_ropociag_BTS_2_ma_dzialac_jak_atomowy_straszak.html) – 12.11.2010.

<sup>62</sup> *Беларусия. А. Лукашенко: Мы заинтересованы в отношениях с Евросоюзом, об этом спорить нечего*, <http://ru.euronews.net/.../our-interest-in-our-relationship-with-the-european-union-is-beyond-doubt/> – 5.02.2009.

łoruś nie będzie<sup>63</sup>. Faktyczne zdolności przesyłu przez Nord Stream i South Stream nie zastąpiłyby całkowicie tranzytu przez Ukrainę, która jeszcze na wiele lat pozostanie ważnym ogniwem w systemie eksportu rosyjskiego gazu do Europy, ale znacznie by ograniczyły jej potencjał tranzytowy<sup>64</sup>.

Białoruś i Ukraina mogą wypracować wspólne stanowisko w sprawie polityki tranzytowej dotyczącej surowców energetycznych. Oba państwa posiadają wielkie możliwości stworzenia nowoczesnego rynku energetycznego. Z punktu widzenia dostaw rosyjskiego gazu i ropy naftowej do Europy przez Białoruś i Ukrainę, jako państwa tranzytowe, mogą znaleźć warianty wspólnego wykorzystania czynnika geopolitycznego i opracować ogólne założenia polityki zmierzające w tym kierunku<sup>65</sup>.

Ukraina posiada dogodne położenie geograficzne, ma dostęp do Morza Czarnego i Morza Azowskiego, położona jest na skrzyżowaniu ważnych szlaków handlowo-ekonomicznych<sup>66</sup>. Ukraina jest największym państwem tranzytowym w Europie, przez jej terytorium transportuje się ponad 120 mld m<sup>3</sup> gazu<sup>67</sup>. Według danych angielskiego instytutu „Rental”, zgodnie z koeficientem tranzytu (biorąc pod uwagę rozwój wszystkich rodzajów transportu i infrastruktury), Ukraina posiada pierwsze miejsce w Europie<sup>68</sup>. Stosunki gospodarcze Ukrainy i UE wyznaczane są statusem jej tranzytowości. Zwiększenie tranzytowych możliwości nie jest możliwe bez inwestowania w infrastrukturę tranzytową<sup>69</sup>. Według danych ekspertów, tranzytowy potencjał Ukrainy nie jest wykorzystany do końca, a tylko w 70%<sup>70</sup>.

Ukraina ma potężny, dobrze rozwinięty system rurociągów naftowych o ogólnej długości powyżej 4,5 tys. km, który składa się z dwóch działających samodzielnie magistrali rurociągów naftowych: Przyjaźń – na za-

<sup>63</sup> К. Кобяков, *Минус Белоруссия и Украина, Комиссар Евросоюза по энергетике заявил о готовности отказаться от услуг транзитных стран при поставках российского газа*, [http://esco-ecosys.narod.ru/2011\\_2/art024.htm](http://esco-ecosys.narod.ru/2011_2/art024.htm).

<sup>64</sup> E. Paszyc, *Nord Stream i South Stream nie rozwiążą problemów Gazpromu*, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/komentarze-osw/2010-01-28/nord-stream-i-south-stream-nie-rozwiazal-problemow-gazpromu> – 28.01.2010.

<sup>65</sup> А. Тур, *Беларусь и Украина могут вместе выработать общие подходы к транзитной политике*, [http://naviny.by/rubrics/economic/2007/01/15/ic\\_news\\_113\\_265640/](http://naviny.by/rubrics/economic/2007/01/15/ic_news_113_265640/).

<sup>66</sup> *Україно-турецькі відносини: характер, ключові проблеми, перспективи*, <http://www.spa.ukma.kiev.ua/visnyk/index.php?op=view&t=48>.

<sup>67</sup> *Энергетическая Хартия...*, с. 56-71.

<sup>68</sup> Р. Джангужин, *Украине пора бы воспользоваться своим коэффициентом транзитности*, „Зеркало недели”, 1998, № 9, <http://www.dt.ua>.

<sup>69</sup> Д. Прейгер, А. Новикова, І. Малярчук, Т. Гриневич, *Транзитний потенціал України: реалізація та розвиток в контексті розширення „Стратегічна панорама”*, 2003, № 2, [http://www.niisp.gov.ua/vydanna/panorama/issue.php?s=epol0&issue=2003\\_2](http://www.niisp.gov.ua/vydanna/panorama/issue.php?s=epol0&issue=2003_2).

<sup>70</sup> А. Хахлюк, *Проблеми транспортного забезпечення зовнішньоекономічної діяльності України*, „Економіст”, 1998, № 6, с. 78-81.

chodzie i Naddnieprzańskie magistrale ruropociągowe ropy naftowej na wschodzie, które są połączone z ruropociągiem naftowym Piwdenny – Brody (uruchomionym w 2001). System składa się z 15 magistrali o długości 4570 km. Przepustowość ropociągów przy wejściu na teren Ukrainy sięga 109 mln ton, na wyjściu – 70 mln ton ropy naftowej rocznie<sup>71</sup>. Transport ropy i gazu sprawia, że Ukraina odgrywa ważną rolę jako państwo tranzytowe (tabela 18)<sup>72</sup>.

Tranzytowe trasy mają kilka kierunków: zachodni – w kierunku Użhorodu przez system ruropociągów naftowych Przyjaźń; południowy – do Odessy przez system ruropociągów naftowych Naddnieprzańskie magistrale ruropociągowe ropy naftowej; do Odessy i kolejną do Teodozji (kazachska ropa); wschodnio-południowy do Tichoreck – Noworosyjsk przez system ruropociągów naftowych Naddnieprzańskie magistrale ruropociągowe ropy naftowej<sup>73</sup>.

Łądowa magistrala Przyjaźń zaopatrująca w gaz państwa Europy Środkowej i Wschodniej rozdziela się przed granicą Rosji z Białorusią i Ukrainą na cztery nitki: dwie biegnące przez Białoruś do łotewskiej Windawy i litewskich Możejek (obie nie działają)<sup>74</sup>; północna – do Mozyra na Białorusi i dalej do polskich zakładów w Płocku, i niemieckiej rafinerii w Schwedt; i południowa – przez Ukrainę do Słowacji, Węgier, Republiki Czeskiej i na Bałkany<sup>75</sup>. W 2007 roku tym ruropociągiem eksportowano 1,3 mln baryłek ropy naftowej dziennie<sup>76</sup>. Ruropociąg zapewnia 100% zapotrzebowania w surową ropę Słowacji i Węgier oraz w 60-65% Czech. Przepustowość ropociągu na wejściu wynosi 34 mln ton ropy, a przy wyjściu 25 mln ton ropy, biorąc pod uwagę także ropociąg Odessa – Brody<sup>77</sup>.

Północna magistrala w chwili obecnej jest wykorzystana w maksymalnym stopniu, podczas gdy południowa ma duże rezerwy w zakresie mocy

<sup>71</sup> *Україна. Повторний доклад по інвестиційному клімату і структурі ринка в енергетическом секторі 2006*. Секретаріат Енергетической Хартии, [www.in.mid.ru/ns-g8.nsf/.../FILE/07\\_](http://www.in.mid.ru/ns-g8.nsf/.../FILE/07_).

<sup>72</sup> *Імпортно-експортна політика України в енергетичній сфері: стратегічні пріоритети*, Монографія, за заг. ред. проф. А.І. Шевцова, Дніпропетровськ, 2005, с. 90.

<sup>73</sup> *Концепція державної енергетичної політики України на період до 2020 року*, "Національна безпека та оборона", 2001, № 2, с. 5.

<sup>74</sup> Л. Подобедова, „Дружба” закончилась, <http://www.rbcdaily.ru/2007/09/07/tek/291533-7.09.2007>.

<sup>75</sup> *Czeši, Słowacy i Węgrzy nie panikują ze względu na brak ropy*, <http://gospodarka.gazeta.pl/gospodarka/1,52981,3837627.html> – 9.01.2007.

<sup>76</sup> EIA Russia, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Russia/Background.html> – November 2009; A. Łoskot, *Клопотливе bogactwo – ситуація і перспективи секторів ropy і гazu на obszarze byłego ZSSR*, Остродек Студіюв Wschodnich, Warszawa 2003, s. 11.

<sup>77</sup> *Українсько-російські взаємовідносини в енергетичній сфері: стан, новітні тенденції розвитку та перспективи*, „Національна безпека і оборона”, 2010, nr 6 (117), с. 14.



przesyłowych. By usprawnić system Przyjaźń i zwiększyć jego przepustowość Rosja planuje całkowite zintegrowanie z nim chorwackiego ropociągu Adria, co zwiększyłoby dostawy rosyjskich surowców na Bałkany i umożliwiłoby dalszy eksport ropy z adriatyckiego portu Omisalj (m.in. do USA)<sup>78</sup>. Dotąd było to utrudnione, gdyż rosyjskie rurociągi nie mają bezpośredniego połączenia z terminalami w głębokowodnych portach, zdolnymi do przyjmowania supertankowców. Takim portem jest właśnie Omisalj. Głębokość portu pozwala wpływać do niego tankowcom o wyporności do 500 tys. ton, co sprzyja eksportowi ropy do USA. Drugą pozytywną cechą portu Omisalj jest mniejsza odległość od amerykańskich portów. Port jest położony znacznie bliżej, niż turecki port – Ceyhan i rosyjski Noworosyjsk. Planuje się, że rurociąg Przyjaźń – Adria będzie mieć przepustowość 5 mln ton, a do 2013 roku zwiększy się ona do 10-15 mln ton<sup>79</sup>.

Naddnieprzańskie magistrale rurociągowie biegną od rosyjskiej granicy do czterech rafinerii ukraińskich (Kremenczuk, Lysyczańsk, Odessa i Chersoń) oraz do portów morskich na wybrzeżu Morza Czarnego (Odessa, Noworosyjsk, Jużnyj). Rurociąg zapewnia tranzyt zarówno rosyjskiej, jak również kazachskiej ropy przez terytorium Ukrainy.

Obecnie Rosja realizuje politykę minimalizacji zależności od państw tranzytowych, w tym i Ukrainy, poprzez realizację projektów przez obszary morskie. Koszt takich przedsięwzięć jest o wiele większy od budowanych rurociągów lądowych. Niektóre z nich są wręcz nieopłacalne, co świadczy o dominacji politycznych interesów w przesyłce surowców nad ekonomicznymi. W ciągu ostatnich kilku lat energetyka i geopolityka połączyły się bardzo mocno, i każdy projekt budowy transnarodowych rurociągów ma polityczne podłoże. Często dochodzi do sytuacji, że ekonomicznie uzasadniony projekt, który posiada wiele zalet, jest wstrzymywany, a nieopłacalne, ale uzasadnione interesem politycznym projekty są realizowane.

Prawie jedynym źródłem wykorzystania ukraińskiego systemu rurociągowego jest ropa rosyjska. Udział rosyjskich surowców wynosi 80%, około 20% – to ropa kazachska, która do ukraińskiej granicy jest pompowana przez rosyjski system rurociągowy. Taka zależność od jednego źródła dostaw zagraża ukraińskiej gospodarce i interesom strategicznym, a dla Rosji jest to dogodny sposób nacisku dla zapewnienia sobie politycznego wpływu. Alternatywę dla rosyjskiej ropy może stanowić azerbejdżańska, kazachska i turkmeńska ropa; a przy tym stanowi zagrożenie dla rosyjskiego

<sup>78</sup> Porozumienie w sprawie połączenia naftociągów „Przyjaźń” i „Adria”, <http://wyborcza.pl/1,75248,1219980.html> – 16.12.2006.

<sup>79</sup> И. Лиухто, *Российская нефть: производство и экспорт*, „Вопросы экономики”, 2002, № 9, с. 136-146.



systemu rurociągowego, gdyby nowa trasa transportu surowców omijała terytorium Rosji.

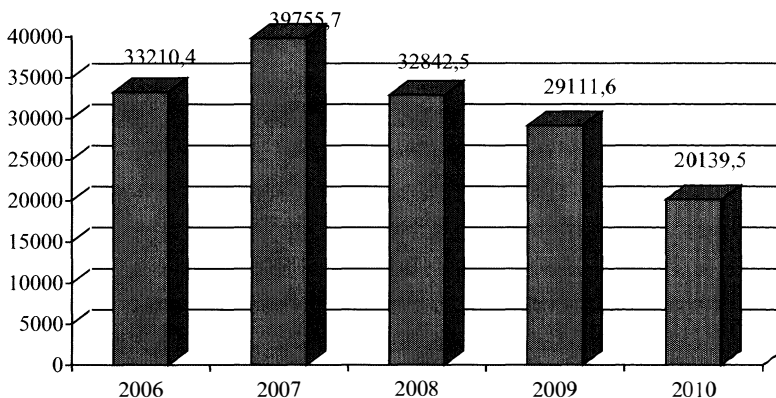
Najpoważniejsza ukraińska próba dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w surowce energetyczne wiąże się z projektem Euro-Azjatyckiego Korytarza Transportowego Ropy Naftowej (EAKTRN). Jeszcze w pierwszej połowie lat 90. XX wieku Ukraina podjęła budowę rurociągu Odessa – Brody, który miałby stać się częścią EAKTRN i – dostarczając kaspijską ropę do państw europejskich przez Ukrainę – zmniejszyć uzależnienie Ukrainy od dostaw surowca rosyjskiego. Rurociąg Odessa – Brody został uruchomiony w 2002 roku. Rurociąg zaprojektowany był jako pierwszy etap budowy ropociągu dostarczającego ropę naftową z Morza Czarnego nad Morze Bałtyckie, przez Płock do Gdańska. Projekt przedłużenia ropociągu miał być dofinansowany ze środków Unii Europejskiej. Jednak z powodów politycznych w 2004 roku między rządem Ukrainy i Rosji zostało podpisane porozumienie w sprawie tranzytu ropy przez terytorium Ukrainy, według którego ropociąg działał w reżimie rewersu. Wykorzystaniem ropociągu w reżimie rewersu bardzo była zainteresowana rosyjsko-brytyjska spółka TNK-BP, która za zmianę trasy obiecała gwarancje jego wypełnienia. Rurociąg Odessa – Brody pracował pełną mocą tylko w 2007 roku, resztę czasu jego wypełnienie wynosiło 38-46%, a od sierpnia 2010 rurociąg wcale nie był wykorzystywany. We wrześniu-październiku 2010 roku podczas tworzenia nowego porozumienia w sprawie tranzytu ropy przez terytorium Ukrainy, strona rosyjska odmówiła nadaniu gwarancji wypełnienia rury. W związku z brakiem takich gwarancji 1 listopada 2010 strona ukraińska podpisała porozumienie z Białorusią na dostawy wenezuelskiej ropy do rafinerii w Mozyrze. Zgodnie z porozumieniem przepustowość ropociągu wynosiła 8 mln ton ropy rocznie<sup>80</sup>. Od lutego 2011 roku rurociąg pracował w reżimie awersu, co było spowodowane kolejnym napięciem w stosunkach rosyjsko-białoruskich, kiedy podczas kolejnego podniesienia cen na surowce Białoruś zaczęła szukać alternatywnych szlaków dostaw ropy. W lutym 2011 roku zostało podpisane porozumienie pomiędzy Ukrtransnafta i białoruską kompanią naftową o dostawach 4 mln ropy w okresie dwóch lat. Przez półtora miesiąca udało się przepompować 600 tys. ton ropy, potem Białoruś zrezygnowała z dostaw wenezuelskiej ropy, ponieważ Rosja zaproponowała bardziej korzystne warunki dostaw<sup>81</sup>. W związku z takim

<sup>80</sup> Ibidem, c. 19-20.

<sup>81</sup> O. Voytyuk, *Polityka energetyczna Federacji Rosyjskiej wobec Białorusi, Ukrainy i Gruzji, w: Rozpad ZSRR i jego konsekwencje dla Europy i świata*, red. nauk. M. Smoleń, A. Jach i J. Diec, Kraków 2011; *Беларусь отказалась от нефтепровода Одесса-Броды*, <http://ubr.ua/market/industrial/belarus-otkazalas-ot-nefteprovoda-odessa-brody-84854> – 7.04.2011.

rozwojem wydarzeń, praca rurociągu w reżimie awersu okazała się nieopłacalna. Wtedy ukraiński rząd podpisał porozumienie z Azerbejdżanem na dostawy azerskiej ropy do rafinerii na Ukrainie<sup>82</sup>.

**Wykres 24. Tranzyt ropy naftowej przez terytorium Ukrainy w latach 2006-2010 (w tys. ton)**



Źródło: opracowanie własne na podstawie *Інформаційна довідка про основні показники розвитку галузей паливно-енергетичного комплексу України за 2010, 2009, 2008, 2007, 2006 рік.*

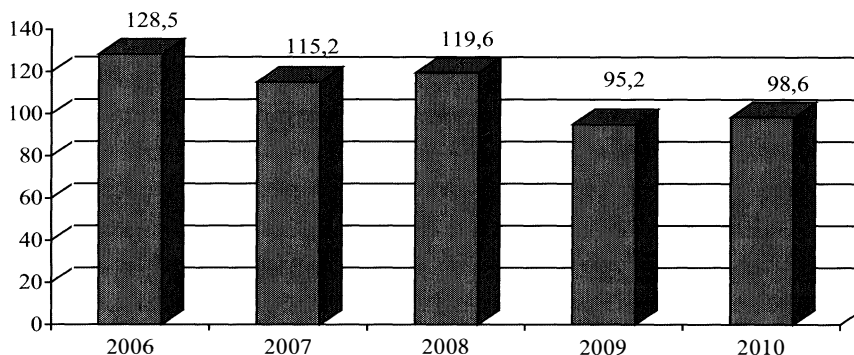
Lwią część rosyjskiej ropy transportuje się ropociągiem Przyjaźń; w 2010 roku tranzyt wynosił 20 499,1 tys. ton ropy, reszta tłoczona była Naddnieprzańską magistralą rurociągową i w 2010 wynosiła 9 302,3 tys. ton (wykres 24)<sup>83</sup>. Mimo wszystko, jak wskazują dane statystyczne, tranzyt ropy naftowej przez terytorium Ukrainy od 2007 stopniowo spada. Taka sytuacja wynika ze skomplikowanych stosunków politycznych z Rosją.

Od 2006 roku odnotowywano stopniowy spadek tranzytu gazu przez terytorium Ukrainy z 128,5 mld m<sup>3</sup> w 2006 do 98,6 mld m<sup>3</sup> w 2010 roku (wykres 25). Spowodowane było to przede wszystkim kryzysem w dwustronnych stosunkach pomiędzy Rosją i Ukrainą oraz związanymi z tym

<sup>82</sup> По нефтепроводу „Одесса-Броды” потекла азербайджанская нефть, <http://jkg-portal.com.ua/ru/novosti-zhkh/raznoe/8329-naftoprovodom-lodesa-brodir-potekla-azerbajdzhanska-nafta#comments> – 20.05.2011.

<sup>83</sup> Інформаційна довідка про основні показники розвитку галузей паливно-енергетичного комплексу України за грудень та 2010 рік, [http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/article?art\\_id=188753&cat\\_id=35081](http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/article?art_id=188753&cat_id=35081) – 19.01.2011; Інформаційна довідка про основні показники розвитку галузей паливно-енергетичного комплексу України за грудень та 12 місяців 2009 року, [http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/article?art\\_id=166989&cat\\_id=35081](http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/article?art_id=166989&cat_id=35081) – 22.01.2010.

**Wykres 25. Tranzyt gazu ziemnego przez terytorium Ukrainy w latach 2006-2010 (w mld m<sup>3</sup>)**



Źródło: opracowanie własne na podstawie Інформаційна довідка про основні показники розвитку галузей паливно-енергетичного комплексу України за 2010, 2009, 2008, 2007, 2006 рік.

kryzysami energetycznymi. Drugą przyczyną zmniejszenia tranzytu przez terytorium Ukrainy był światowy kryzys gospodarczy, kiedy ceny na surowce znacznie wzrosły, a państwa europejskie w związku z tym znacznie ograniczyły konsumpcję. Trzecią przyczyną obniżenia tranzytu było uruchomienie gazociągu Nord Stream, co pozwoliło ograniczyć eksport przez terytorium Ukrainy.

Ważnym technologicznym elementem systemu transportu gazu Ukrainy są podziemne magazyny gazowe. Ukraina posiada 13 podziemnych magazynów gazu, których pojemność według stanu na sierpień 2011 wynosiła – 32 130 mld m<sup>3</sup> i jest największa w Europie. System podziemnych magazynów gazu obejmuje cztery kompleksy: zachodnioukraiński (Przykarpacki), kijowski, doniecki i południoukraiński. 11 z 13 podziemnych magazynów gazowych (PMG) stworzono na bazie wyeksploatowanych gazowych i kondensacyjnych złożów, 2 – na bazie wodonośnych struktur; 7 PMG ma projektową objętość ponad 2 mld m<sup>3</sup> każdy<sup>84</sup>. Wykorzystanie PMG znacznie poprawia jakość usług tranzytowych. Największe ukraińskie magazyny gazu znajdują się blisko zachodnich granic Ukrainy, w końcowej strefie części podstawowych gazociągów eksportowych Sojusz, Progres, Urengoj – Pomary – Użhorod. Takie rozmieszczenie sprzyja stworzeniu strategicznych zapasów w celu zabezpieczenia konsumentów Europy Zachodniej

<sup>84</sup> Energy Portal EU, *The Littoral States of the Black & Caspian Seas and Their Neighbouring Countries*, <http://www.inogate.org>.

i Środkowej. Analiza technicznego stanu magistrali gazociągów świadczy o wysokim stopniu zużycia i konieczności znacznych nakładów inwestycyjnych w ich modernizację i obsługę<sup>85</sup>.

Z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego Gruzja posiada strategiczne znaczenie w regionie południowego Kaukazu. Kraj ten jest ubogi w zapasy surowców energetycznych, ale posiada korzystne położenie, ponieważ łączy Morze Kaspijskie z Morzem Czarnym.

Gruzja posiada 1,9 tys. km gazociągów, o przepustowości 20 mld m<sup>3</sup>. W wyniku konfliktów gazowych z Rosją, eksplozji gazociągów, konfliktu południowoosetyjskiego, Gruzja wznowiła szereg alternatywnych projektów dotyczących dostaw i docelowo dąży do zmniejszenia zależności od Rosji do 50%. Wznowione zostały prace dotyczące odbudowy gazociągu Iran – Armenia – Gruzja, Gruzja – Azerbejdżan i budowy dwóch gazociągów: Iran – Nachiczewań i Iran – Armenia. Wznowiony został także projekt budowy gazociągu po dnie Morza Czarnego Poti – Teodozja w celu transportu azerbejdżańskiego i irańskiego gazu do Europy.

Przez terytorium Gruzji przebiegają rurociągi, którymi gaz ziemny i ropa naftowa płyną wokół terytorium Rosji do Unii Europejskiej. Obecnie przez terytorium Gruzji przebiegają trzy strategiczne rurociągi z regionu Morza Kaspijskiego, są to:

- ropociąg Baku – Supsa,
- ropociąg Baku – Tbilisi – Ceyhan,
- gazociąg Baku – Tbilisi – Erzurum.

Ropociąg Baku – Supsa został uruchomiony w 1999 roku przebiega od terminalu Sangaczal w pobliżu Baku i przez terytorium Gruzji do terminalu Supsa, dzięki czemu udało się połączyć Morza Czarne i Kaspijskie. Ropa pochodzi ze złoża Azeri-Czirag-Giuneszli. Przepustowość rurociągu to 145 tys. baryłek ropy dziennie. Ropociąg Baku – Supsa jest jednym z wielu zrealizowanych projektów po upadku ZSRR. Wówczas to ogromne złoża regionu Morza Kaspijskiego stały się dostępne po raz pierwszy dla inwestycji zagranicznych, na czym skorzystała m.in. kompania British Petroleum, która jest operatorem tego rurociągu. Podczas konfliktu rosyjsko-gruzińskiego w sierpniu 2008, ze względów bezpieczeństwa rurociąg został zamknięty. Dostawy ropy zostały wznowione w listopadzie 2008 roku<sup>86</sup>. Ten rurociąg ma kluczowe znaczenie dla Ukrainy i Polski – z Supsy miały wypływać tankowce z azerską ropą, która po dostarczeniu do Odessy pły-

<sup>85</sup> Д. Прейгер, А. Новикова, І. Мальярчук, Т. Гриневич, *op. cit.*

<sup>86</sup> *Supsa Terminal and Pipeline, Georgia, Azerbaijan*, <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/supsa/>.

nęłaby przez Ukrainę, a – po przedłużeniu ropociągu do Płocka i Gdańska – także do Europy Zachodniej. Prace nad pomysłem przedłużenia ropociągu Odessa – Brody do Gdańska nagłaśniano w 2007 roku, po szczycie prezydentów Polski, Ukrainy, Gruzji, Azerbejdżanu i Litwy, oraz w 2011 podczas spotkania prezydentów Ukrainy i Polski, od kiedy ropociąg Odessa – Brody pracuje w reżimie awersu<sup>87</sup>.

Ropociąg Baku – Tbilisi – Ceyhan jest głównym strategicznym rurociągiem transportującym ropę naftową z azerbejdżańskiego złoża Azeri-Chirag-Giuneszli. Jest to pierwszy i najdłuższy (1773 km) na świecie rurociąg który połączył Morze Kaspijskie z Morzem Śródziemnym. Przepustowość rurociągu wynosi 1,2 mln baryłek ropy dziennie. Eksploatacja ropociągu rozpoczęła się w 2005 roku. Dochody Gruzji z przesyłu ropy tym rurociągiem wynoszą 50 mld dolarów rocznie<sup>88</sup>. Uruchomienie ropociągu Baku – Tbilisi – Ceyhan dla Moskwy oznacza nie tylko potencjalne straty gospodarcze (konieczność obniżenia opłat tranzytowych), ale i straty polityczne związane ze utratą jednego z instrumentów nacisku politycznego, jakim bez wątpienia jest szantaż energetyczny<sup>89</sup>.

Gazociąg Baku – Tbilisi – Erzurum został uruchomiony w 2007 roku. Jest jedynym obecnie niezależnym od Rosji gazociągiem, nazywanym inaczej – południowokaukaski. Gaz pochodzi z azerskiego złoża Szach Deniz. Operatorem technicznym rurociągu jest BP, a komercyjnym Statoil, spółki posiadają po 25% akcji w tym projekcie. Gazociąg umożliwia przesył blisko 9 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego przez terytorium Turcji. Trasa gazociągu przebiega podobnie jak trasa ropociągu Baku – Tbilisi – Ceyhan<sup>90</sup>. Budowa gazociągu Baku – Tbilisi – Erzurum oznaczała przełamanie rosyjskiego monopolu dostaw gazu ziemnego z regionu Morza Kaspijskiego do Europy<sup>91</sup>. W perspektywie przedłużeniem gazociągu ma stać się gazociąg Nabucco, popierany przez Unię Europejską, ale jego realizacja stoi pod znakiem zapytania<sup>92</sup>.

<sup>87</sup> Ibidem.

<sup>88</sup> Ministry of Energy and Natural Resources of Georgia, *Baku-Tbilisi-Ceyhan Oil Pipeline Project*, <http://www.minenergy.gov.ge/index.php?m=309>.

<sup>89</sup> J. Sadłocha, *Rosyjska polityka wobec Gruzji*, <http://www.psz.pl/tekst-7108/Jaroslav-Sadlocha-Rosyjska-polityka-wobec-Gruzji-11.11.2007>; M. Falkowski, *Polityka Rosji na Kaukazie Południowym i w Azji Centralnej*, Prace OSW, Warszawa 2006, nr 23, s. 7.

<sup>90</sup> South Caucasus Pipeline. *Supplying gas to meet the needs of regional consumers*, <http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9006670&contentId=7015095>.

<sup>91</sup> P. Wipler, *Rosyjska lekcja geopolityki*, [www.bbn.gov.pl/download.php?s=1&id](http://www.bbn.gov.pl/download.php?s=1&id).

<sup>92</sup> Nabucco ma stanowić alterantywę na dostawy gazu ziemnego do państw Europy Środkowo-Wschodniej, które są najbardziej zależne od rosyjskich dostaw. Rozpoczęcie budowy zaplanowano na 2012 r. Gazociąg ma połączyć Turcję i Austrię. Trasa rurociągu będzie przebiegała przez terytorium państw członkowskich UE: Rumunii, Bułgarii i Węgier, omijając



W grudniu 2009 roku została zakończona budowa gazociągu Iran – Armenia. Iran zaproponował przedłużenie rurociągu gazowego zaopatrującego Armenię dalej na północ, by docierał do Gruzji<sup>93</sup>. Przedłużenie rurociągu do Gruzji zmniejszyłoby jej zależność od rosyjskich dostaw gazu<sup>94</sup>. Ale realizacji tego projektu przeszkadzało kilka przyczyn:

- po pierwsze, napięcie w stosunkach Tbilisi – Moskwa, jak okazało się Gazprom na 25 lat przejął gazociąg Iran – Armenia, co zmniejszyło szanse na rozbudowę tej trasy i jej wykorzystanie jako ewentualnego szlaku tranzytowego irańskiego gazu do Gruzji<sup>95</sup>,
- po drugie, prozachodnia polityka Gruzji i przyjazne stosunki z USA, największym politycznym wrogiem Iranu. Gruzja jest ostatnim na liście państw południowego Kaukazu, z którym Iran dąży do zacieśnienia dwustronnych stosunków<sup>96</sup>.

White Stream projekt – to rurociąg mogący mieć strategiczne znaczenie dla państw Europy Środkowo-Wschodniej. Początkowo jego trasa miała przebiegać przez Morze Czarne na Ukrainę, a stamtąd istniejącymi rurociągami do UE, ponieważ była krótsza. Ale główna trasa rurociągu powinna prowadzić przez Morze Czarne z Gruzji do Rumunii. Przepustowość gazociągu na początkowym etapie powinna wynosić 8 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, z możliwością zwiększenia do 16, a nawet 32 mld m<sup>3</sup>. Gaz będzie pochodził z Azerbejdżanu, ale wraz z rozszerzeniem mocy przepustowej planowane są inne źródła<sup>97</sup>. Budowę White Stream zaplanowano w ramach

---

tereny o wysokiej gęstości zaludnienia, obszary ochrony przyrody i dziedzictwa kulturowego, tereny trudno dostępne, *Nabucco*, <http://www.nabucco-pipeline.com/portal/page/portal/en/pipeline/route>.

<sup>93</sup> R. Tait, *Afgańskie „torby pieniędzy” wskazują na szerszą irańską strategię wyciągania ręki do sąsiadów*, [http://www.stosunkimiedzynarodowe.info/arttykul,830,Afgańskie\\_?torby\\_pieniedzy?\\_wskazują\\_na\\_szersza\\_iranska\\_strategie\\_wyciagania\\_reki\\_do\\_sasiadow](http://www.stosunkimiedzynarodowe.info/arttykul,830,Afgańskie_?torby_pieniedzy?_wskazują_na_szersza_iranska_strategie_wyciagania_reki_do_sasiadow) -28.10.2010.

<sup>94</sup> *Ukończono budowę gazociągu Iran-Armenia*, „Tydzień na Wschodzie”, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/tydzien-na-wschodzie/2008-12-10/ukonczoneo-budowe-gazociagu-iran-armenia> – 10.12.2008.

<sup>95</sup> *Gazprom przejmuje od Armenii gazociąg do Iranu*, <http://www.nbi.com.pl/aktualnosc-2006-gazprom-przejmuje-od-armenii-gazociag-do-iranu/>; *Ukończono budowę gazociągu Iran-Armenia...*

<sup>96</sup> Ocieplenie stosunków między Gruzją a Iranem nastąpiło w 2010 r., kiedy została podpisana umowa o reżimie bezwizowym pomiędzy dwoma państwami. Pozwoliło to Iranowi umocnić swoją pozycję w regionie Kaukazu Południowego, ale jednocześnie naraża gruzińskie władze na zaostrenie stosunków ze starymi partnerami, czyli USA i UE; *Грузия и Иран: Саакашвили меняет покровителей?*, <http://www.georgiatimes.info/interview/45642.html> – 4.11.2010.

<sup>97</sup> *White Stream Pipeline Company изучает возможность строительства нового газопровода между Азербайджаном и Грузией*, Агентство нефтегазовой информации, <http://www.angi.ru/news.shtml?oid=2759505>.



europiejskiej koncepcji Korytarza Południowego w celu dywersyfikacji dostaw surowców energetycznych do UE<sup>98</sup>. W ramach tej koncepcji zaplanowana jest również budowa Nabucco.

Podsumowując, dla przywrócenia utraconych wpływów na obszarze byłego ZSRR, Rosja na różne sposoby dąży do osiągnięcia postawionego celu, którym jest uzależnianie innych krajów od dostaw rosyjskich surowców. Spośród trzech państw tranzytowych najsilniejszy opór może stwarzać Gruzja, która w ostatnich ośmiu latach znacznie wzmocniła własne bezpieczeństwo energetyczne i zmniejszyła do możliwego minimum zależność od rosyjskich dostaw. Gruzinom udało się to osiągnąć dzięki dobrze przemyślanej i zrównoważonej polityce, i przeprowadzeniu reform we wszystkich sektorach życia.

Natomiast najmniejsze szanse uniezależnienia się od Rosji ma Białoruś, która przekazując własny system rurociągowy w ręce Gazpromu, stała się całkowicie zależna od rosyjskich dostaw surowców. Ukraina, pragnąc wynegocjować korzystne warunki dla rekonstrukcji własnego systemu przesyłowego, znalazła się w dość trudnej sytuacji. Rosja, która namawia władze ukraińskie do przekazania systemu rurociągów Moskwie, stosuje nawet groźby, iż po zakończeniu budowy drugiej nitki Nord Stream i rurociągu South Stream, tranzyt przez ukraiński system przesyłowy będzie znacząco zminimalizowany. Ze strony Unii Europejskiej, która cały czas proponuje pomoc finansową w formie kredytu, padają zapewnienia, że rola ukraińskiego systemu tranzytowego, mimo budowy nowych tras dostaw surowców, nie zmniejszy się, ponieważ zapotrzebowanie na gaz ziemny w UE stale wzrasta. Obecnie największym wyzwaniem dla Ukrainy jest wybór właściwej drogi – czy to bę-

<sup>98</sup> Southern Gas Corridor (Południowy Korytarz Gazowy) – jest to koncepcja Komisji Europejskiej, na dostawy gazu ziemnego z regionu Morza Kaspijskiego i Bliskiego Wschodu do Unii Europejskiej. Inicjatywa ta została zaproponowana w komunikacie Komisji Europejskiej „Drugi strategiczny przegląd sytuacji energetycznej – UE bezpieczeństwa energetycznego i solidarności – plan działania” (COM/2008/781). Unia Europejska określiła szereg krajów partnerskich w ramach tej inicjatywy, takich jak Azerbejdżan, Turcja, Gruzja, Turkmenistan, Kazachstan, Irak, Egipt i państwa Maszreku. Uzbekistan i Iran też były brane pod uwagę jako strategiczni partnerzy w przyszłości, gdy pozwolą na to warunki polityczne. W ramach inicjatywy Trans-European Networks (TEN-E) „Unia Europejska wyznaczyła (...) trzy rurociągi o znaczeniu strategicznym (ITGI, Nabucco i White Stream)”. Jako projekt południowego korytarza jest identyfikowany z TransAdriaticPipeline. Korytarz Południowy może zapewnić niezbędne zdolności transportowe, aby dostarczyć od 60 do 120 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie, z regionu Morza Kaspijskiego i Azji Środkowej; Communication from the Commission of the European Parliament, the Council, The European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Second Strategic Energy Review – An Eu Energy Security and Solidarity Action Plan. European Commission, 13.11.2008, Retrieved 13.11.2009; *EU aims to solve ‘Southern Gas Corridor’ puzzle*, <http://www.euractiv.com/en/energy/eu-aims-solve-southern-gas-corridor-puzzle/article-181959>.

dzie kierunek rosyjski czy europejski zadecydują władze w Kijowie, które nie podjęły jeszcze ostatecznej decyzji, jednak od tej decyzji będzie w znaczym stopniu zależało przyszłe bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej i samej Ukrainy. W razie odsprzedania Rosjanom systemu rurociągowego Ukrainy, Unia Europejska może znaleźć się w kleszczach Gazpromu na jej wschodnich, północnych i południowych granicach, co znacznie utrudni przeprowadzenie dialogu energetycznego z Rosją. Dlatego, głównym celem Unii Europejskiej jest niedopuszczenie przywrócenia rosyjskich wpływów w Gruzji i na Ukrainie.

## REGION MORZA KASPIJSKIEGO

Azerbejdżan posiada strategiczne znaczenie, gdyż stanowi węzeł tranzytowy dla pozostałych państw nadkaspjskich, przenosząc kazachską ropę i turkmeński gaz do Gruzji, a stamtąd do Turcji i Unii Europejskiej<sup>99</sup>. Przemysł naftowy ma w Azerbejdżanie wieloletnią tradycję. Pod koniec XIX wieku państwo to jako pierwsze na świecie rozpoczęło na skalę komercyjną eksploatację pól naftowych. Za czasów ZSSR Azerbejdżan był jednym z głównych dostawców ropy naftowej do republik sowieckich, kiedy zostały odkryte złoża w rejonie wołżańsko-uralskim w Rosji, udział Azerbejdżanu w światowym wydobyciu surowców energetycznych znacznie zmniejszył się.

Po uzyskaniu niepodległości w 1991 roku Azerbejdżan chcąc jak najbardziej uniezależnić się od rosyjskich wpływów i jednocześnie zdając sobie sprawę jak ogromny potencjał energetyczny posiada, podpisał tzw. kontrakt stulecia z zachodnimi koncernami energetycznymi. Zawarcie tego kontraktu pozwoliło krajowi rozpocząć intensywne poszukiwania nowych złóż i eksploatację już odkrytych oraz rozbudować infrastrukturę przesyłową.

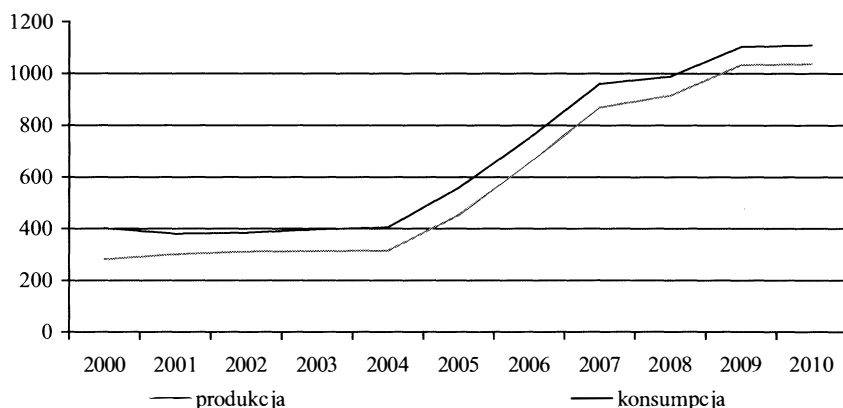
Obecna pozycja Azerbejdżanu na arenie międzynarodowej jest wynikiem posiadania przez to państwo pokładów ropy naftowej, strategicznego położenia geograficznego oraz proamerykańskiej polityki zagranicznej. Po uzyskaniu niepodległości, rząd Azerbejdżanu rozpoczął prace nad powstaniem liberalnego prawa, które zachęciłyby zachodnich inwestorów do tworzenia filii na terenie kraju. Walkę o dostęp do azerbejdżańskich pokładów rozpoczęły brytyjski BP i amerykański Amoco. W rezultacie takiej działalności stworzono Azerską Międzynarodową Kompanię Operacyjną (AIOC – Azerbejdżan International Operating Company) z Amoco na czele.

<sup>99</sup> T. Młynarski, *Bezpieczeństwo energetyczne w pierwszej dekadzie XXI wieku. Mozaika interesów i geostrategii*, Wydawnictwo Uniwersytetu Jagiellońskiego, Kraków 2001, s. 193.

Dzisiaj w Baku działa ponad 200 firm zagranicznych zaangażowanych w produkcję i sprzedaż ropy naftowej, i tworzących liczne joint ventures z przedsiębiorstwami azerskimi. Dzięki obecności firm z państw zachodnich, głównie USA i Wielkiej Brytanii, których udział we wszystkich dotychczasowych projektach przekracza 50%, w ciągu następnych 20-30 lat przychód z eksploatacji ropy naftowej i gazu ziemnego osiągnie wartość 9 mld dolarów. Właśnie dlatego młode republiki kaukaskie – Gruzja i Azerbejdżan – zdecydowały się na sojusz z mocarstwami zachodnimi. Duża część azerskiej ropy naftowej pozyskiwana jest z podmorskiego złoża ACG (5,4 mld baryłek). Złoże to obsługuje platforma, która tłoczy ponad 17 000 ton surowca dziennie, który następnie jest transportowany ropociągami w kierunku Supsy i Noworosyjska na terenach Rosji. Zakłada się, że w przyszłości może nastąpić wzrost produkcji do 107 tys. ton dziennie.

Według danych statystycznych BP zasoby ropy naftowej w Azerbejdżanie w 2010 roku wynosiły 7,0 mld baryłek.

**Wykres 25. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Azerbejdżanie w latach 2000-2010 (w tys. b/d)**



Źródło: *BP Statistical Review of World Energy*, June 2011.

W ostatnich 10 latach produkcja ropy naftowej w Azerbejdżanie wzrosła 3,5 raza. W 2000 roku produkcja ropy wynosiła jedynie 282 tys. b/d, a pod koniec 2010 – 1 037 tys. b/d. W porównaniu z produkcją, konsumpcja ropy stopniowo tam spadała, w 2007 roku wynosiła ona 107 tys. b/d,

a w 2009 – 70 tys. b/d. W 2010 roku konsumpcja nieco wzrosła i wynosiła 73 tys. b/d (wykres 25)<sup>100</sup>.

Kontrolę nad sektorem naftowym w Azerbejdżanie sprawuje państwowa kompania SOCAR (State Oil Company of Azerbejdżan Republic). Kompania jest odpowiedzialna za poszukiwanie i zagospodarowanie złóż, zarządza dwoma rafineriami i oraz kontroluje eksport surowca istniejącymi rurociągami. Potencjał przetwórczy dwóch azerskich rafinerii w 2010 roku wynosił 399 000 tys. b/d: potencjał rafinerii w Baku wynosi 239 tys. b/d, a rafinerii New Baku – 160 tys. b/d<sup>101</sup>.

Azerbejdżan posiada sieć ropociągów: Baku – Tbilisi – Ceyhan, Baku – Supsa, Baku – Noworosyjsk. Moc przesyłowa ropociągu Baku – Noworosyjsk to 100 tys. b/d. Rurociąg biegnie z terminalu Sangachal do rosyjskiego Noworosyjska na wybrzeżu Morza Czarnego. Azerską częścią ropociągu zarządza SOCAR, a rosyjską Transneft. Istnieją plany zwiększenia mocy przesyłowych rurociągu do 180-300 tys. b/d.

Uruchomienie gazociągu Baku – Tbilisi – Erzurum i ropociągu Baku – Tbilisi – Ceyhan, jak również możliwość transportu ropy przez gruzińskie porty, pozwoliły Azerbejdżanowi rozwiązać najważniejszy problem – uniknąć zależności od rosyjskiej infrastruktury i prowadzić politykę energetyczną na własną rękę<sup>102</sup>.

Zasoby gazu ziemnego w kraju w 2010 roku, wynosiły 1,3 mld m<sup>3</sup>. Produkcja gazu ziemnego w ostatnich 10 latach potroiła się. W 2000 roku wynosiła 5,1 mld m<sup>3</sup>, a w 2010 – 15,1 mld m<sup>3</sup>. Konsumpcja gazu ziemnego wzrosła nieznacznie. W ostatnich 10 latach obserwuje się jej wahanie – do 2006 roku konsumpcja gazu wzrastała, a od 2007 obserwuje się stopniowe jej zmniejszenie (wykres 27). Gaz ziemny wydobywany jest głównie ze złoża Szach Deniz. Eksploatacja Szach Deniz rozpoczęła się w grudniu 2006 roku. Aktualnie wydobywa się tam 8 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. W 2012 roku planowane jest zwiększenie wydobycia do 20 mld m<sup>3</sup>. Całość wydobywanego surowca trafia do Azerbejdżanu, Gruzji i Turcji. W przyszłości planuje się połączenie BTE gazociągiem transkaspijskim z polami gazowymi Turkmenistanu i Kazachstanu na wschodzie, a pozostającym w fazie projektowej gazociągiem Nabucco na zachodzie<sup>103</sup>.

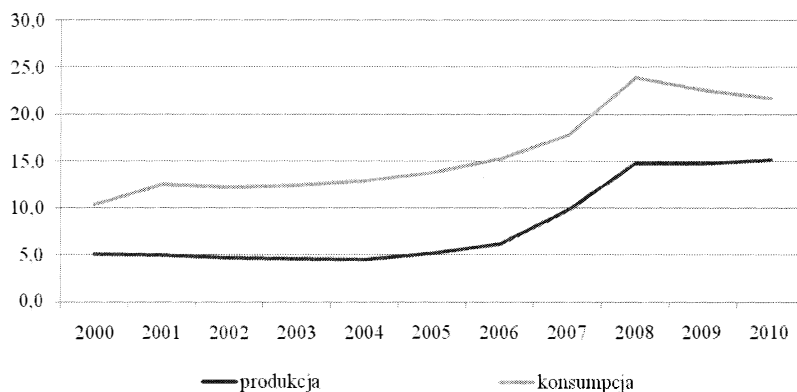
<sup>100</sup> BP Statistical Review...

<sup>101</sup> EIA, *Azerbaijan*, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=AJ> - November 2010.

<sup>102</sup> *Битва за нефть*, „Персонал Плюс”, № 38 (290) 1-7 жовтня 2008, <http://www.personal-plus.net/290/3814.html>.

<sup>103</sup> *Zakaukazie a dywersyfikacja dostaw surowców przez UE i USA*, <http://www.psz.pl/Zakaukazie-a-dywersyfikacja-dostaw-surowcow-przez-UE-i-USA> – 26.07.2010.

**Wykres 27. Produkcja i konsumpcja gazu ziemnego w Azerbejdżanie w latach 2000-2010 (w mld m<sup>3</sup>)**



Źródło: *BP Statistical Review of World Energy, June 2011.*

24 listopada 2010 azerski koncern paliwowy SOCAR poinformował o odkryciu nowego kaspijskiego pola gazowego Umid. Jego zasoby szacowane są na 200 mld m<sup>3</sup> gazu i 30-40 mln ton kondensatu. Jest to drugie co do wielkości pole gazowe po Szach Deniz. Prace geologiczne na polu Umid prowadził wyłącznie SOCAR<sup>104</sup>.

**Tabela 20. Projekty realizowane w Azerbejdżanie**

Projekt	Rezerwy	Produkcja, rok	Perspektywy, rok
ACG (Azeri-Chirag-Guneshli) Mega-Structure (BP)	6,9 mld baryłek	2007: 650 tys. b/d	2013-2019: 1,0 mln b/d
Szach Deniz (BP)	15 trln stóp <sup>3</sup>	2011: 8,6-9 mld m <sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie; 2007: 30 tys. b/d gazowego kondensatu	2016-2017: 16 mld m <sup>3</sup> gazu rocznie

Źródło: opracowanie własne na podstawie: T. Kaczmarek, R. Jarosz, *Czy ropa rządzi światem?*, s. 104-107, *EIA World Oil Transit Chokepoints*, [http://www.eia.doe.gov/cabs/World\\_Oil\\_Transit\\_Chokepoints/Bosporus\\_TurkishStraits.html](http://www.eia.doe.gov/cabs/World_Oil_Transit_Chokepoints/Bosporus_TurkishStraits.html); *BP расширяет добычу нефти с морских месторождений Азербайджана*, Информационно-аналитический центр Минерал, <http://www.mineral.ru/News/>

<sup>104</sup> *Azerbejdżan informuje o odkryciu nowego złoża gazu*, <http://www.osw.waw.pl/pl/wiadomosci/210> ) oraz Interfax, [www.1news.az](http://www.1news.az), [www.abc.az](http://www.abc.az) – 25.11.2010.

32495.html – 19.06.2008; *Новый энергетический бум в Азербайджане*, <http://news.day.az/economy/217246.html> – 3.07.2010.

W 2010 roku Azerbejdżan eksportował 6,45 mld m<sup>3</sup> gazu. Głównymi odbiorcami tego surowca są państwa sąsiadujące – Gruzja (1,03 mld m<sup>3</sup>), Turcja (4,35 mld m<sup>3</sup>), Rosja (0,72 mld m<sup>3</sup>) oraz Iran (0,35 mld m<sup>3</sup>). Gaz z Azerbejdżanu eksportuje się wyłącznie rurociągami.

Podsumowując, region Morza Kaspijskiego ma ważne znaczenie strategiczne dla Unii pod względem możliwości dywersyfikacji dostaw surowców energetycznych. Szczególne Europejczyków interesuje współpraca z Azerbejdżanem, który coraz bardziej pragnie prowadzić niezależną politykę energetyczną na arenie międzynarodowej, jednak przeszkadza temu nierozstrzygnięty problem Górnego Karabachu i silne wpływy rosyjskie. Europejskie i amerykańskie kompanie energetyczne już są obecne na azerskim rynku, jednak inwestują w sektor energetyczny niechętnie, ze względu na szereg problemów – nierozstrzygnięta kwestia podziału Morza Kaspijskiego, spór wokół Górnego Karabachu, autorytarne rządy I. Alijewa i inne. Ale mimo wszystko Azerbejdżan zajmuje ważną pozycję w polityce energetycznej Unii Europejskiej, ponieważ jest znaczącym eksporterem ropy naftowej i gazu do UE przez Turcję i Gruzję, omijając terytorium Rosji.

## AZJA ŚRODKOWA

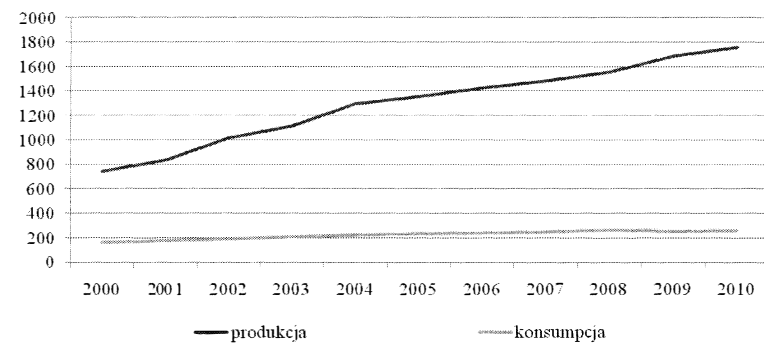
Zasoby kazachskiej ropy, jak również turkmeńskiej, trudno ocenić, ponieważ znaczna ich część jest skoncentrowana w szelfie Morza Kaspijskiego. Według ocen British Petroleum na początku 2010 roku zasoby ropy naftowej w Kazachstanie wynosiły 39,8 mld baryłek (3,2%), w tym około 13 mld ton na szelfie kaspijskim<sup>105</sup>. Pod względem wielkości wydobycia ropy naftowej Kazachstan notowany jest na 26 miejscu w świecie i pierwszym w regionie. Wydobycie ropy, w ostatnich 10 latach podwoiło się, z 744 tys. b/d w 2000 do 1757 tys. b/d w 2010 roku<sup>106</sup>. W porównaniu z wydobyciem ropy, jej konsumpcja jest znacznie mniejsza, co pozwala Kazachstanowi eksportować ten surowiec w znacznych ilościach. W ostatnich 10 latach konsumpcja ropy naftowej wzrosła tam 1,5 raza, z 162 tys. b/d w 2000 roku do 262 tys. b/d w 2010 (wykres 28).

<sup>105</sup> *Kazachstan. Historia – Społeczeństwo – Polityka*, red. T. Bodio, Warszawa 2000, s. 376.

<sup>106</sup> *BP Statistical Review...*



**Wykres 28. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Kazachstanie w latach 2000-2010 (w tys. b/d)**



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

W 2009 roku Kazachstan eksportował 1,3 mln baryłek dziennie, w 2020 planuje się eksport na poziomie 3 mln b/d<sup>107</sup>. Obecnie Kazachstan eksportuje ropę w kilku kierunkach, w większości skierowanych na Zachód, co nie wyklucza zainteresowania Kazachstanu współpracą z Azją. Otóż, w kierunku zachodnim ropa płynie rurociągiem Tengiz – Noworosyjsk do Morza Czarnego przez Rosję (Kaspijskie Konsorcjum Rurociągowo); rurociągiem Baku – Tbilisi – Ceyhan do Morza Śródziemnego przez Azerbejdżan i Turcję<sup>108</sup>; drogą wodną (barki) i koleją ropa płynie do Morza Czarnego przez Batumi (Gruzja)<sup>109</sup> oraz ropociągiem Atyrau – Samara.

Tengiz – Noworosyjsk (Kaspijskie Konsorcjum Rurociągowo) jest rurociągiem o długości 1 510 km i mocy przepustowej 28 mln ton ropy naftowej rocznie<sup>110</sup>, w tym 22 mln ton kaspijskiej ropy. Kaspijska ropa pochodzi głównie ze złóż Karachaganak i Tengiz. Pod koniec 2008 roku zapadła decyzja o rozszerzeniu mocy przepustowej ropociągu do 67 mln ton ropy naftowej rocznie. Zakończenie prac po rozszerzeniu jest zaplanowane na 2014 rok<sup>111</sup>.

<sup>107</sup> IEA *Kazachstan*, [www.iea.doe.gov](http://www.iea.doe.gov) – November 2010.

<sup>108</sup> Do Baku Kazachstan eksportuje ropę tankowcami przez Morze Kaspijskie albo koleją do Batumi.

<sup>109</sup> EIA, *Kazachstan*, [www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Kazachstan/Full.html](http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Kazachstan/Full.html) – October 2006; *Geopolityka rurociągów. Współzależność energetyczna a stosunki międzypaństwowe na obszarze postsowieckim*, red. E. Wyciszkievicz, Polski Instytut Spraw Międzynarodowych, Warszawa 2008, s. 165.

<sup>110</sup> *Caspian pipeline Consortium*, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!ru/tabID!3357/Default.aspx>.

<sup>111</sup> Ibidem.

Kaspijskie Konsorcjum Rurociągowie to największy projekt inwestycyjny na obszarze byłego ZSRR z udziałem zagranicznym. Do Unii Europejskiej ropa z portu w Noworosyjsku jest dostarczana tankowcami do portu Piwdennyj (Ukraina), a stamtąd istniejącymi rurociągami do państw UE<sup>112</sup>.

Rurociąg Atyrau – Samara jest jedną z największych istniejących tras eksportu przez Rosję, i dalej do portów w Odessie, Primorsku, Noworosyjsku, i przez system Przyjaźń na rynki północno-zachodniej, środkowej i wschodniej Europy. W 2009 roku transport ropy rurociągiem Atyrau – Samara wynosił 17,5 mln ton, o 4% więcej niż w 2008 roku (16,8 mln ton). Według wyników z pierwszego kwartału 2010 wielkość transportu ropy rurociągiem Atyrau – Samara wynosiła około 3,4 mln ton.

Perspektywnym kierunkiem transportu ropy do państw UE stał się ropociąg Tengiz – Atyrau – Kropotkin – Noworosyjsk o przepustowości 28 mln ton ropy rocznie, który został uruchomiony w 2001 roku. Koszt projektu wyniósł 2,4 mld dolarów. Przewidywano, że w przyszłości przepustowość ropociągu wzrośnie do 67 mln ton ropy rocznie. Udział Rosji w projekcie wynosi 24% i 19% Kazachstanu. Ponieważ ropa z Noworosyjska tankowcami będzie eksportowana do innych państw, kolejne podnoszenie przepustowości rurociągu jest ograniczone zadeklarowaną przepustowością w związku z obciążeniem cieśnin Bosfor i Dardanele i jest uzależnione od polityki Turcji.

Jeśli chodzi o Kazachstan, to obserwuje się tam szybki wzrost wydobycia ropy. W 2002 roku wzrosło o 16,6% (48,2 mln ton), z czego 85% eksportowano, w 2004 wydobycie ropy znajdowało się na poziomie 60,6 mln ton, w 2005 około 62,6 mln ton, a w 2010 roku wydobycie ropy wzrosło do 81,6 mln ton. Transport kazachskiej ropy to jeden z największych problemów państwa w zakresie polityki energetycznej. Kazachstan nie posiada własnej sieci rurociągów, dlatego musi ściśle współpracować z Rosją. Cała ropa kazachska transportowana jest przez terytorium Rosji do państw Unii Europejskiej. Kazachstan jest zainteresowany dywersyfikacją rurociągów i budową transnarodowych sieci niezależnych od Rosji<sup>113</sup>.

<sup>112</sup> Ostatnio podjęto negocjacje w sprawie przedłużenia tego rurociągu do Płocka i Gdańska; o tym na spotkaniu w lutym 2011 r. rozmawiali prezydenci Ukrainy i Polski. Poza tym rozbudową rurociągu również jest zainteresowany Azerbejdżan. 23 marca w polskim Senacie odbyła się dyskusja z udziałem misji dyplomatycznych Ukrainy i Azerbejdżanu na temat rozbudowy rurociągu. Rozmowy toczyły się na temat możliwości realizacji projektu do końca 2015 roku. Rozpoczęto przygotowanie raportu na temat wpływu projektu na środowisko. W Senacie zaznaczono, że znaczącym wydarzeniem dla projektu Odessa – Brody jest to, że od lutego 2011 r. rurociąg funkcjonuje w systemie awersu, С. Шиптєнко, *Сможет ли Европа решить свои энергетические проблемы без Белоруссии*, <http://www.regnum.ru/news/1388054.html> – 27.03.2011.

<sup>113</sup> Д. Прейгер, op. cit.

Polityka naftowa Kazachstanu jest niezwykle złożona i trudno określić, czy władzom zależy na realnej dywersyfikacji tras eksportowych, czy traktują tę sprawę jako narzędzie nacisku na Rosję. Tymczasem Rosja pracuje nad modernizacją innych połączeń z Kazachstanem, żeby polepszyć swój potencjał tranzytowy i jednocześnie utrudnić Astanie realizację projektów związanych z dywersyfikacją tras dostaw surowców energetycznych. Intensywne działanie strony rosyjskiej prawdopodobnie spowoduje modyfikację stanowiska Kazachstanu w sprawie dywersyfikacji. W czerwcu 2007 roku sytuacja przedstawiała się następująco: Kazachstan dostał od Rosji obietnicę zwiększenia przepustowości trasy Tengiz – Noworosyjsk (największego rurociągu eksportowego kraju) oraz innych połączeń z systemem rosyjskim, otrzymał też ofertę udziału w przesyłce ropy ropociągiem Burgas – Aleksandropolis, co prawdopodobnie wpłynie na usztywnienie stanowiska wobec projektów transkaspjskich<sup>114</sup>.

Reakcja Rosji na politykę dywersyfikacji dostaw surowców z Kazachstanu jest zróżnicowana. Na przykład kwestia budowy rurociągu transkaspjskiego Aktau – Baku spotyka się z bardzo krytycznymi ocenami. Opór przeciwko jakimkolwiek trwałym projektom transkaspjskim omijającym Rosję wynika z chęci utrzymania Azji Środkowej w izolacji od rynków zewnętrznych i zachowania dla siebie roli najważniejszego pośrednika.

Kazachstan może transportować swoją ropę do państw UE przez Baku i Machaczkałę dostarczając ją tam tankowcami, a następnie transportując przez rosyjskie rurociągi do Noworosyjska. Ta trasa stała się interesująca po zakończeniu budowy rurociągu dookoła Czeczenii. Odnowiony ropociąg pozwala na transport 3 mln ton ropy rocznie<sup>115</sup>.

Bardzo efektywną trasą dla eksportu kazachskiej ropy mógł stać się rurociąg Kazachstan – Turkmenistan – Iran. W latach 1997-1998 ropa z Kazachstanu zapewniała pracę rafineriom irańskim, położonym na północy państwa.

Perspektywiczną trasą kazachskiej ropy jest trasa ukraińska, którą można transportować nie tylko przez port w Noworosyjsku oraz cieśniny Bosfor i Dardanele, ale również przez ukraiński port Piwdennyj i dalej ropociągiem Odessa – Brody o długości 667 km. Pierwsza nitka tego ropociągu przewiduje przesył 9 mln ton ropy rocznie. Jego przepustowość będzie zwiększona, kiedy projekt zostanie zrealizowany do końca (dobudowana zostanie wschodnia nitka Brody – Płock – Gdańsk), wówczas przepustowość wzrośnie do 40

<sup>114</sup> *Geopolityka rurociągów. Współzależność energetyczna a stosunki międzypaństwowe na obszarze postsowieckim*, red. E. Wyciszkievicz, Polski Instytut Spraw Międzynarodowych, Warszawa 2008, s. 164-165.

<sup>115</sup> А. Гушер, *Нефть и газ Казахстана*, „Азия и Африка сегодня”, 2003, № 2, с. 23-32.

mln ton ropy rocznie. Na razie budowa wschodniej nitki jest wstrzymana w związku z brakiem wystarczających źródeł finansowania<sup>116</sup>.

Dzisiaj Kazachstan zmuszony jest wstrzymać wydobycie ropy naftowej z własnych złóż, ponieważ nie posiada możliwości jej transportu do konsumentów. Kazachstan praktycznie w 100% zależy od Rosji, jeśli chodzi o eksport własnych surowców energetycznych, 80% ropy jest transportowana przez terytorium Rosji ropociągami Tengiz – Noworosyjsk, Atyrau – Samara. Pomiędzy oboma państwami istnieją porozumienia dotyczące zwiększenia transportu ropy, ale Rosja hamuje ich realizację. Poza tym Kazachstan transportując surowce przez terytorium Rosji jest zmuszony działać zgodnie z rosyjską polityką energetyczną. Otóż najważniejsze szlaki dostarczenia surowców energetycznych z regionu kaspijskiego i Azji Środkowej poza terytorium Rosji biegną przez terytorium Azerbejdżanu. W związku ze zwiększeniem wydobycia gazu i ropy w regionie przewidywane jest rozszerzenie możliwości tych tras. Sytuacja w regionie nie była korzystna dla Rosji, która mogła stracić kontrolę nad tranzytem kaspijskich i śródkowoazjatyckich surowców energetycznych, a Azerbejdżan wspólnie z Gruzją byłyby wówczas głównymi państwami tranzytowymi<sup>117</sup>.

Jak już wspomniano, największym problemem Kazachstanu w zakresie polityki energetycznej jest sprawa transportu kazachskiej ropy i dostaw tego surowca na rynki światowe. Posiadając szereg wspólnych cech z państwami Zatoki Perskiej, w Kazachstanie nie ma swobodnego dostępu do światowego systemu transportu, ponieważ nie ma dostępu do morza. Federacja Rosyjska jest w pewnym sensie dla Kazachstanu „oknem na zachód”, które umożliwia republice eksport surowców na rynki światowe. Wokół tego zagadnienia rozwinęła się gra interesów geopolitycznych mocarstw regionalnych i światowych. Kazachstan bez własnej sieci rurociągów zmuszony jest współpracować z Rosją, ale jednocześnie jest zainteresowany dywersyfikacją rurociągów i budową transnarodowych sieci niezależnych od Rosji<sup>118</sup>. Na kazachskim rynku naftowym obecne są międzynarodowe kompanie energetyczne Chevron, ExxonMobil, rosyjski LukArco, które pracują nad zagospodarowaniem złóż.

W Kazachstanie funkcjonują cztery rafinerie o ogólnej mocy przetwórczej 17 700 tys. ton rocznie. Największą jest rafineria w Pawłodarze – 8 100 tys. ton rocznie, w Atyrau – 5 300 tys. ton, w Szymkent – 3 900 tys. ton i niewielkie moce posiada rafineria w Karachaganak – 0,4 tys. ton rocznie.

<sup>116</sup> Д. Прейгер, op. cit.

<sup>117</sup> *Битва за нефтью...*

<sup>118</sup> Д. Прейгер, op. cit.

W planach jest rozszerzenie mocy rafinerii w Szymkent oraz budowa nowej w Żanażol, o mocy przetwórczej 2 500 tys. ton rocznie<sup>119</sup>.

Na początku lat 90. XX wieku Kazachstan podjął działania w kierunku liberalizacji systemu prawnego, co było korzystne dla inwestorów zagranicznych w sektorze naftowo-gazowym. Wyważona polityka rządu prezydenta Kazachstanu Nursułtana Nazarbajewa, który rozwija współpracę nie tylko z Rosją i państwami WNP, ale także ze Stanami Zjednoczonymi Ameryki, państwami europejskimi oraz z Chinami, przyniosła krajowi stabilizację i postęp gospodarczy. Największymi inwestorami na terenie Kazachstanu pozostają Chevron, główny udziałowiec w projekcie CPC oraz obsługujący pokłady Tengiz i Karachaganak. W tabeli 21 przedstawiono projekty realizowane w państwach Azji Środkowej i południowego Kaukazu – Azerbejdżanie, Turkmenistanie, Uzbekistanie, Kazachstanie.

**Tabela 21. Projekty realizowane w państwach Azji Środkowej  
– Turkmenistanie, Uzbekistanie, Kazachstanie**

Państwo	Projekt	Rezerwy	Produkcja, rok	Perspektywy, rok
Kazachstan	Tengiz (Chevron)	20 mld baryłek (3,1 mld ton ropy)	2009: 2 mln ton ropy dziennie	2009: 25 mln ton ropy rocznie
	Karachaganak (BG, Agip)	1,2 mld ton ropy i kondensatu gazowego; 1,35 trln m <sup>3</sup> gazu ziemnego	2009: 139,4 mln baryłek ropy; 6,589 m <sup>3</sup> gazu ziemnego	2012: dwukrotny wzrost wydobycia gazu ziemnego
	Kashagan (ENI-Agip, BG)	38 mld baryłek ropy naftowej; 1 trln m <sup>3</sup> gazu ziemnego	Eksploatacja złoża rozpocznie się nie wcześniej niż w 2012	2019: 75 mln ton ropy naftowej rocznie
Turkmenistan	Cheleken (Dragon Oil)	80 mln ton ropy; 88 mld m <sup>3</sup> gazu	2010: 47,2 tys. b/d	Brak danych
	Nebit Dag (ENI)	100 mln ton ropy; 100 mln m <sup>3</sup> gazu ziemnego	2009: 12 000 b/d	2010-2012: 180 000 b/d

<sup>119</sup> *The Caspian Region and Central Asia*, December 2010, p. 17, [http://ec.europa.eu/energy/observatory/doc/country/2010\\_03\\_caspian.pdf](http://ec.europa.eu/energy/observatory/doc/country/2010_03_caspian.pdf).

Uzbekistan	Central Ustyurt i Southwest Gissar (Trinity Energy)	W budowie		do 2015: 20 000 b/d
------------	---	-----------	--	------------------------

Źródło: opracowanie własne na podstawie: T. T. Kaczmarek, R. Jarosz, *Czy ropa rządzi światem?*, s. 104-107; *EIA World Oil Transit Chokepoints*, [http://www.eia.doe.gov/cabs/World\\_Oil\\_Transit\\_Chokepoints/Bosporus\\_TurkishStraits.html](http://www.eia.doe.gov/cabs/World_Oil_Transit_Chokepoints/Bosporus_TurkishStraits.html); *Добыча нефти на месторождении Тенгиз будет доведена до 25 млн тонн в год (Казахстан)*, <http://www.regnum.ru/news/1010943.html#ixzz1JPvMSGYL> – 5.06.2008; *Oficjalna strona projektu Karachaganak*, <http://www.kpo.kz/production-metrics.html?&L=1> – 2011 r.; *Рост добычи газа на месторождении Карачаганак (Казахстан)*, <http://www.mineral.ru/News/31800.html>; *Проект освоения нефтяного месторождения Кашаган на шельфе Каспия (Казахстан) стал почти вдвое дороже*, <http://www.mineral.ru/News/26603.html> – 8.03.2007; *Добыча нефти на казахстанском месторождении Кашаган начнется не раньше октября 2013 г.*, <http://www.mineral.ru/News/32675.html>, – 5.07.2008; *DragonOil в 2010 г. увеличила запасы нефти на 4%*, <http://oilnews.com.ua/news/article8208.html> – 21.01.2011; *ENI готова транспортировать туркменский газ через Каспий для конкурирующих проектов*, <http://inforotor.ru/visit/5419022?url=http://www.angi.ru/news.shtml?oid=2762677> – 21.07.2010; *Turkmenistan*, [http://www.eni.com/en\\_IT/eni-world/turkmenistan/eni-business/eni-business.shtml](http://www.eni.com/en_IT/eni-world/turkmenistan/eni-business/eni-business.shtml) – 5.01.11; *APS Review Oil Market Trends*, *Entrepreneur*, <http://www.entrepreneur.com/tradejournals/article/185436452.html>.

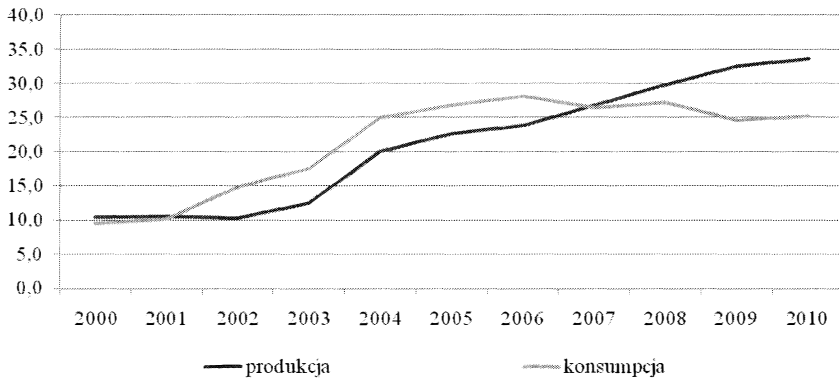
Udokumentowane zasoby gazu Kazachstanu są trzynastymi co do wielkości w świecie. Produkcja gazu ziemnego w Kazachstanie w ciągu ostatnich 10 lat potroiła się, z 10,4 mld m<sup>3</sup> w 2000 do 33,6 mld m<sup>3</sup> w 2010 roku, do czego przyczynił się m.in. udział kompanii zagranicznych w pracach poszukiwawczych i zagospodarowania nowych złóż odkrytych na szelfie Morza Kaspijskiego. Wraz ze wzrostem produkcji wzrosła też konsumpcja gazu ziemnego około 2,5 raza. W 2000 roku konsumpcja wynosiła tam 9,5 mld m<sup>3</sup> gazu, a pod koniec 2010 – 25,3 mld m<sup>3</sup> (wykres 29).

Głównym odbiorcą kazachskiego gazu jest Rosja, która w 2010 roku importowała 11,95 mld m<sup>3</sup> gazu<sup>120</sup>. Natomiast niewielkie ilości tego surowca Kazachstan importował – 3,64 mld m<sup>3</sup>, z czego z Rosji (0,74 mld m<sup>3</sup>)

<sup>120</sup> *British Petroleum Annual Report, June 2011.*



**Wykres 29. Produkcja i konsumpcja gazu ziemnego w Kazachstanie w latach 2000-2010 (w mld m<sup>3</sup>)**



Źródło: opracowanie własne na podstawie *British Petroleum Annual Report, June 2011*.

oraz z Uzbekistanu – 2,90 mld m<sup>3</sup>. Gaz importuje się jak i eksportuje istniejącymi rurociągami.

Uzbekistan to kraj potencjalnie bogaty w zasoby ropy i gazu. Jednak przeprowadzenie prac poszukiwawczych i w perspektywie zagospodarowania oraz eksploatacji złóż potrzebują zewnętrznego kapitału do rozwijania własnej gospodarki. Kraj jest zainteresowany inwestycjami zagranicznymi, ponieważ jak i reszta państw regionu nie chce w tej kwestii uzależnić się od Rosji. Kraj aktywnie współpracuje z Chinami, Japonią, Niemcami, Koreą Południową.

Turkmenistan jest drugim pod względem powierzchni i zarazem najmniej zaludnionym państwem Azji Środkowej. Turkmenistan leży na skrzyżowaniu głównych szlaków transportowych regionu. Wspólna granica z Iranem oraz rozległa granica z Afganistanem sprawiają, że kraj ten znajduje się w centrum szczególnego zainteresowania państw trzecich<sup>121</sup>. Zainteresowanie eksploatacją węglowodorów o światowym znaczeniu przejawiają państwa odczuwające deficyt źródeł energii – Turcja, Indie, Pakistan, Chiny, państwa Unii Europejskiej, Stany Zjednoczone, Japonia, Korea Południowa. Państwa Zachodu upatrują we współpracy z Turkmenistanem szansę na uzyskanie alternatywnego wobec Bliskiego Wschodu źródła surowców<sup>122</sup>. Największe złoża ropy naftowej to: Nebit-Dag, Kopedże, Barsa, Gelves.

<sup>121</sup> B. Parakhonsky, *Central Asia: Geostrategic Survey, Database*, <http://www.ca-c.org>; *Turkmenistan. Historia – Społeczeństwo – Polityka*, red. T. Bodio, Warszawa 2005, s. 534.

<sup>122</sup> *Turkmenistan. Historia...*, s. 534.

W 2010 roku podano, iż udokumentowane zasoby gazu ziemnego w Turkmenistanie wynoszą 8,10 trln m<sup>3</sup>, a jeszcze w 2009 odnotowano wielkość tych zasobów na poziomie 2,59 trln m<sup>3</sup>. Tak znaczący przyrost zasobów gazu ziemnego może wynikać z:

- otwarcia Turkmenistanu na świat, ale z ograniczonym dostępem dla firm zagranicznych do strategicznych złóż;
- samodzielnym zagospodarowaniem jednego z największych złóż gazu na świecie – Południowego Jolotanu (Turkmenistan)<sup>123</sup>.

Infrastruktura transportowa odgrywa niezwykle ważną rolę w rozwoju gospodarczym Turkmenistanu. Zależność gospodarki tego państwa od sektora paliwowo-energetycznego sprawia, że poszukiwanie szlaków tranzytu gazu ziemnego i ropy naftowej stało się jednym z priorytetów polityki zagranicznej<sup>124</sup>.

System gazociągów zbudowany za czasów istnienia ZSRR nadal odgrywa podstawową rolę w eksporcie gazu na rynki zewnętrzne. Większość istniejących odcinków wymaga prac remontowych, na które brakuje jednak środków finansowych.

Obecnie turkmeński gaz jest transportowany trzema gazociągami:

- Azja Środkowa – Centrum,
- Atrek (Turkmenistan) – Ljutfabad (Iran),
- Koperdze (Turkmenistan) – Kurt-Kui (Iran).

Obecnie turkmeński gaz transportuje się do UE za pomocą gazociągu Azja Środkowa – Centrum. Gazociąg Azja Środkowa – Centrum (Dauletabad – Samara) przebiega przez terytoria Turkmenistanu, Kazachstanu, do Rosji, a stamtąd przez Ukrainę do Unii Europejskiej. Trudności związane z realizacją budowy alternatywnych tras eksportowych skłoniły Turkmenistan do zawarcia długoterminowego porozumienia z Rosją w sprawie dostaw gazu (umowa z 10 kwietnia 2003). Zawarty kontrakt przewiduje współpracę w dziedzinie gazowej obejmującą okres 25 lat i zapewnia Rosji dostęp do taniego gazu oraz kontrolę wydobywania i transportu. Umacnia to pozycję Rosji zarówno w Azji Środkowej, jak i w uzależnionych od surowców rosyjskich państwach Europy Środkowej i Wschodniej<sup>125</sup>. Z pięciu istniejących nitek gazociągu Azja Środkowa – Centrum obecnie funk-

<sup>123</sup> *Turkmenistan sam zagospodaruje swoje największe złożo gazu – Jolotan*, „Tydzień na Wschodzie”, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/tydzien-na-wschodzie/2010-01-06/turkmenistan-sam-zagospodaruje-swoje-najwieksze-zloze-gaz> – 6.01.2010.

<sup>124</sup> С. Каменев, *Внеиния политика Туркменистана*, „Центральная Азия и Кавказ”, 2002, № 4, с. 1-2; *Turkmenistan. Historia...*, s. 534.

<sup>125</sup> M. Bocian, *Rosyjsko-turkmeńskie porozumienie gazowe*, Prace OSW/CES Studies, Warszawa, kwiecień 2003 r.; *Turkmenistan. Historia...*, s. 550.

cjonuje tylko jedna. W ostatnich latach odnotowano zmniejszenie mocy przesyłowych rurociągu ze 110 mld m<sup>3</sup> do 50 mld m<sup>3</sup>. 18 sierpnia 2003 przedstawiciele Gazpromu, Turkmenieftgazu” i Turkmengazu podpisali porozumienie zakładające rozbudowę sieci gazociągowej Azja Środkowa – Centrum w celu zwiększenia przepustowości do 100 mld m<sup>3</sup>. Azja Środkowa – Centrum jest największym systemem transportu gazu ziemnego i jedyną oraz najkrótszą drogą transportu turkmeńskich i uzbeckich surowców przez terytorium Kazachstanu do Rosji i dalej do Unii Europejskiej.

Drugi funkcjonujący gazociąg na trasie Atrek – Ljutfabad, oddany do użytku pod koniec 2000 roku ma przepustowość 175 tys. m<sup>3</sup> na dobę.

Turkmenistan jest pierwszym w Azji Środkowej i szóstym na świecie eksporterem gazu. Główne miejsca wydobywania gazu ziemnego znajdują się w zachodniej części kraju (Dauletabad, Szaltyk, Naip, Czak). Turkmenistan należy do największych eksporterów gazu ziemnego z regionu Morza Kaspijskiego. Jednak tranzyt turkmeńskiego gazu przez rosyjskie linie przesyłowe rodzi poważne problemy w obszarze bezpieczeństwa tego kraju<sup>126</sup>.

Perspektywiczny jest kierunek południowy, ale jednocześnie jest kierunkiem transportu kazachskiej ropy naftowej do państw Unii Europejskiej, skomplikowanym i najbardziej spornym. Przyczyną jest tu Morze Kaspijskie, nad którym leżą terytoria pięciu przyległych państw – Azerbejdżanu, Iranu, Kazachstanu, Turkmenistanu i Rosji. Morze Kaspijskie przyciąga uwagę mocarstw światowych i wielkich kompanii energetycznych dzięki bogatym zasobom ropy naftowej i gazu ziemnego.

Z państw środkowoazjatyckich bezpośrednio do Morza Kaspijskiego przylegają Kazachstan i Turkmenistan. Prawne aspekty przynależności Morza Kaspijskiego do poszczególnych państw stały się jedną ze spornych kwestii pomiędzy krajami nadkaspijskimi – Iranem, Kazachstanem, Azerbejdżanem, Rosją, Turkmenistanem. Podstawowa rozbieżność dotyczy podziału akwenu: czy na zasadzie linii środkowej, czy poprzez wyodrębnienie dla każdego państwa 12-milowej strefy z prawem korzystania z pozostałej części morza.

Obecnie Kazachstan, Turkmenistan, Rosja i Azerbejdżan przychylają się do tego, żeby podzielić Morze Kaspijskie na sektory, ale sprzeciwił się temu Iran, ponieważ przy takim układzie jego część będzie najmniejsza. Dlatego Iran nadal występuje z propozycją, żeby jurysdykcja każdego państwa obejmowała określoną przybrzeżną część morza, a środkowa część była we wspólnym władaniu. Według podziału Morza Kaspijskiego z okresu ZSRR, kazachski sektor jest największy i wynosi – 113 tys. km<sup>2</sup>, turk-

<sup>126</sup> *Turkmenistan. Historia...*, s. 40-54.

meński – 79 tys. km<sup>2</sup>, nieco mniejszy o 1 tys. km<sup>2</sup> jest sektor azerbejdżański – 78 tys. km<sup>2</sup>, i najmniejszy jest sektor rosyjski – 64 tys. km<sup>2</sup>. W przypadku wypracowania konsensusu w tej sprawie, konieczne będzie przeprowadzenie delimitacji i demarkacji granic Morza Kaspijskiego.

Przeanalizujmy zasoby surowców energetycznych każdego z państw Azji Środkowej i możliwości dostępu do tych złóż przez państwa Unii Europejskiej.

Energy Information Administration Departamentu Energetyki USA ocenia potwierdzone zasoby ropy naftowej w Morzu Kaspijskim na 10 mld baryłek, szacuje się, że jeszcze 233 mld baryłek może być potencjalnie odkrytych i potwierdzonych geologicznie<sup>127</sup>.

Jeżeli chodzi o wydobycie ropy naftowej, to wskaźniki w ostatnich latach pokazują tendencję rosnącą – do 198 tys. b/d pod koniec 2007 roku. Ropa naftowa jest wykorzystywana przede wszystkim w przemyśle krajowym, ponieważ Turkmenistan posiada ograniczone możliwości eksportu ropy poza granice kraju. Niewielką jej ilość eksportuje się tankowcami z Turkmenistanu przez Morze Kaspijskie do Azerbejdżanu i rosyjskiego portu Machaczkała. Dostęp do rosyjskich ropociągów, które ułatwiłyby eksport jest ograniczony ze względu na niską jakość turkmeńskiej ropy<sup>128</sup>.

Wpływy Unii Europejskiej bezpośrednio w regionie Azji Środkowej i Morza Kaspijskiego są bardzo słabe. Unia Europejska powinna wypracować jednolitą pozycję i długoterminową strategię współpracy z państwami tego regionu. Ostatnie wydarzenia czynią region Bliskiego Wschodu politycznie niestabilnym, co dla UE powinno być bodźcem do szukania alternatywnych szlaków dostaw surowców energetycznych, a jednym z takich kierunków jest region Azji Środkowej i Morza Kaspijskiego. W regionie Morza Kaspijskiego Unia Europejska popiera projekt Nabucco, z którym konkuruje South Stream oraz ropociągi: transkaspiski (w projekcie), Baku – Tbilisi – Ceyhan i Baku – Supsa oraz gazociągi: White Stream (projekt) i Baku – Tbilisi – Erzurum (południowokaukaski), który w przyszłości może być połączony z Przykaspijskim gazociągiem (projekt)<sup>129</sup>.

Projekty Nabucco i South Stream są bardzo kontrowersyjne. Przede wszystkim są dla siebie konkurencyjne i trasa ich przebiega przez te same państwa, Nabucco jest projektem proeuropejskim, South Stream – prorosyjskim. Obecnie budowa Nabucco utknęła w martwym punkcie, a South Stream powoli krok po kroku buduje swoją nitkę przesyłową. Rurociąg

<sup>127</sup> Э. Сафарян, *Гордиев узел энергоресурсов Каспия*, „Азия и Африка сегодня”, 2004, № 9, с. 11-12.

<sup>128</sup> EIA *Turkmenistan*, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=TX> – January 2012.

<sup>129</sup> Gazociąg White Stream to inicjatywa GAUM, jest konkurentem Nabucco. Budowa Przykaspijskiego gazociągu miała ruszyć jeszcze w 2009 r.

South Stream posiada istotne cechy pozytywne w stosunku do Nabucco. Najważniejsza jest stabilność dostaw gazu ze strony Rosji, czego nie można powiedzieć o Nabucco<sup>130</sup>. Do wpompowania swojego gazu do Nabucco zgłosiły się Irak, Syria i Egipt oraz Turkmenistan, ale żadne z tych państw do tej pory nie złożyło deklaracji nt. dostaw<sup>131</sup>. Kontrakty z wymienionymi państwami z różnych przyczyn stoją pod znakiem zapytania.

Irak, jak wiadomo, jest państwem niestabilnym, na jego terytorium nadal toczą się walki, a do tego gazociąg będzie przebiegał przez tereny etniczne Kurdów, w związku z tym koszty zabezpieczenia tego kontraktu mogą uczynić sprawę całkowicie nieopłacalną<sup>132</sup>.

Turkmenistan, Azerbejdżan i Kazachstan są państwami bardziej stabilnymi, ale zależą od wpływów rosyjskich i mogą w każdym momencie zmienić opcję<sup>133</sup>.

Poważnym dostawcą mógłby zostać Iran, jednak cień na państwo kładzie jego program nuklearny. Stany Zjednoczone zasadniczo popierają Nabucco, ale jednocześnie krytycznym okiem spoglądają na udział w nim Iranu, gdyż to w pewnym stopniu likwidowałoby międzynarodową izolację tego państwa. USA traktują Nabucco przede wszystkim jako element konfrontacji z Rosją w rejonie kaspijskim<sup>134</sup>.

Egipt odnosi się do projektu Nabucco przychylnie i ogłosił zamiar przedłużenia istniejącego gazociągu do Turcji, czyli punktu startowego Nabucco. Sceptycy wskazują na rosnące zapotrzebowanie na gaz tureckiego rynku wewnętrznego, a także Syrii i Jordanii oraz na konkurencję dla rurociągów ze strony LNG (gazu w formie skroplonej)<sup>135</sup>.

Władze Turcji nie wykluczają udziału Rosji w Nabucco. Z punktu widzenia UE taki wariant jest jednak niecelowy, gdyż Nabucco w założeniu ma zdywersyfikować źródła dostaw surowców energetycznych do Europy. Nabucco stanowi przedmiot strategicznej gry interesów o kształt przyszłej

<sup>130</sup> European Investment Bank zapowiedział, że udzieli kredytu tylko wówczas, gdy zapewnione zostaną źródła dostaw gazu dla tej inwestycji. Jak się jednak okazuje, te ostatnie nie mogą być zapewnione bez niezbędnego kredytu; T. Niedziółka, *Bezpieczeństwo energetyczne UE. Analiza nowych szlaków i źródeł dostaw gazu do Europy*, [http://www.stosunkimiedzynarodowe.info/artukul,378,Bezpieczenstwo\\_energetyczne\\_UE\\_Analiza\\_nowych\\_szlakow\\_i\\_zrodel\\_dostaw\\_gazu\\_do\\_Europy](http://www.stosunkimiedzynarodowe.info/artukul,378,Bezpieczenstwo_energetyczne_UE_Analiza_nowych_szlakow_i_zrodel_dostaw_gazu_do_Europy), – 7.04.2009.

<sup>131</sup> Ibidem.

<sup>132</sup> *Azrael: Polityczny gazociąg Nabucco*, <http://alfaomega.webnode.com/products/azrael:%20polityczny%20gazociag%20nabucco/> – lipiec 2009.

<sup>133</sup> Ibidem.

<sup>134</sup> *Jest umowa w sprawie Nabucco. Co dalej z dostawami gazu?*, [http://www.mojeopinie.pl/jest\\_umowa\\_w\\_sprawie\\_nabucco\\_co\\_dalej\\_z\\_dostawami\\_gazu,3,1247418351](http://www.mojeopinie.pl/jest_umowa_w_sprawie_nabucco_co_dalej_z_dostawami_gazu,3,1247418351) – 13.07.2009.

<sup>135</sup> Ibidem.

sytuacji energetycznej w regionie euroazjatyckim i jak będzie rozgrywała się ta karta na razie nie wiadomo<sup>136</sup>.

Rosjanie już rozpoczęli budowę South Stream i chcą do tego kontraktu wciągnąć państwa Unii Europejskiej – Bułgarię i Węgry, jako magazyny gromadzenia gazu i terminale przesyłowe. Gazociąg South Stream ma więcej szans na powstanie od Nabucco, ponieważ będzie prowadzony dużo bezpieczniejszą drogą – pod dnem Morza Czarnego, a więc nie będzie narażony na tyle niebezpieczeństw, co Nabucco<sup>137</sup>. Być może zapotrzebowanie rynku europejskiego na surowce energetyczne będzie wzrastać do tego stopnia, że gaz z obu rur znajdzie nabywców. Ale nie zmienia to faktu, że płaszczyzna rywalizacji istnieje. Oba projekty bowiem rywalizują o turkmeńskie i kazachskie złoża gazu. Dlatego można się spodziewać dalszej walki o dostęp do złóż w tamtym rejonie<sup>138</sup>.

Podsumowując, region WNP ma bardzo ważne znaczenie dla UE pod względem dostaw surowców energetycznych. Unia Europejska stara się wybudować partnerskie stosunki ze wszystkimi państwami regionu. Jednocześnie region WNP jest bardzo zróżnicowany – państwa Azji Środkowej są prawie w 100% zależne od rosyjskiego systemu przesyłu surowców, co uzależnia je także od polityki Rosji, ale zarazem zmusza do szukania alternatywnych tras wyjścia na rynki światowe. Państwa kaukaskie coraz bardziej uniezależniają się od wpływów rosyjskich właśnie dzięki posiadaniu surowców energetycznych, co powoduje, że Rosja musi traktować je jak równoprawnych partnerów. Najbardziej skomplikowane stosunki są pomiędzy Rosją a państwami tranzytowymi – Białorusią, Ukrainą i Gruzją. Państwa te pragną wyjść spod strefy wpływów rosyjskich, co nie odpowiada interesom Kremla, który stosując różne formy nacisku stara się przywrócić w tych państwach własne wpływy. Unii Europejskiej trudno jest zwiększyć własne wpływy w regionie WNP, ponieważ sytuację tam kontroluje w większym lub mniejszym stopniu Rosja. Obecnie UE i Rosja rywalizują o wpływy na Ukrainie, która okazała się w skomplikowanej sytuacji politycznej i od wyboru w stronę UE lub Rosji może zależeć przyszłość tego kraju.

<sup>136</sup> A. Kotfis, *Projekt Nabucco. Szanse i zagrożenia*, [http://www.mojeopinie.pl/projekt\\_nabucco\\_szanse\\_i\\_zagrozenia,3,1232876629](http://www.mojeopinie.pl/projekt_nabucco_szanse_i_zagrozenia,3,1232876629) – 25.01.2009.

<sup>137</sup> Ibidem.

<sup>138</sup> A. Kotfis, *Znaki zapytania wokół South Stream*, [http://www.mojeopinie.pl/znaki\\_zapytania\\_wokol\\_south\\_stream,3,1250000816](http://www.mojeopinie.pl/znaki_zapytania_wokol_south_stream,3,1250000816) – 11.08.2009.



## 2. Afryka

Pod względem ilości surowców energetycznych Afryka posiada 9,5% światowych zasobów ropy naftowej i 7,9% gazu ziemnego. Politykę państw afrykańskich, ze względu na stosunek do zagadnień poszukiwania, wydobycia i transportu surowców energetycznych, można podzielić na dwie grupy:

- do pierwszej grupy zaliczamy państwa uzależnione od współpracy z międzynarodowymi kompaniami naftowymi, np. Egipt i w pewnym stopniu Algierię. Taka współpraca gwarantuje im dostęp do najnowszych światowych technologii naftowo-gazowych,
- do drugiej grupy państw należą te, dla których dostęp do nowoczesnych technologii jest ograniczony z powodu np. sankcji gospodarczych lub konfliktów zbrojnych w tych krajach<sup>139</sup>, np. Libia, Angola, Nigeria.

Cechą charakterystyczną sektora energetycznego państw Afryki jest to, że mimo znacznego wydobycia i eksportu ropy i gazu, co jakiś czas wybuchają tam konflikty i zbrojne powstania spowodowane przede wszystkim walką o surowce energetyczne<sup>140</sup>.

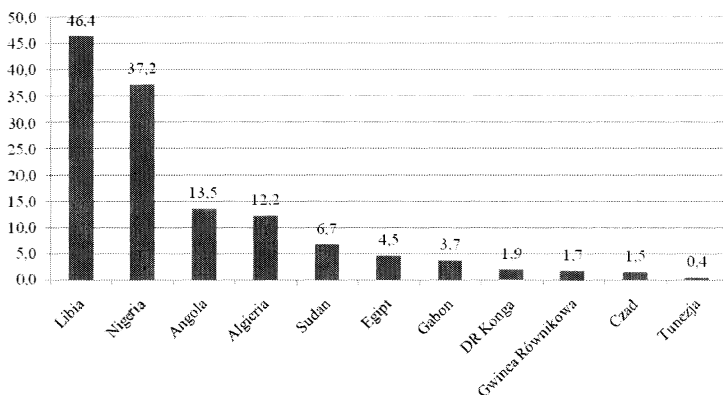
Ogólne zasoby ropy naftowej na kontynencie afrykańskim wynoszą – 132,1 mld baryłek. W znacznych ilościach surowiec posiadają: Libia (46,4 mld baryłek), Nigeria (37,2 mld). Nieco mniejsze zasoby ma Angola (13,5 mld), Algieria (12,2 mld)<sup>141</sup>; nieznaczne ilości ropy posiadają Sudan (6,7 mld), Egipt (4,3 mld), Gabon (3,2 mld), DR Kongo (1,9 mld), Gwinea Równikowa (1,7 mld), Czad (0,9 mld), Tunezja (0,6 mld). W pozostałych państwach afrykańskich znajdują się nieliczne zasoby ropy naftowej, które ogółem wynoszą 2,3 mld baryłek ropy (wykres 30).

<sup>139</sup> *World energy Outlook 2005*, p. 138.

<sup>140</sup> A. Goldman, *Who benefits from Africa's oil?*, <http://news.bbc.co.uk/2/hi/africa/3542901.stm>.

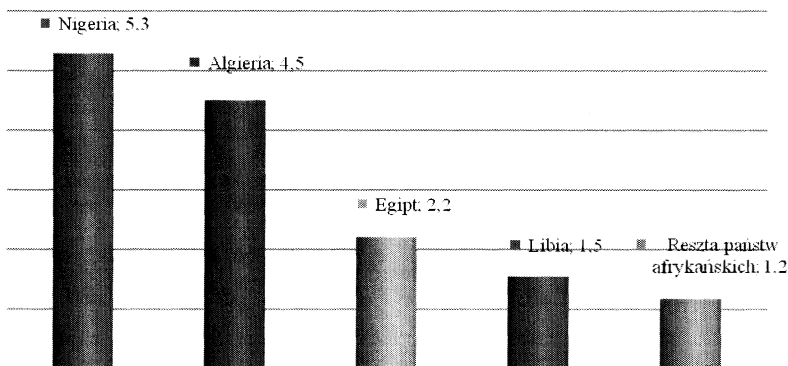
<sup>141</sup> *BP Statistical Review of World Energy June 2007, 2008, 2009*, [www.bp.com/statisticalreview](http://www.bp.com/statisticalreview).

**Wykres 30. Udokumentowane zasoby ropy naftowej w regionie Afryki pod koniec 2010 roku (w mld baryłek)**



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

**Wykres 31. Udokumentowane rezerwy gazu ziemnego w 2010 roku (w trln m<sup>3</sup>)**



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

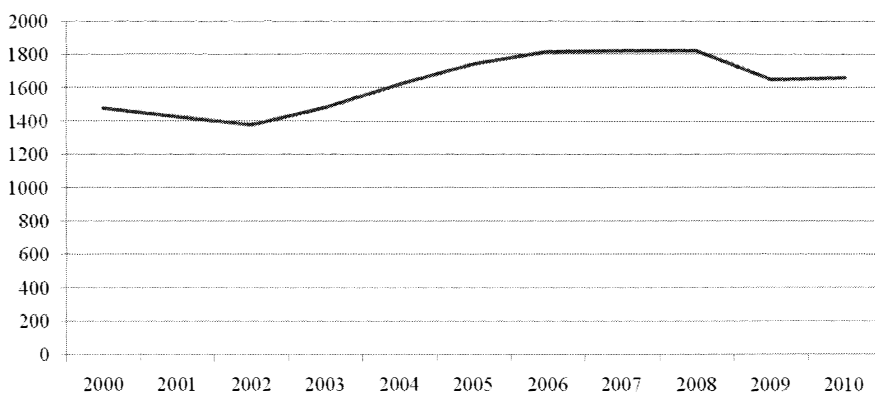
W porównaniu z innymi regionami świata, afrykański region jest ubogi w zasoby gazu ziemnego. Ogólny potencjał surowcowy wynosi 14,7 mld m<sup>3</sup>. Największymi złożami dysponują Nigeria – 5,3 mld m<sup>3</sup>, Algieria – 4,5 mld m<sup>3</sup>, Egipt – 2,2 mld m<sup>3</sup>, Libia – 1,5 mld m<sup>3</sup>, reszta państw afrykańskich posiada ogółem 1,2 mld m<sup>3</sup> (wykres 31).

Rozwój gospodarczy Libii w znacznym stopniu zależy od przemysłu naftowo-gazowego. Według danych Banku Światowego eksport węglowo-

dorów wynosi ponad 95% ogólnego eksportu. Dochody ze sprzedaży pokrywają ponad połowę PKB państwa. Od czasu, gdy w latach 2003-2004 USA i ONZ zniosły sankcje, międzynarodowe kompanie naftowe podjęły starania związane z pracami geologiczno-poszukiwawczymi ropy i gazu w tym kraju. Libia jest członkiem OPEC i posiada największe udokumentowane zasoby ropy w Afryce (wykres 30). Według danych BP, ogólne udokumentowane zasoby ropy w Libii w 2010 roku wynosiły 46,4 mld baryłek, z czego ponad 80% znajduje się w basenie Sirte, gdzie wydobywa się 90% surowej ropy naftowej państwa. Libia wciąż pozostaje niezbadanym państwem, jedynie 25% terytorium eksploatują kompanie naftowe.

Według prognoz International Crude Oil Market Handbook, Libijska Państwowa Kompania Naftowa (Libya's National Oil Company – NOC) zamierzała zwiększyć wydobycie ropy z 1,80 mln b/d (2006) do 2 mln w 2008 roku, ale nie udało się tego osiągnąć w związku ze światowym kryzysem gospodarczym. Do 2013 roku kraj zamierzał zwiększyć produkcję ropy do 3 mln b/d, na razie nie wiadomo czy ten cel uda się osiągnąć, biorąc pod uwagę skomplikowaną sytuacją polityczną w kraju. W 2010 produkcja libijskiej ropy wynosiła 1 659 tys. b/d (wykres 32)<sup>142</sup>. Spadek wydobycia w ostatnich 2 latach związany jest z światowym kryzysem gospodarczym. Przewiduje się, że produkcja ropy jeszcze nieco spadnie z powodu trwającej tam wojny domowej, która rozpoczęła się w rezultacie arabskich rewolucji na początku 2011 roku.

Wykres 32. Produkcja ropy naftowej w Libii (w tys. b/d)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

<sup>142</sup> BP Statistical Review...

Libia, podobnie jak i pozostałe niestabilne politycznie państwa członkowskie OPEC, jest zwolennikiem ograniczania produkcji ropy i zarazem podwyższania cen na ten surowiec. Wydobycie ropy przez libijską kompanię naftową w znacznym stopniu zależy od jej możliwości poniesienia kosztów finansowania eksploatacji złóż. Sankcje nałożone przez USA i ONZ spowodowały zaprzestanie eksploatacji wielu złóż i inwestowania w sektor energetyczny. Libia uważana jest za państwo atrakcyjne dla inwestorów zagranicznych w związku z niskimi kosztami wydobycia ropy naftowej (w niektórych złożach wynoszą one mniej niż 1 dolar za baryłkę) oraz wysoką jakością ropy i bliskim położeniem w stosunku do rynków europejskich<sup>143</sup>. Większość libijskiej ropy napływa na rynki państw europejskich, ciężka ropa eksportowana jest na rynki azjatyckie. Obecnie Libia uważana jest nie tylko za największe państwo wydobywające ropę naftową w Afryce, ale także za jednego z największych północnoafrykańskich dostawców ropy naftowej do Europy. Głównymi odbiorcami libijskiej ropy w UE (2010) są Włochy – 28%, Francja – 15%, Niemcy i Hiszpania po 10%, Grecja – 5%, Wielka Brytania – 4%.

Sektor ropy naftowej Libii kontrolowany jest przez Libijską Państwową Kompanię Naftową wraz z kompaniami filialnymi i filiami Waha Oil Company (WOC), Arabian Gulf Oil Company (Agoco), Zueitina Oil Company (ZOC) i Sirte Oil Company (SOC). Spośród zagranicznych kompanii naftowych na rynku libijskim funkcjonują: Repsol YPF (Hiszpania), ENI (Włochy), OMV (Austria), Total (Francja) i kompanie z USA.

Libia posiada 5 rafinerii przetwarzania ropy naftowej o ogólnej mocy produkcyjnej 378 tys. b/d. Głównymi rafineriami są: Ras al-Unuf (1984), o mocy produkcyjnej 220 tys. b/d, położona w zatoce Wielka Syrta; rafineria Az-Zawija (1974), położona na północnym zachodzie Libii, o zdolności przepustowej 120 tys. b/d; Marsa al-Burajka – najstarsza rafineria Libii – 8 tys. b/d; rafineria Sarir o maksymalnej zdolności przepustowej 10 tys. b/d<sup>144</sup>. Dziś Libia poszukuje sposobów kompleksowego udoskonalenia systemu przetwarzania ropy naftowej. Tamtejsze złoża ropy naftowej są obsługiwane przez sieć rurociągów, które prowadzą do sześciu strategicznie ważnych terminali eksportowych – Marsa al-Burajka, As Sidra, Ras al-Unuf, Marsa al-Harika, Zuwara oraz Az-Zuwajtina<sup>145</sup>. Libijski przemysł naftowy od dawna wymagał modernizacji i ogromnych inwestycji, a po wojnie domowej 2011 roku taka potrzeba jeszcze bardziej wzrosła. W 2009 roku Libia podpisała z kon-

<sup>143</sup> *Sankcje ekonomiczne Unii Europejskiej*, [www.ce.uw.edu.pl/pliki/pw/2-2005\\_Wisniewska.pdf](http://www.ce.uw.edu.pl/pliki/pw/2-2005_Wisniewska.pdf); *Rezolucja S/RES/883* (1993), <http://www.un.org/russian/document/scresol/res1993/res883.htm>.

<sup>144</sup> *EIA Libya*, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=LY> – February 2011.

<sup>145</sup> *World Energy Outlook 2005*, p. 453.

sorcjum Trusta (ZEA) porozumienie w sprawie modernizacji rafinerii Ras al-Unuf, w celu zwiększenia jej mocy przepustowej. Przemysł naftowy jest kontrolowany przez koncerny państwowe. W związku z wydarzeniami w Libii światowe koncerny energetyczne zawiesiły wydobycie surowców i ewakuowały pracowników. Takie kroki podjęły BP, Statoil, Shell, polska PGNiG, włoska ENI, francuska Total, rosyjski Gazprom i inne<sup>146</sup>. Wraz z początkiem interwencji zbrojnej zostały zamknięte rafinerie w Marsa al-Burajka, Ras al-Unuf, Az-Zawija. Niestety, rafineria Ras al-Unuf została zbombardowana przez samoloty NATO. Libijskie rafinerie były głównym celem Kaddafiego, który rozkazał swoim oddziałom przy wycofywaniu się wysadzać w powietrze rafinerie<sup>147</sup>.

Zwiększenie wydobycia gazu ziemnego jest dla Libii zadaniem priorytetowym z kilku powodów. Kraj ten planuje zastąpić gazem dotychczasowe wykorzystanie ropy w wewnętrznej produkcji energii elektrycznej i w wyniku tego zwiększyć eksport ropy naftowej. Libia posiada własne zasoby gazu ziemnego i liczy także na wzrost jego eksportu, szczególnie do Europy. Według stanu na styczeń 2010 roku potwierdzone zasoby gazu Libii wynosiły 1,5 trln m<sup>3</sup>. Niektórzy eksperci libijscy prognozują, że wraz ze wzmoczeniem prac geologiczno-poszukiwawczych zasoby gazu mogą wynieść 70-100 mld stóp<sup>3</sup>. Największymi złożami gazu ziemnego w państwie są: Wafa, Zalten, Faregh, Bahr Es Salam. Aby poszerzyć wydobycie i dystrybucję gazu ziemnego, Libia jest zainteresowana udziałem zagranicznych kompanii i inwestycjami w sektorze naftowo-gazowym.

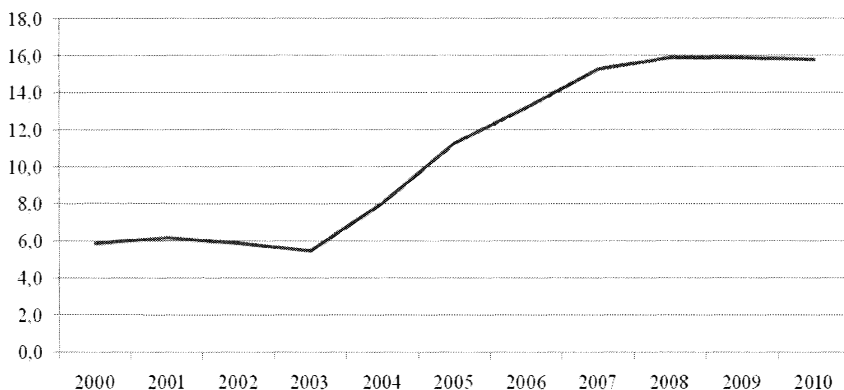
Jak wskazują dane statystyczne produkcja gazu ziemnego w Libii stale wzrasta (wykres 33). Pewne zahamowanie wzrostu obserwuje się w ostatnich dwóch latach. Produkcja gazu ziemnego pod koniec 2010 wyniosła 15,8 mld m<sup>3</sup>. Zespół naftowo-gazowy Libii nie tylko odgrywa znaczącą rolę w rozwoju gospodarczym państwa, ale jest także warunkiem stabilności sytuacji politycznej. Jest to uwarunkowane tym, że podstawowym bogactwem narodowym Libii są złoża ropy naftowej i gazu ziemnego, których eksport zapewnia napływ do budżetu państwa znacznych kwot pieniężnych.

Eksport i produkcja libijskiego gazu wzrosły wraz z otwarciem w październiku 2004 roku podmorskiego gazociągu Greenstream, którym libijski gaz jest dostarczany do Włoch. Gazociąg o długości 540 km przebiega pod Morzem Śródziemnym, ciągnie się od instalacji gazowej w Melicie na

<sup>146</sup> *Foreigners in Libya*, <http://www.theglobeandmail.com/globe-investor/foreigners-in-libya/article1916644/?from=1918591-22.02.2011>.

<sup>147</sup> *Szalony plan Kaddafiego - chce wysadzić całe miasto?*, <http://konflikty.wp.pl/kat,126314,title,Szalony-plan-Kaddafiego-chce-wysadzac-cale-miasto,wid,13596262,wiadomosc.html> - 14.07.2011.

### Wykres 33. Produkcja gazu ziemnego w Libii (w mld m<sup>3</sup>)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

wybrzeżu Libii (wschodnie okolice Trypolisu) do południowego wybrzeża Sycylii (Gela, Włochy). Przez gazociąg Gela – Enna rurociąg Greenstream połączony jest z systemem gazociągów Włoch. Większością akcji dysponuje włoska kompania ENI, Greenstream posiada przepustowość 20 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie<sup>148</sup>. Greenstream wybudowany został w ramach projektu Western Libian Gas Project.

Jeszcze w 1971 roku Libia zajmowała drugie miejsce na świecie, zaraz po Algierii (która rozpoczęła tego rodzaju działalność w 1964 roku), pod względem eksportu skroplonego gazu ziemnego. Od tej pory eksport skroplonego gazu ziemnego zmniejszył się w sposób znaczący, co tłumaczy się ograniczeniami technicznymi, które nie pozwoliły Libii na rozwój tej produkcji. Libijska fabryka do skraplania gazu ziemnego, znajdująca się w Marsa al-Burajka, zbudowana została pod koniec lat 60. XX wieku przez kompanię Esso i posiadała moc 124 mld stóp<sup>3</sup>. Jednakże trudności techniczne spowodowały obniżenie tej ilości o jedną trzecią. Głównym nabywcą skroplonego gazu została hiszpańska kompania Enagas. Prace nad modernizacją rafinerii w Marsa al-Burajka zostały wstrzymane po 1992 roku. Jeśli będą one kontynuowane i ostatecznie sfinalizowane, Libia bę-

<sup>148</sup> *Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego w unii europejskiej*, Urząd Regulacji Energetyki, 2008, nr 4, [http://www.ure.gov.pl/palm/pl/393/2724/Dywersyfikacja\\_dostaw\\_gazu\\_ziemnego\\_w\\_unii\\_europejskiej.html](http://www.ure.gov.pl/palm/pl/393/2724/Dywersyfikacja_dostaw_gazu_ziemnego_w_unii_europejskiej.html).



dzie w stanie zwiększyć eksport skroplonego gazu ziemnego trzykrotnie, a jego ewentualnymi nabywcami mogą być: Hiszpania, Turcja i Włochy<sup>149</sup>.

W 2010 roku eksport gazu ziemnego z Libii był skierowany jedynie do Włoch (9,41 mld m<sup>3</sup>) i do Hiszpanii (0,34 mld m<sup>3</sup>). Do Włoch gaz był dostarczany rurociągiem Greenstream, a do Hiszpanii cysternami, w formie skroplonej. Łączny eksport gazu wyniósł 9,75 mld m<sup>3</sup> w 2010 roku<sup>150</sup>. Plany Libii co do zwiększenia mocy produkcyjnych i produktowych pokrzyżowała wojna domowa. Obecnie nie wiadomo, jak bardzo jest zniszczona infrastruktura naftowo-gazowa i jakie to będzie miało skutki dla rozwoju gospodarczego kraju, oraz jak wpłynie na eksport surowców energetycznych w 2011 roku.

Nigeria jest członkiem OPEC. Kraj ten jest typowym przykładem paradoksu dostatku. Państwo produkuje najwięcej ropy w Afryce i zajmuje 11 miejsce na światowej liście państw producentów tego surowca. Dochody ze sprzedaży ropy naftowej w ciągu ostatnich 40 lat wyniosły 340 mld dolarów. Jednakże zamiast stać się podstawą rozkwitu gospodarki, nigeryjskie dochody są rozkradane przez rządzących państwem. Ludność kraju żyje na granicy biedy<sup>151</sup>. Roczny dochód w 2005 roku, w porównaniu z 1980, zmniejszył się z 800 do 300 dolarów na osobę<sup>152</sup>. Paradoksalnie, najbardziej niebezpieczne są prowincje naftowe, czego jaskrawym przykładem jest delta rzeki Niger, gdzie znajdują się główne złoża ropy naftowej. Skutkiem tego są międzyplemienne konflikty, potyczki zbrojne i napady na obiekty przemysłu naftowego. Uzbrojone grupy regularnie napadają na ropociągi, co powoduje, iż państwo traci do 10% wydobywanej ropy naftowej<sup>153</sup>.

Według stanu na 1 stycznia 2010 udokumentowane zasoby ropy naftowej w Nigerii wynosiły 37,2 mld baryłek. Większość złóż roponośnych znajduje się wzdłuż delty rzeki Niger, w południowej Nigerii, a także na szelfie morskim Zatoki Benin (część Zatoki Gwinejskiej), bezpośrednio w Zatoce Gwinejskiej, Zatoce Bonny (dawna Zatoka Biafra)<sup>154</sup>. Produkcja ropy naftowej od 2005 roku stopniowo spadała z 2 499 tys. b/d do 2 061 tys. b/d w 2009. W 2010 roku obserwuje się pewien wzrost produkcji

<sup>149</sup> A. Ж. Хасянов, *Нефтегазовый комплекс Ливии и Запад в 90-е годы*, „Ближний Восток и современность”, Выпуск 15, М., ИИИИиБВ, 2002, с. 189.

<sup>150</sup> *BP Statistical Review...*

<sup>151</sup> T. Kaczmarek, R. Jarosz, *Czy ropa rządzi światem?*, Oficyna Wydawnicza Branta, Bydgoszcz – Warszawa 2006, s. 86.

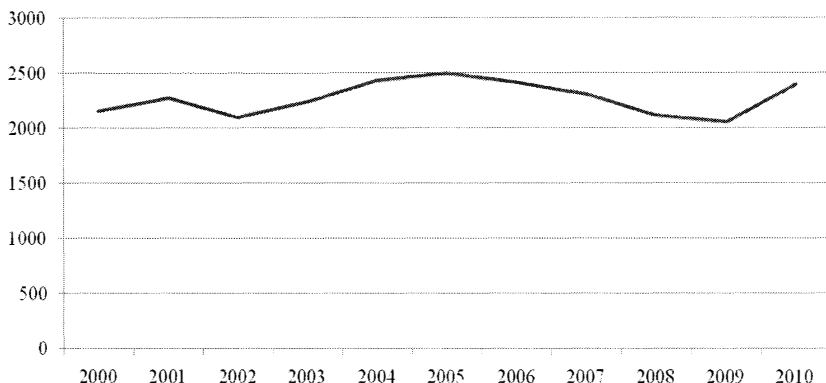
<sup>152</sup> A. Борзелью, *Нигерия: Проклятие нефти*, [http://news.bbc.co.uk/hi/russian/in\\_depth/2005/oil/newsid\\_4643000/4643257.stm](http://news.bbc.co.uk/hi/russian/in_depth/2005/oil/newsid_4643000/4643257.stm).

<sup>153</sup> *Ibidem*.

<sup>154</sup> *EIA Nigeria*, <http://eia.doe.gov/cabs/Nigeria/Oil.html> – May 2009.

do 2402 tys. b/d. Konsumpcja ropy naftowej w Nigerii nie jest wysoka, w 2009 roku wynosiła 280 tys. b/d (wykres 34).

Wykres 34. Produkcja ropy naftowej w Nigerii w 2010 roku (w tys. b/d)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy June 2011*.

W 2009 roku Nigeria eksportowała 1,9 mln b/d, z czego 40% do USA, 11% do Indii, 10% do Brazylii, 7% do Indonezji, 5% do Hiszpanii, 4% do Francji, po 3% do Niemiec i Holandii<sup>155</sup>. Mimo że Nigeria jest dość niestabilnym politycznie państwem, to działa tu sporo międzynarodowych koncernów energetycznych, m.in. Shell, Total, Chevron, ExxonMobil, ENI/Agip, ConocoPhillips, Petrobras, Statoil Hydro<sup>156</sup>. Najdłużej w Nigerii jest firma Shell, która obecna jest na nigeryjskim rynku od 1939 roku.

W Nigerii funkcjonują cztery rafinerie – Port Harcourt-Rivers State (150 tys. b/d), Kaduna (110 tys. b/d), Warri (125 tys. b/d), Port Harcourt-Alesa Eleme (120 tys. b/d), których ogólny potencjał produkcyjny wynosi 505 tys. b/d.

Częstym zjawiskiem w Nigerii są wybuchy rurociągów. W ciągu ostatnich 10 lat w wyniku takich wybuchów zginęło ponad 2000 osób<sup>157</sup> (tabela 21). Rurociągi w Nigerii są jednymi z największych światowych dostawców ropy, często biegną przez obszary zaludnione, w tym tak gęsto, jak Lagos, gdzie wybuchy mają miejsce najczęściej<sup>158</sup>.

<sup>155</sup> *EIA Nigeria*, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=NI> – July 2010.

<sup>156</sup> *Ibidem*.

<sup>157</sup> *Нигерия скорбит о жертвах взрыва нефтепровода*, [http://news.bbc.co.uk/hi/russian/international/newsid\\_6211000/6211655.stm](http://news.bbc.co.uk/hi/russian/international/newsid_6211000/6211655.stm).

<sup>158</sup> *Взрыв нефтепровода в Нигерии: около 100 погибших*, [http://news.bbc.co.uk/hi/russian/international/newsid\\_7403000/7403722.stm](http://news.bbc.co.uk/hi/russian/international/newsid_7403000/7403722.stm).

Tabela 21. Wybuchy ropociągów w Nigerii w ciągu ostatnich 10 lat

	Data	Ilość ofiar	Region	Przyczyna
1	Maj 2008	100 osób	W pobliżu Lagos	Uszkodzenie w wyniku prowadzenia prac drogowo-budowlanych
2	Grudzień 2007	40 osób	W pobliżu Lagos	Uszkodzenie w wyniku kradzieży paliwa
3	Maj 2006	150 osób	W pobliżu Lagos	Uszkodzenie w wyniku kradzieży paliwa
4	Grudzień 2004	20 osób	W pobliżu Lagos	Uszkodzenie w wyniku kradzieży paliwa
5	Wrzesień 2004	60 osób	W pobliżu Lagos	Uszkodzenie w wyniku kradzieży paliwa
6	Czerwiec 2003	105 osób	W stanie Abia	Uszkodzenie w wyniku kradzieży paliwa
7	Lipiec 2000	300 osób	Bari	Uszkodzenie w wyniku kradzieży paliwa
8	Marzec 2000	50 osób	W stanie Abia	Uszkodzenie w wyniku kradzieży paliwa
9	Październik 1998	1000 osób	Abudża	Uszkodzenie w wyniku kradzieży paliwa

Źródło: *Нигерия скорбит о жертвах взрыва нефтепровода*, [http://news.bbc.co.uk/hi/russian/international/newsid\\_6211000/6211655.stm](http://news.bbc.co.uk/hi/russian/international/newsid_6211000/6211655.stm);  
*В Нигерии взорвался нефтепровод: 40 погибших*, [http://news.bbc.co.uk/hi/russian/international/newsid\\_7160000/7160384.stm](http://news.bbc.co.uk/hi/russian/international/newsid_7160000/7160384.stm);  
*Взрыв нефтепровода в Нигерии: около 100 погибших*, [http://news.bbc.co.uk/hi/russian/international/newsid\\_7403000/7403722.stm](http://news.bbc.co.uk/hi/russian/international/newsid_7403000/7403722.stm).

Najczęściej takie wybuchy są wynikiem uszkodzenia jakichś elementów lub urządzeń rurociągu przez ludność kradnącą surowiec. Przyczyną takich działań miejscowej ludności jest fakt, iż dochodów ze sprzedaży ropy państwo nie przeznacza na poprawę bytu mieszkańców Nigerii: dlatego tak wielu z nich, zwłaszcza w pobliżu Lagos, stara się zdobyć paliwo nielegalnie dla siebie, a także po to, by je sprzedać<sup>159</sup>. W wyniku nasilonych napadów na stacje ropy naftowej, porwań zagranicznych pracowników, uszkodzeń

<sup>159</sup> *В Нигерии взорвался нефтепровод: 40 погибших*, [http://news.bbc.co.uk/hi/russian/international/newsid\\_7160000/7160384.stm](http://news.bbc.co.uk/hi/russian/international/newsid_7160000/7160384.stm).

rurociągów, zmniejszenia obszarów wydobycia ropy i wzrostu cen ropy, kompanie naftowe (np. Shell) zawieszają co jakiś czas swą działalność<sup>160</sup>. Za ataki na obiekty naftowe odpowiada grupa powstańcza Delta Nigru i Ruch Wyzwolenia Delta Nigru (MEND) oraz inne liczne organizacje parawojkowe, których celem jest poszukiwanie korzyści pieniężnych i wpływów politycznych.

Oprócz ropy naftowej Nigeria posiada największe na afrykańskim kontynencie złoża gazu ziemnego, które w 2010 roku wynosiły 5,3 trln m<sup>3</sup>, co stawia państwo na 7 miejscu na świecie i na 1 miejscu w Afryce wśród krajów zasobnych w ten surowiec. Największe zapasy gazu ziemnego są skupione w delcie rzeki Niger. Większość gazu ziemnego, który odnaleziono w Nigerii to gaz ciekły, który wydzielany jest podczas wydobywania ropy naftowej. Z powodu słabo rozwiniętej infrastruktury, w Nigerii gaz ten ulega spalaniu (w największych ilościach na świecie – 20%)<sup>161</sup>. Jak wykazują dane statystyczne, produkcja gazu ziemnego w Nigerii stale wzrasta. W ostatnich 10 latach zwiększyła się prawie trzykrotnie z 12,5 mld m<sup>3</sup> w 2000 do 33,6 mld m<sup>3</sup> w 2010 roku (wykres 35).

Wykres 35. Produkcja gazu ziemnego w Nigerii (w mld m<sup>3</sup>)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Znaczną część gazu Nigeria przetwarza w gaz skroplony. Największym projektem gazowym w kraju była budowa fabryki do skraplania gazu ziemnego na wyspie Bonny w 1999 roku. Wartość projektu wyniosła 3,8 mld

<sup>160</sup> *Нападения на нефтяные станции в Нигерии*, [http://news.bbc.co.uk/hi/russian/business/newsid\\_4616000/4616414.stm](http://news.bbc.co.uk/hi/russian/business/newsid_4616000/4616414.stm).

<sup>161</sup> *EIA ECOWAS*, <http://eia.doe.gov/cabs/ECOWAS/NaturalGas.html> – August 2008.

dolarów. Pierwsze dostawy skroplonego gazu ziemnego były realizowane do USA w styczniu 2006 roku. A rok wcześniej ExxonMobil podpisała umowę z NNPC na budowę drugiej fabryki skroplonego gazu na wyspie Bonny, która powinna zostać oddana do eksploatacji w 2012 roku. Szacuje się, że będzie ona produkować około 4,8 mln ton skroplonego gazu ziemnego rocznie<sup>162</sup>. W 2005 roku Chevron poinformował o budowie fabryki do skraplania gazu w Olokola, na zachodzie Nigerii. Początkową moc fabryki ocenia się na 11 mln ton rocznie, maksymalną – 33 mln ton rocznie. Wartość inwestycji – 7 mld dolarów. W marcu 2007 roku NNPC podpisała kontrakt z francuskim Technip na budowę fabryki do skraplania gazu ziemnego. Planuje się, że produkcja pierwszych partii skroplonego gazu ziemnego rozpocznie się w 2012 roku. W grudniu 2005 ConocoPhillips, Chevron i Agip podpisały umowę z NNPC na budowę fabryki do skraplania gazu ziemnego w Brass River. Wartość projektu – 3,5 mld dolarów<sup>163</sup>.

W 2010 roku Nigeria eksportowała 23,9 mld m<sup>3</sup> gazu w formie skroplonej. Państwa UE są największym odbiorcą LNG (66%). Sprzedaż jest skierowana głównie do Hiszpanii – 7,82 mld m<sup>3</sup>, Francji – 3,57 mld m<sup>3</sup>, Portugalii – 2,7 mld m<sup>3</sup>, Wielkiej Brytanii – 0,4 mld m<sup>3</sup>, Belgii – 0,16 mld m<sup>3</sup>. Pozostali odbiorcy nigeryjskiego LNG to państwa azjatyckie – Korea Południowa, Tajwan, Japonia oraz amerykańskie – USA i Meksyk<sup>164</sup>.

Infrastruktura rurociągową przesyłu gazu ziemnego w Nigerii jest słabo rozbudowana. W 2010 roku gazociągami eksportowano jedynie 0,12 mld m<sup>3</sup> do Ghany, dzięki uruchomieniu w 2010 West African Gas Pipeline (WAGP). Gazociąg o długości 678 km biegnie z Nigerii do Ghany przez Togo i Benin. W przyszłości gazociąg może zostać przedłużony na zachód, do Wybrzeża Kości Słoniowej<sup>165</sup>.

Jednocześnie Nigeria wraz z Algierią kontynuują negocjacje w sprawie ewentualnej budowy gazociągu Transsaharyjskiego (Trans-Saharan Gas Pipeline, TSGP) o długości 4000 km, który połączy Nigerię z regionem Morza Śródziemnego w rejonie Beni Saf i pozwoli zapewnić bezpośredni dostęp do europejskich rynków energetycznych. Transsaharyjski gazociąg, znany inaczej jako NIGAL lub gazociąg transafrykański, może mieć strategiczne znaczenie dla UE, ponieważ pozwoli połączyć go z algierskimi gazociągami, które biegną do UE i zdywersyfikować szlaki dostaw gazu ziemnego na europejski rynek. Realizacja projektu stoi jednak pod zna-

<sup>162</sup> Ibidem.

<sup>163</sup> *EIA Nigeria*, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=NI> – August 2011.

<sup>164</sup> *BP Statistical Review...*

<sup>165</sup> T. Młynarski, op. cit., s. 114; *EIA Nigeria*, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=NI> – July 2010.

kiem zapytania ze względu na niestabilną sytuację w Nigrze, gdzie w lutym 2010 roku miał miejsce zamach stanu, przez terytorium którego ma przebiegać gazociąg<sup>166</sup>.

Algieria jest ważnym eksporterem ropy naftowej, członkiem OPEC. Kraj ten zawsze zabiegał o utrzymywanie wysokiej ceny surowca, przy jednoczesnym dążeniu do ograniczania wydobycia<sup>167</sup>. W Algierii w ciągu ostatnich kilku lat obserwuje się wzrost gospodarczy.

Udokumentowane zasoby ropy w Algierii, według stanu na styczeń 2011 roku, wynosiły 12,2 mld baryłek. Złoże ropy naftowej znajdują się przede wszystkim we wschodniej części państwa. W basenie Hasi Mesud skupiono 70% wszystkich udokumentowanych zasobów ropy; pozostałe złoża znajdują się w basenie Berkine. Algierskie złoża ropy są jednymi z największych w Afryce, kraj ten posiada czwarte miejsce na liście państw afrykańskich i jest największym producentem paliw przetworzonych w Afryce<sup>168</sup>.

Algieria produkuje ropę wykorzystując maksimum swoich możliwości, ponieważ jest to jedyna droga utrzymania inwestycji zagranicznych w tym sektorze. W ciągu ostatnich kilku lat, dzięki partnerom zagranicznym i z udziałem narodowego koncernu Sonatrach, dokonano kilku ważnych odkryć, które w przyszłości będą mieć strategiczne znaczenie dla sektora energetycznego kraju<sup>169</sup>. Spośród zagranicznych kompanii energetycznych na algierskim rynku są obecne – Additional BG Group, BP, Cepsa, ConocoPhillips, ENI, Gazprom, Repsol, Ruhrgaz, Shell, Statoil oraz Total. W 2010 produkcja ropy naftowej wynosiła tam 1 809 tys. b/d, a konsumpcja jedynie 327 tys. b/d. Szczyt wydobycia ropy naftowej miał miejsce w 2007 roku, a jego wielkość wyniosła 2 016 tys. b/d. Od tamtego czasu obserwuje się stopniowy spadek produkcji, natomiast konsumpcja stale wzrasta (wykres 36).

Według ocen EIA w 2008 roku około 547 tys. b/d (35%) algierskiej ropy naftowej wyeksportowano do USA, a 37% do państw OECD, w tym do Holandii – 8%, Francji – 6%, Hiszpanii – 5%, Niemiec i Wielkiej Brytanii – 4%. W marcu 2005 parlament Algierii przyjął projekt ustawy o reformie sektora naftowo-gazowego. Ustawa wspierała inwestycje w przemyśle naftowo-gazowy zagranicznych kompanii naftowych. Według danych EIA, największa część wydobywanej ropy przypada kompanii Sonatrach. Sonatrach jest państwową kompanią naftowo-gazową, która jest operato-

<sup>166</sup> *Trans-Saharan Gas Pipeline Project Still Alive, Algeria Says*, <http://www.foxbusiness.com/industries/2011/03/06/trans-saharan-gas-pipeline-project-alive-algeria-says/> – 6.03.2011.

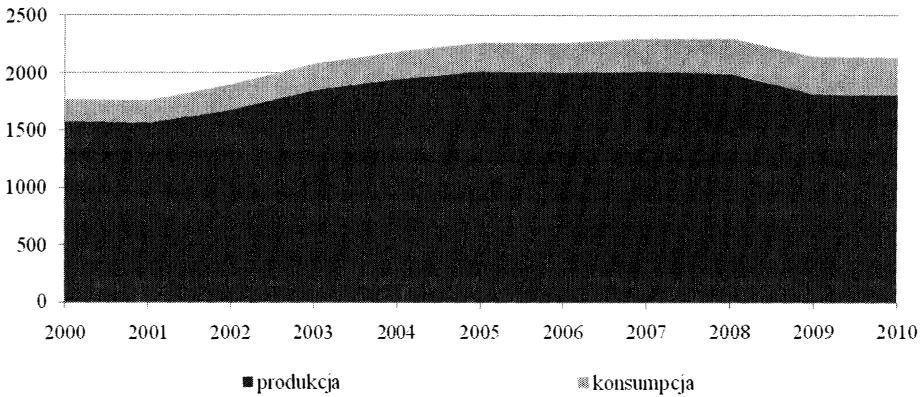
<sup>167</sup> T. Kaczmarek, R. Jarosz, op. cit., s. 81-82.

<sup>168</sup> T. Młynarski, op. cit., s. 101.

<sup>169</sup> *Ibidem*, s. 82.



Wykres 36. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Algierii (w tys. b/d)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

rem największego złoża w Algierii – Hasi Masud, położonego w centrum kraju. W 2008 roku z tego złoża wydobywano około 400 tys. b/d. W ciągu najbliższych kilku lat kompania planuje zwiększyć wydobycie do 600 tys. b/d. Kompania Sonatrach eksploatuje także złoża Hasi ar-Raml, które znajduje się na północ od Hasi Masud i wydobywa się tam około 180 tys. baryłek nieprzetworzonej ropy dziennie. Inne złoża, których operatorem jest Sonatrach to: Tin Fouye Tabankort Ordo, Zarzaitine i Haud Barkawi. Zagraniczne kompanie naftowe nieustannie zwiększają swoje wydobycie. Największym zagranicznym operatorem jest kompania Anadarko, której możliwości wydobycia wynoszą 500 tys. b/d. Kompania eksploatuje również złoża Hassi Berkine South i Ourhoud na wschodzie Algierii, gdzie moce produkcyjne wynoszą 450 tys. b/d. Włoska ENI jest operatorem złoża Rhourde Oulad Djemaa (ROD) i sześciu innych o ogólnej zdolności przepustowej 80 tys. baryłek ropy dziennie.

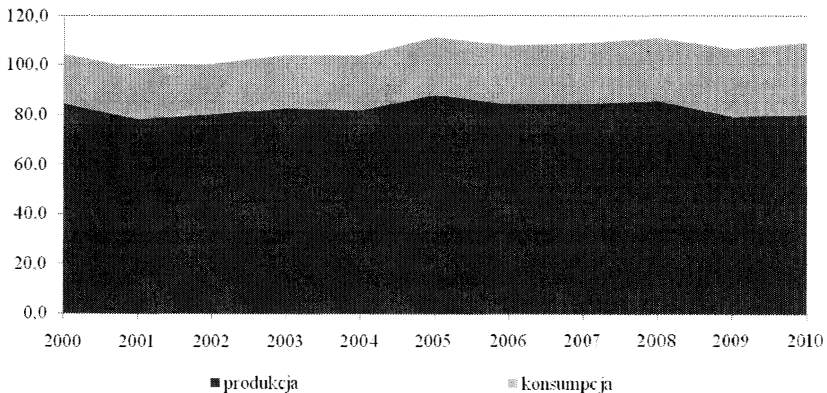
Zdolność rafinacji ropy w kraju szacuje się na około 450 tys. baryłek dziennie. Do eksportu ropy oraz produktów rafinacji Algieria wykorzystuje siedem terminali przybrzeżnych, które znajdują się w Arziw, Sukajkida, Algier, Annaba, Oran, Bidżaja oraz As-Suchajra w Tunezji. Przetwarzaniem ropy zajmują się 4 rafinerie. Największa jest rafineria Sukajkida o mocy produkcyjnej 300 tys. b/d. Pozostałe rafinerie posiadają znacznie mniejsze możliwości. Ich moce produkcyjne to: Naftec-Algiers i Naftec-Arziw – po 60 tys. b/d, Hasi Masud – tylko 30 tys. b/d. W 2013 roku planuje się oddać do eksploatacji nowo wybudowaną rafinerię Tihart<sup>170</sup>.

<sup>170</sup> EIA Algeria, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=AG> – May 2009.

Sieć ropociągów zapewnia transport surowców z pól naftowych do wspomnianych terminali morskich i rafinerii. Kontrolę nad systemem ropociągowym sprawuje kompania Sonatrach. W 2008 kompania zainwestowała 5 mld dolarów na modernizację i rozszerzenie wewnętrznej infrastruktury przesyłowej.

Według danych BP, w 2010 roku udokumentowane zasoby gazu w Algierii wynosiły 4,5 trln m<sup>3</sup> (8 miejsce na świecie). Algieria jest szóstym producentem gazu ziemnego po Rosji, USA, Kanadzie, Iranie i Norwegii, z czego 69% wyeksportowano, głównie do UE<sup>171</sup>. Największym złożem gazu jest Hasi ar-Raml, które zostało odkryte w 1956 roku. Zasoby gazu wydobywanego ze złoża wynoszą około jednej czwartej całego wydobycia. Pozostałe zasoby gazu ziemnego Algierii znajdują się wokół złóż ropy (ciekły gaz ziemny) i gaz ziemny ze złóż, które znajdują się na północy i południowym wschodzie państwa. Szczyt produkcji gazu ziemnego miał miejsce w 2005 roku i wynosił 88,2 mld m<sup>3</sup>, od tamtego czasu produkcja stopniowo spadała i w 2009 wynosiła 79,6 mld m<sup>3</sup>. W 2010 produkcja nieco wzrosła, do 80,4 mld m<sup>3</sup>. Konsumpcja gazu ziemnego w Algierii w 2010 roku wynosiła 29,8 mld m<sup>3</sup> (wykres 37).

Wykres 37. Dynamika wydobycia i konsumpcji gazu ziemnego w Algierii (w mld m<sup>3</sup>)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Kompania Sonatrach posiada w Algierii dominującą pozycję, jeśli chodzi o wydobycie gazu ziemnego i jego hurtowy zbył, podczas gdy So-

<sup>171</sup> T. Młynarski, op. cit., s. 103.

nelgaz kontroluje handel detaliczny. Poprzez podpisanie dwustronnych umów partnerskich z Sonatrach, państwo dopuściło do sektora naftowo-gazowego wielu inwestorów zagranicznych. Istnieją także plany dotyczące dopuszczenia zagranicznych kompanii do handlu detalicznego. Rozwój regionu In Salah zajmuje kluczowe miejsce, jeśli chodzi o plany Algierii dotyczące zwiększenia wydobycia gazu ziemnego. W gazowym konsorcjum In Salah partnerami są Statoil, BP i Sonatrach. Konsorcjum posiada prawa do eksploatacji siedmiu z dwudziestu złóż w regionie. Udokumentowane zasoby gazu ziemnego na złożach kontrolowanych przez konsorcjum wynoszą 6 trln stóp<sup>3</sup>, zaś potencjalne zasoby przemysłowe wynoszą 10 trln stóp<sup>3</sup>. Gaz ziemny w regionie In Salah eksportowany jest do Europy, Turcji i państw Afryki Północnej.

Inne istotne projekty gazowe skupione są wokół trzech bloków w prowincji Illizi w południowo-wschodniej Algierii, w pobliżu granicy libijskiej – Uhanat, Ajn Amnas i Al-Kasi at-Tawil. Operatorem złoża Uhanat, które znajduje się na północnej granicy Sahary, jest konsorcjum BHP-Billiton i Sonatrach. Eksploatacja złoża rozpoczęła się w 2003 roku, istnieje tam także rafineria, której przepustowość wynosi 30 tys. b/d kondensatu i 26 tys. b/d skroplonego gazu ziemnego.

W 2005 roku Algieria wygrała przetarg na eksploatację złoża Al-Kasi at-Tawil, gdzie udokumentowane zasoby gazu wynoszą 9 trln stóp<sup>3</sup>. Wydobycie gazu rozpoczęło się w 2009 roku i eksportuje się go na rynki Hiszpanii i państw Europy. W czerwcu 2006 roku Sonatrach, BP i Statoil rozpoczęły eksploatację złoża Ajn Amnas. Maksymalna zdolność przepustowa złoża wynosi 8 mld m<sup>3</sup> dziennie gazu ziemnego oraz 50 tys. baryłek kondensatu i skroplonego gazu ziemnego dziennie. Projekt przewiduje także budowę trzech rurociągów do transportu węglowodorów do systemu zbytu kompanii Sonatrach w Uhanat.

Przewidywany wzrost zapotrzebowania Europy na gaz, zwiększy znaczenie Algierii w polityce energetycznej UE. Największe nadzieje wiążą się z rozwojem infrastruktury do produkcji gazu skroplonego. Uniezależni ona Unię od ograniczeń wynikających z braku odpowiedniej sieci gazociągów oraz ułatwi dywersyfikację dostaw gazu do państw Europy Środkowej<sup>172</sup>.

Algieria posiada rozbudowaną sieć międzynarodowych rurociągów, które łączą Afrykę Północną z Europą. Na szczególną uwagę zasługują – Trans-Mediterranean (Transmed, Enrico Mattei), Maghreb-Europe Gas

<sup>172</sup> B. Wojna, *Afryka Południowa jako źródło surowców energetycznych dla Unii Europejskiej*, „Biuletyn PISM”, 2006, Nr 29 (369), s. 1639-1640.

(MEG, also called Pedro Duran Farell). W planach jest budowa jeszcze dwóch rurociągów – Galsi, Medgaz.

Gazociągiem Transmed eksportuje się gaz ziemny do Włoch. Rurociąg Trans-Mediterranean (Transmed, Enrico Mattei) o długości 2 475 km biegnie ze złoża gazowego Hasi ar-Raml w Algierii do Sycylii przez Tunezję, gdzie łączy się z wewnętrznym systemem gazowym. Zakończony w 1983 roku i podwojony w 1994 gazociąg posiada przepustowość 33 mld m<sup>3</sup> rocznie.

Rurociąg Maghreb-Europe Gas (MEG, also called Pedro Duran Farell) – jest to międzynarodowy projekt, który łączy Algierię z gazociągami hiszpańskimi. Gazociąg o długości 1 620 km przebiega przez terytorium Algierii, Maroka, Hiszpanii, Portugalii i po dnie Zatoki Gibraltarskiej. Jego przepustowość wynosi 12 mld m<sup>3</sup> rocznie. Na części gazociągu znajdują się dwie duże stacje przepompowujące: Hasi ar-Raml na granicy Maroka i Algierii oraz Tanger na granicy między Marokiem i Hiszpanią, a także 24 stacje przepompowujące wzdłuż całego rurociągu<sup>173</sup>. Budowę gazociągu zakończono w 1996 roku. Hiszpańsko-marokańska kompania – Metragaz, specjalizuje się w eksporcie i imporcie gazu ziemnego z Algierii do Europy przez Maroko i Hiszpanię.

W 2002 roku algierska kompania Sonatrach podpisała umowę z włoską kompanią ENEL oraz z niemiecką Wintershall o sformowaniu konsorcjum Galsi, którego celem jest budowa gazociągu z Algierii do Włoch. Rurociąg składałby się z lądowej algierskiej części biegnącej od złoża Hasi ar-Raml do Al-Kala i morskiej części podwodnej ciągnącej się do Cagliari (Sardynia), a także jednej lądowej biegnącej do Olbi (Sardynia) i końcowej morskiej do C.D. Pescaia (Włochy). Początkowa przepustowość gazociągu Galsi o długości 1 350 km wyniesie 10 mld m<sup>3</sup> rocznie. Wartość projektu szacuje się na 2 mld dolarów. Obecnie rurociąg znajduje się w trakcie budowy, oddanie go do eksploatacji zaplanowano na 2012 rok<sup>174</sup>.

W lipcu 2001 roku konsorcjum, na czele z hiszpańską Cepsą (20%) i algierskim Sonatrach (20%), porozumiało się w sprawie drugiego połączenia między Algierią i Europą, efektem była budowa gazociągu Medgaz. Gazociąg o długości 210 km i wartości 1,3 mld dolarów połączył złożo Beni Saf (Algieria) z Almerią (Hiszpania) i pozwala rozszerzyć go do Francji. Przepustowość rurociągu wynosi 23 mld m<sup>3</sup> rocznie. Spory, które powstały między Sonatrach a rządem Hiszpanii w 2007 roku dotyczyły możliwości

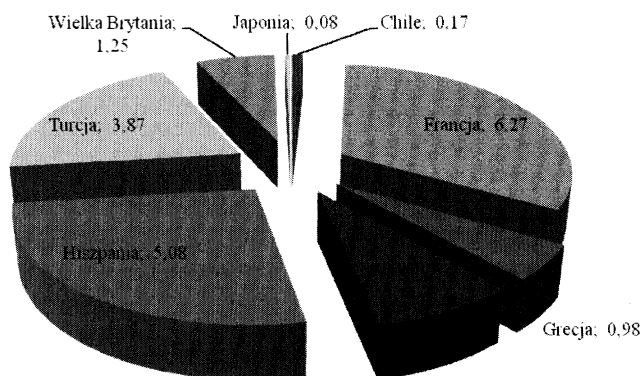
<sup>173</sup> Metragaz SYAC обеспечивает безопасность трубопровода Европа-Магриб, [http://www.svsgroup.ru/partners/?section\\_id=1\\_1\\_4\\_7](http://www.svsgroup.ru/partners/?section_id=1_1_4_7).

<sup>174</sup> ELA Algeria, [www.iea.doe.gov](http://www.iea.doe.gov) – May 2009.

sprzedaży gazu ziemnego, transportowanego gazociągiem Medgaz i groziły nawet wstrzymaniem realizacji projektu. Jednak w marcu 2011 gazociąg został oddany do użytku. Uruchomienie rurociągu pozwoliło Hiszpanom zdywersyfikować szlaki dostaw gazu oraz wzmocnić własne bezpieczeństwo energetyczne.

W 1964 roku w Arziwie została uruchomiona fabryka do skraplania gazu ziemnego, dzięki czemu Algieria znalazła się na czele państw producentów LNG. W 2010 Algierię notowano na szóstej pozycji wśród światowych eksporterów LNG (za Katar, Malezją, Indonezją, Australią i Nigerią). Ogólny eksport LNG z Algierii wynosił 19,31 mld m<sup>3</sup>. Jak wskazują dane statystyczne BP, pod koniec 2010 roku głównymi odbiorcami algierskiego LNG były państwa europejskie (wykres 38), szczególnie Francja (6,27 mld m<sup>3</sup>) i Hiszpania (5,08 mld m<sup>3</sup>) oraz Włochy (1,61 mld m<sup>3</sup>) i Wielka Brytania (1,25 mld m<sup>3</sup>).

Wykres 38. Import LNG z Algierii w 2010 roku (w mld m<sup>3</sup>)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Podsumowując, w Algierii w ostatnich latach obserwuje się znaczny wzrost prac poszukiwawczych, głównie dzięki umożliwieniu dostępu do rynku wewnętrznego międzynarodowych kompanii energetycznych. Mimo ich obecności monopolistą w tej branży pozostaje państwowy koncern Sonatrach, a rynek dystrybucyjny kontroluje państwowa kompania Sonelgaz.

W 2007 roku Angola formalnie została członkiem OPEC. Ropa odgrywa ważną rolę w gospodarce tego kraju, a dochody z jej sprzedaży stanowią ponad 90% budżetu państwa. Większość rezerw znajduje się w blokach



morskich. Prace poszukiwawcze i wydobywcze na lądzie przez cały czas były ograniczone w związku z wojną domową<sup>175</sup>. Istnieje kilka złóż udokumentowanych zasobów lądowych – w pobliżu miasta Soyo, i co szczególnie ważne na spornej części terytorium – enklawie Kabinda. Państwo ciągle jeszcze odbudowuje infrastrukturę po uciążliwej 27-letniej wojnie domowej, która zakończyła się w 2002 roku. Obecnie Angola wkracza na drogę rozwoju i stabilizacji, zaś ropa naftowa zabezpiecza około połowę PKB. Przewiduje się, że w krótkiej perspektywie wydobyte będzie wzrastać kosztem realizacji nowych projektów energetycznych<sup>176</sup>. Kompanie naftowe, które pracują na rynku Angoli mają zamiar w ciągu 3-5 lat zainwestować w eksploatację złóż około 20 mld dolarów, co w znacznej mierze zwiększy wydobycie<sup>177</sup>.

Eksploatacja ropy naftowej w Angoli prowadzona jest od lat 60. XX wieku. Początkowo ropa była wydobywana ze złoża Kabinda. Główne szlaki eksportu będą do Europy, Ameryki Północnej, Chin<sup>178</sup>. Pod względem zasobów ropy naftowej Angola zajmuje w regionie afrykańskim trzecie miejsce po Nigerii, Libii, w 2010 wyprzedziła Algierię<sup>179</sup>. Zasoby ropy pozostają na stałym poziomie od 2007 roku i wynoszą 13,5 mld baryłek. Produkcja ropy w Angoli ciągle wzrasta: w 1997 wynosiła 710 tys. b/d, w 2007 – 1,6 mln b/d. Nieznaczny spadek odnotowano w 2009 (1 784 mln b/d), co było spowodowane światowym kryzysem gospodarczym<sup>180</sup>, ale już w 2010 nastąpił pewien wzrost, do ilości 1 851 mln b/d. Jednakże, by osiągnąć taki stopień wydobycia, państwo musiało uruchomić nowe złoża (wykres 39)<sup>181</sup>. Wewnętrzna konsumpcja ropy w 2009 roku wynosiła 65 tys. b/d.

W 2010 roku Angola eksportowała blisko 1,8 mln baryłek ropy naftowej dziennie. Z czego do Chin 790 tys. b/d oraz do USA 400 tys. b/d. W 2010 roku Angola była drugim, po Arabii Saudyjskiej największym dostawcą ropy do Chin oraz dziewiątym do USA<sup>182</sup>.

Największą państwową kompanią naftową w Angoli jest Socieda de Nacional de Combustiveis de Angola (Sonangol), która została założona w 1976 roku. Kompania współpracuje z zagranicznymi korporacjami, takimi jak: BP, Chevron, ENI, Total, ExxonMobil, Devon Energy, Maersk, Oc-

<sup>175</sup> T. Młynarski, op. cit., s. 104-105.

<sup>176</sup> EIA Angola, <http://www.eia.doe.gov/cabs/Angola/pdf.pdf> – March 2008.

<sup>177</sup> *Ангола лидирует по запасам нефти*, [www.energyland.info/news/world\\_news/2007/12/20/news\\_2238](http://www.energyland.info/news/world_news/2007/12/20/news_2238).

<sup>178</sup> Ibidem.

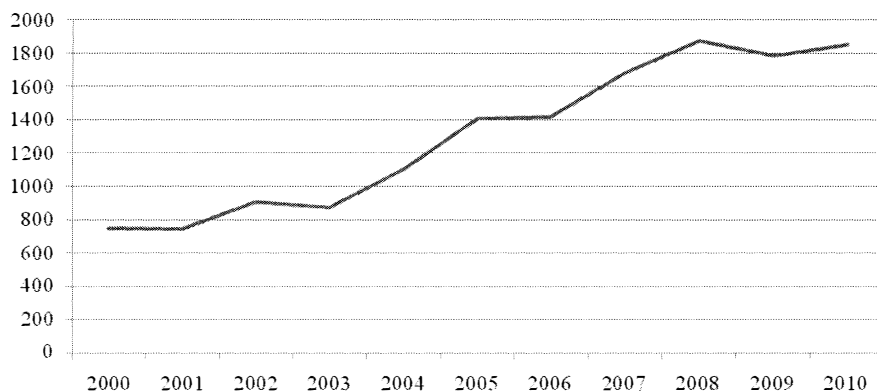
<sup>179</sup> EIA Angola, <http://eia.doe.gov/cabs/Angola/pdf.pdf> – March 2008.

<sup>180</sup> Ibidem.

<sup>181</sup> *Ангола лидирует по запасам нефти...*

<sup>182</sup> EIA Angola, <http://eia.doe.gov/cabs/Angola/pdf.pdf> – August 2011.



**Wykres 39. Produkcja ropy naftowej w Angoli (w tys. b/d)**

Źródło: opracowanie własne na podstawie *OPEC Annual Statistical Bulletin 2011*, [www.opec.org/library/Annual%20Statistical%20Bulletin/interactive/FileZ/Flowbot.htm](http://www.opec.org/library/Annual%20Statistical%20Bulletin/interactive/FileZ/Flowbot.htm).

cidental, RocOil i Statoil. Chińska kompania Sinopec to jeden z najmłodszych, ale najistotniejszych graczy na rynku Angoli, gdyż udziela pomocy, gdy chodzi o rozwój infrastruktury wspomagającej eksploatację złóż ropy naftowej, handel produktami i surowcami energetycznymi<sup>183</sup>.

W państwie istnieje jedna rafineria, w Luandzie, o mocy 39 tys. b/d. Angola jedynie częściowo zabezpiecza swoje wewnętrzne potrzeby na produkty ropy naftowej. Znaczną część pochodnych importuje. W planach rządu jest budowa jeszcze jednej rafinerii, SonaRef, o mocy produkcyjnej 200 tys. b/d, na wybrzeżu, w pobliżu miasta Lobito. Najpierw miała to być wspólna angolsko-chińska inicjatywa, ale Chiny wycofały się z porozumienia, ponieważ udział w projekcie nie do końca spełniał oczekiwania Chińczyków. Państwowa kompania Sonangol planuje realizację tego projektu na lata 2014-2015<sup>184</sup>.

Z danych BP wynika, że rezerwy gazu ziemnego w Angoli wynosiły 0,3 mld m<sup>3</sup>, według stanu na 1 stycznia 2011<sup>185</sup>. Produkcja gazu ziemnego w Angoli jest bezpośrednio związana z wydobyciem ropy naftowej, przy czym znaczna część gazu jest często spalana, a niewielkie ilości gazu są wykorzystywane dla wewnętrznej konsumpcji. W najbliższych planach angolskie-

<sup>183</sup> *Annual Statistical Bulletin, T 51 OPEC Member Countries' Crude Oil Exports by Destination*, <http://www.opec.org/library/Annual%20Statistical%20Bulletin/interactive/2008/FileZ/Main.htm>.

<sup>184</sup> *EIA. Angola*, <http://eia.doe.gov/cabs/Angola/pdf.pdf> – March 2008.

<sup>185</sup> *BP Statistical Review...*

go rządu jest budowa fabryki do skraplania gazu, to zmniejszy ilość spalania tego surowca i pozwoli go eksportować. Fabryka ma powstać w pobliżu Soyo na północy kraju, jej uruchomienie zaplanowano na 2012 rok.

Podsumowując, znaczenie angolskich surowców dla UE jest niewielkie. Tylko 12% angolskiej ropy eksportuje się do UE, z czego około 10% do Francji. Kraj wciąż odbudowuje infrastrukturę energetyczną, która była zniszczona podczas wojny; w znacznym stopniu w odbudowie gospodarki Angoli pomagają chińskie przedsiębiorstwa. Ponieważ wydobycie ropy stale wzrasta, a kraj jest otwarty na inwestycje zagraniczne nie wykluczono, że w przyszłości na rynku angolskim pojawią się także europejskie koncerny energetyczne. Zaniepokojenie w kraju budzą niektóre kwestie bezpieczeństwa. Szczególne niebezpieczeństwo dla kraju stwarza region Kabinda – bogaty w ropę, gdzie ugrupowania separatystyczne są nadal aktywne. Może dlatego europejskie koncerny energetyczne niechętnie dotąd uczestniczą w inwestowaniu w sektor energetyczny.

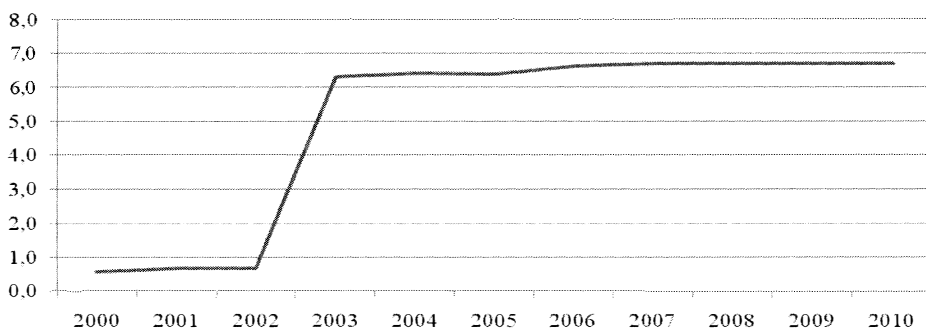
Ropa odgrywa znaczącą rolę w gospodarce sudańskiej. To właśnie ten surowiec stał się przyczyną wielu konfliktów w kraju, co w rezultacie doprowadziło do podziału państwa na Sudan ze stolicą w Chartumie i Sudan Południowy ze stolicą w Dzuba<sup>186</sup>. Większość zasobów sudańskiej ropy jest skupiona na południu basenu Muglad i Mulet. W wyniku wojny domowej badania nad poszukiwaniem ropy naftowej, które tam prowadzono zostały znacznie ograniczone w centralnej i południowo-centralnej części państwa. Według ocen ekspertów, ogromne zasoby ropy znajdują się w północno-zachodnim Sudanie, w basenie Błękitnego Nilu oraz we wschodnim Sudanie, w rejonie Morza Czerwonego.

Według danych BP, pod koniec 2010 roku udokumentowane zasoby ropy naftowej wynosiły 6,7 mld baryłek (wykres 40). Od 2007 roku wielkość zasobów w zasadzie nie zmienia się, chociaż we wcześniejszych latach notowano stały wzrost.

Na rynku ropy naftowej w Sudanie największą aktywnością wykazuje się państwowa kompania naftowa Sudan National Petroleum Corporation (Sudapet). Pomimo ograniczonych środków technicznych i finansowych Sudapet zainteresowany jest rozwojem wspólnych przedsiębiorstw z zagranicznymi kompaniami naftowymi. Na sudańskim rynku ropy naftowej główną rolę wśród zagranicznych kontrahentów odgrywają kompanie azjatyckie: China National Petroleum Corporation (CNPC), India's Oil and Natural Gas Corporation (ONGC) i Malaysia's Petronas. Wydobycie ropy naftowej w Sudanie wzrasta od lipca 1999 dzięki zakończeniu budowy ru-

<sup>186</sup> EIA. Sudan, [www.eia.gov](http://www.eia.gov) – July 2010.

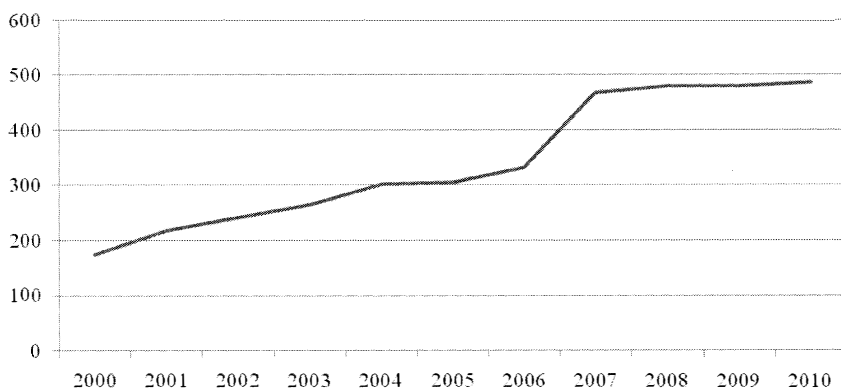
**Wykres 40. Udokumentowane zasoby ropy naftowej w Sudanie  
(w mld baryłek)**



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

rociągu eksportowego biegnącego ze środkowego Sudanu do Port Sudan. W 2010 roku produkcja ropy naftowej w Sudanie wynosiła 486 tys. b/d (wykres 41).

**Wykres 41. Produkcja ropy naftowej w Sudanie (w tys. b/d)**



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Według oficjalnych statystyk handlowych zawartych w danych Global Trade w 2009 roku, Sudan eksportował 250 tys. b/d nieprzetworzonej ropy do Chin, co stanowi 65% całego eksportu, do Japonii – 50 tys. b/d. Importerami sudańskiej ropy są również Holandia, Korea Południowa, Indonezja, Tajlandia i Indie. W lipcu 2006 China National Petroleum Corporation

(CNPC) poinformowała o zakończeniu prac nad rozszerzeniem mocy produkcyjnych rafinerii w Chartumie; potencjał rafinerii wzrósł z 50 tys. do 100 tys. b/d. Potencjał produkcyjny trzech rafinerii ropy naftowej w Chartumie, Port Sudanie i El-Obeid wynosi 131,7 tys. b/d. Potencjał rafinerii w Port Sudanie 21,7 tys. b/d, a w El-Obeid 10 tys. b/d.

Sudapet zajmuje się poszukiwaniem, produkcją i rafinacją ropy naftowej, jednakże ze względu na ograniczone możliwości techniczne i finansowe podejmuje wspólne działania z zagranicznymi firmami energetycznymi. Najważniejszymi inwestorami w sudańską gospodarkę energetyczną są, jak już wspomniano, chińskie i indyjskie przedsiębiorstwa. Chiny nadal pozostają największym inwestorem w sektorze energetycznym. Jeśli chodzi o europejskie i amerykańskie koncerny energetyczne obawiają się one inwestować w związku z niestabilną sytuacją polityczną w tym kraju. W związku z wojną domową i konfliktem w Darfurze na Sudan zostały nałożone liczne sankcje ekonomiczne, które hamowały jego rozwój gospodarczy. USA zakazały amerykańskim firmom transakcji z Sudanem w sektorze energetycznym. Sankcje UE i ONZ obejmują embargo na broń, zakaz podróży do Sudanu i ograniczenia działalności gospodarczej w innych sektorach. Poza tym ataki rebeliantów na infrastrukturę naftową utrudniają eksploatację złóż<sup>187</sup>.

W 1999 roku został wybudowany ropociąg o długości 1 500 km, który biegnie z Hegling (Sudan Południowy) do Port Sudan (Sudan) na wybrzeżu Morza Czerwonego. Uruchomienie rurociągu umożliwiło transport ropy do największego sudańskiego portu przeładunkowego i eksport surowca na rynki światowe, gdzie Sudan stał się poważnym graczem. Ważne znaczenie dla Sudanu ma status obserwatora w OPEC. Zasoby gazu w tym kraju nie są znaczące, w większości przypadków jest to gaz towarzyszący ropie, który jest spalany lub powtórnie wtłaczany w ziemię.

Według danych BP, udokumentowane zasoby ropy naftowej w Egipcie pod koniec 2011 roku wynosiły 4,5 mld baryłek, co stanowi 0,3% zasobów światowych. Rezerwy ropy naftowej w Egipcie stale rosną. Mimo odkrycia nowych złóż i rozbudowy infrastruktury produkcja ropy naftowej waha się i ma niewielką tendencję spadkową<sup>188</sup>, szczególnie w rejonie Zatoki Sueskiej. Natomiast konsumpcja tego surowca w Egipcie stale rośnie, co oznacza konieczność jego importu.

Ropa naftowa pochodzi z pięciu największych regionów roponośnych – Zatoki Sueskiej, delty rzeki Nil, Pustyni Zachodniej, Pustyni Wschodniej oraz z regionu Morza Śródziemnego. Większość złóż podłączona jest do

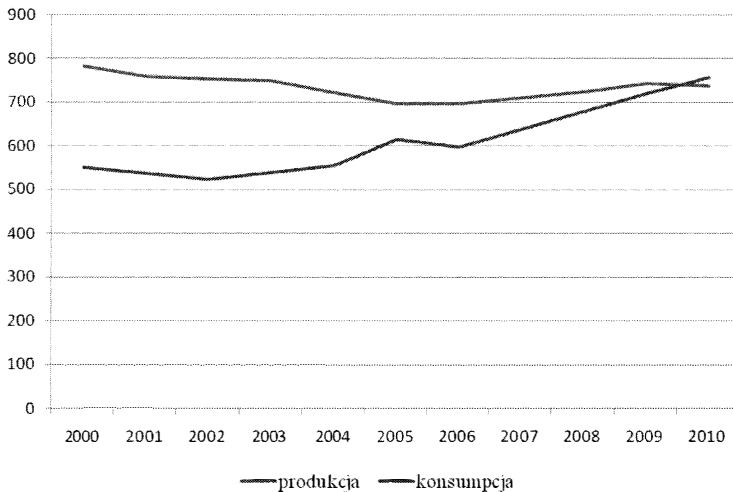
<sup>187</sup> T. Młynarski, op. cit., s. 118-119.

<sup>188</sup> BP Statistical Review...

regionalnego systemu przesyłowego. Za zarządzanie w przemyśle naftowym w kraju odpowiada państwowa kompania Egyptian General Petroleum Corporation.

Jak wspomniano, produkcja ropy naftowej w Egipcie nieco zmniejszyła się, natomiast konsumpcja wzrasta i w 2010 roku przewyższała produkcję (wykres 42).

Wykres 42. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Egipcie (w tys. b/d)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

W Egipcie funkcjonuje 9 rafinerii, których przepustowość wynosi 975 tys. b/d. Największa rafineria – El-Nasr w Zatoce Sueskiej, przetwarza 146 tys. baryłek ropy dziennie. Właścicielem rafinerii jest EGPC, zaś operatorem El-Nasr Petroleum Company. Sektor przetwarzania ropy naftowej w Egipcie ciągle się powiększa, budowane są m.in. dwie rafinerie, jedna w pobliżu Kanału Sueskiego, o mocy produkcyjnej 500 tys. b/d. Druga – w Ajn Suchna, której potencjał wyniesie 130 tys. b/d, znajduje się na wybrzeżu Morza Czerwonego. Egipski sektor rafinacji ropy jest jednym z największych w Afryce. Szacuje się, że import ropy będzie wzrastał dzięki instalowaniu nowych mocy przetwórczych rafinerii krajowych.

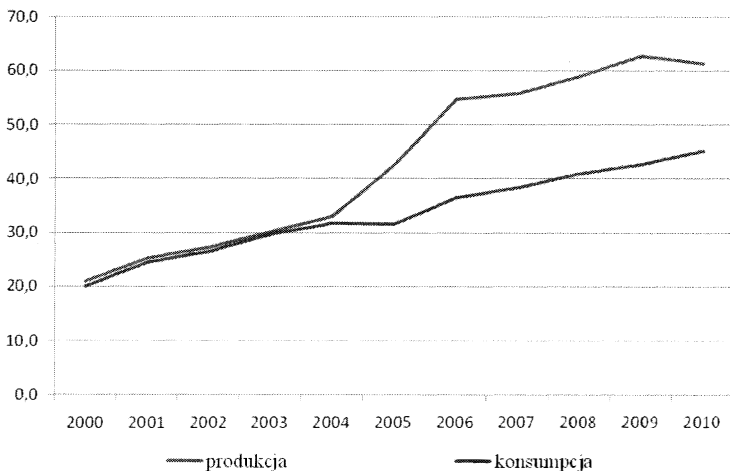
Strategiczne znaczenie dla Egiptu i całego świata ma Kanał Sueski, który łączy Morze Czerwone i Zatokę Sueską z Morzem Śródziemnym. Kanał ma na celu odciążenie Zatoki Perskiej, jeśli chodzi o transport ropy i sprawia, że Egipt pełni ważną rolę tranzytową. Według danych EIA, w 2010 roku przez Kanał Sueski przepłynęło blisko 16 500 statków, z których 20% to

tankowce i 5% gazowce. Zamknięcie Kanału Sueskiego może doprowadzić do wstrzymania dostaw surowców na europejskie rynki lub wydłużyć czas transportu, ponieważ w takiej sytuacji statki zmuszone byłyby opływać kontynent afrykański od południa, czyli trasą dłuższą o około 9000 km.

Ważne znaczenie dla gospodarki Egiptu ma ropociąg Sumed (Suez-Mediterranean Pipeline) o długości 230 km, który biegnie z terminalu Ajn Suchna w Zatoce Sueskiej do Sidi Kerir na Morzu Śródziemnym. Rurociąg został oddany do eksploatacji w 1977 roku i jest własnością Arab Petroleum Pipeline Company. W 2009 rurociągiem przetransportowano 1,1 mln baryłek ropy dziennie.

Spadek produkcji ropy naftowej w Egipcie został zniwelowany zwiększeniem produkcji gazu ziemnego. Państwo jest znaczącym producentem gazu i strategicznym dostawcą tego surowca na rynki UE. W ostatnich latach zostały tam odkryte liczne złoża gazu ziemnego, co niebawem może uczynić sektor gazownictwa motorem szybkiego wzrostu gospodarczego<sup>189</sup>. Udokumentowane zasoby gazu ziemnego w Egipcie wynoszą 2,2 trln m<sup>3</sup>. Rezerwy tego surowca do 2007 roku stale wzrastały, od 2007 znajdują się na stałym poziomie.

Wykres 43. Konsumpcja i produkcja gazu ziemnego w Egipcie (w mld m<sup>3</sup>)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

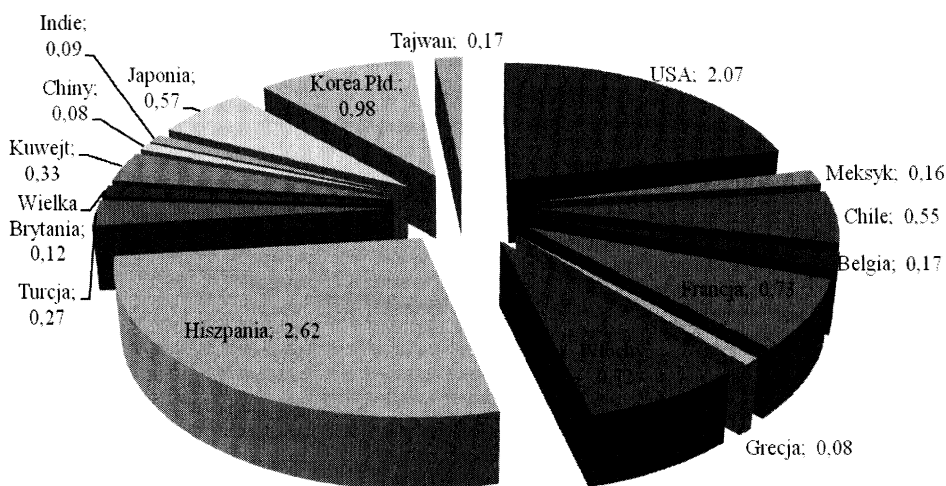
<sup>189</sup> T. Młynarski, op. cit., s. 106-107.



Wraz z wydobyciem gazu ziemnego wzrasta w Egipcie jego konsumpcja, która w 2010 wynosiła 45,1 mld m<sup>3</sup>. Natomiast produkcja gazu w porównaniu z 2009 rokiem nieco spadła, z 62,7 mld m<sup>3</sup> do 61,3 mld m<sup>3</sup> gazu (wykres 43).

W 2010 roku Egipt eksportował 15,17 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, z którego 5,46 mld m<sup>3</sup> transportowano rurociągami, a 9,71 mld m<sup>3</sup> gazu w formie skroplonej. Spośród państw UE największymi odbiorcami LNG są Hiszpania – 2,62 mld m<sup>3</sup>, Francja – 0,73 mld m<sup>3</sup>, Włochy – 0,72 mld m<sup>3</sup>, Belgia – 0,27 mld m<sup>3</sup>, Wielka Brytania – 0,12 mld m<sup>3</sup> i Grecja 0,08 mld m<sup>3</sup> (wykres 44).

Wykres 44. Eksport LNG z Egiptu (w mld m<sup>3</sup>)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Egipt jest szóstym producentem co do ilości skroplonego gazu ziemnego na świecie. Począwszy od lat 90. XX wieku, zagraniczne kompanie naftowe rozpoczęły aktywne poszukiwania złóż gazu ziemnego w Egipcie i dosyć szybko znalazły szereg znaczących złóż w delcie Nilu, na szelfie w pobliżu Nilu oraz na Pustyni Zachodniej. Największymi kompaniami zagranicznymi, które prowadzą wydobycie gazu ziemnego na terytorium Egiptu są: BG, BP, ENI oraz Shell. Do najbardziej perspektywicznych złóż należą: Abu Kir i Abu Madi.

Największą fabryką do skraplania gazu ziemnego jest Damietta o zdolności przepustowej 770 mln stop<sup>3</sup> dziennie, której potencjał planuje się zwiększyć do 1,4 mld stop<sup>3</sup> dziennie. Ważne znaczenie ma również fabryka do skraplania LNG w Idku, do której gaz płynie z morskich złóż

Simian/Sienna. Większość egipskiego gazu, który eksportuje się za pośrednictwem rurociągu arabskiego (Arab Gas Pipeline) dostarczana jest głównie do państw bliskowschodnich – Jordanii, Izraela, Libanu i Syrii.

Podsumowując, Egipt ma strategiczne znaczenie dla UE, szczególnie jeśli chodzi o dostawy gazu ziemnego w formie skroplonej. Rynek LNG w UE nabiera obrotów i w przyszłości może stanowić alternatywne źródło dostaw gazu ziemnego. Bliskość europejskiego rynku daje Egiptowi przewagę nad innymi dostawcami tego surowca.

Gospodarka Gabonu, podobnie jak większości państw Afryki wydobywających ropę naftową, w znacznym stopniu zależy od wydobycia i eksportu surowców mineralnych. Eksport ropy wynosi 51% PKB i 61% przychodów państwa. W Gabonie PKB na osobę wynosi 5 500 dolarów i jest najwyższy wśród państw Afryki<sup>190</sup>. Mimo to, większość ludności żyje na granicy biedy. Zgodnie z rankingiem Human Development Index (HDI), pod tym względem Gabon zajmuje 124 miejsce (ze 177 państw). Stopa bezrobocia w państwie wynosi 40%.

Według danych BP, potwierdzone zasoby ropy w Gabonie, według stanu na 1 stycznia 2011, wynosiły 3,7 mld baryłek. Rezerwy ropy naftowej w ostatnich 10 latach mają niewielką tendencję rosnącą, a w ostatnich trzech latach utrzymują się na stałym poziomie. Produkcja ropy naftowej w Gabonie stopniowo rośnie, w 2000 roku wynosiła ona 327 tys. b/d, w 2005 234 tys. b/d, od 2006 produkcja ropy waha się w granicach 230-235 tys. b/d. Pod koniec 2010 roku odnotowano tam nieco większy wzrost wydobycia – do 245 tys. b/d. Takie tempo wydobycia ropy naftowej daje Gabonowi szóste miejsce wśród państw Afryki (wykres 45).

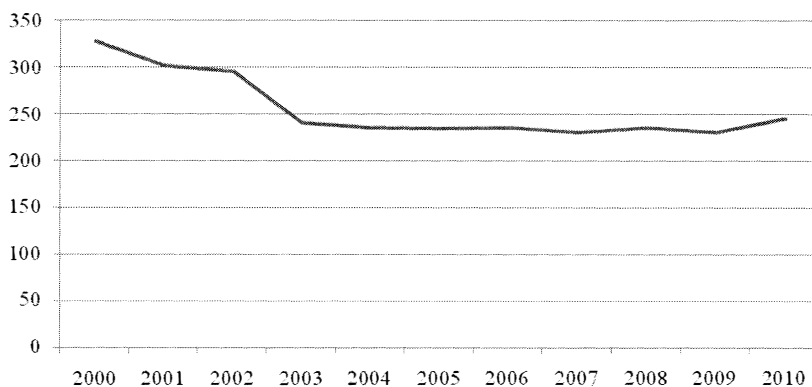
Cechą charakterystyczną złóż w tym państwie jest to, że większość z nich już osiągnęła szczyt wydobycia. Obecnie w Gabonie funkcjonują 122 złoża. W 2006 roku wewnętrzne zużycie wyniosło – 12 tys. b/d. Większość ropy eksportowana jest do USA i Europy (głównie do Francji), a także do Chin i Indii<sup>191</sup>.

Dwie największe zagraniczne kompanie, które funkcjonują na rynku Gabonu to Royal Dutch Shell i Total, choć największym producentem ropy w 2007 roku był Addax Petroleum. Podobnie jak w większości państw Afryki, sektor naftowy jest tam skorumpowany. Państwowa kompania Société Nationale Petrolière Gabonaise (SNPG) w chwili obecnej nie ma znaczącego udziału w projektach dotyczących rozwoju sektora naftowego.

<sup>190</sup> EIA Gabon, <http://eia.doe.gov/cabs/Gabon/Background.html> – May 2008.

<sup>191</sup> Ibidem.

Wykres 45. Produkcja ropy w Gabonie (w tys. b/d)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Gabon aktywnie poszukuje inwestorów w celu utrzymania wydobycia surowej ropy na obecnym poziomie (245 tys. b/d w 2010). Dzisiaj kompania Addax wraz z Total, Shell i Perenco jest jednym z największych producentów ropy w Gabonie<sup>192</sup>. W państwie istnieje tylko jedna rafineria Sogara, która znajduje się w Port-Gentil. Uruchomiona została w 1967 roku, a obiektem zarządza rząd Gabonu (25%), Total (44%) oraz Shell (17%).

Przemysł węglowodorowy Konga to główne źródło wzrostu gospodarczego. Według danych banku światowego, sektor naftowy daje około 65% PKB państwa, zaś eksport ropy wynosi około 90% ogólnych dochodów z eksportu.

Wielkość zasobów ropy od 2005 roku nie zmienia się i wynosi 1,9 mld baryłek<sup>193</sup>. Wydobycie ropy natomiast rośnie dzięki nakładom na inwestycje w sektorze naftowym. Większość zasobów znajduje się na szelfie, gdzie wydobywa się 80% łącznego wydobycia. W 2010 roku Kongo było czwartym państwem producentem surowej ropy w regionie subsaharyjskim, ustępując Nigerii, Angoli oraz Sudanowi.

Państwowa kompania naftowa Kongo – Société Nationale des Pétroles du Congo (SNPC), reguluje wydobycie i intensywność prac poszukiwawczych w państwie. SNPC realizuje umowy akcyjne (PSAS) ze wszystkimi kompaniami zagranicznymi, które pracują w Kongu, by zapewnić stabilny, minimalny napływ kapitału do skarbu państwa. Jeśli wszyscy główni operatorzy

<sup>192</sup> *EIA Gabon*, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=GB> – January 2012.

<sup>193</sup> *EIA Congo\_Brazzaville*, [http://eia.doe.gov/cabs/Congo\\_Brazzaville/Background.html](http://eia.doe.gov/cabs/Congo_Brazzaville/Background.html) – August 2008.

w Kongu podpisali umowę PSAs, to około jedna trzecia zysków z ich wydobycia napływa do skarbu państwa. Największymi zagranicznymi operatorami w Kongu są Total (Francja), ENI (Włochy) i Perenco (Wielka Brytania).

**Wykres 46. Produkcja ropy w Kongu (w tys. b/d)**



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Wydobycie ropy w Kongu wznowiono dzięki realizacji nowych projektów. W latach 2000-2003 wydobywanie spadało z 254 tys. do 217 tys. b/d. Jednak już w 2006 w Kongu wydobywano 278 tys. baryłek ropy dziennie i prognozuje się, że wydobywanie będzie wzrastać w związku z uruchomieniem nowych złóż (wykres 46). Według danych IHS Energy, w 2007 roku czołowym producentem ropy w Kongu była firma Total, która wydobywa około 47% ropy, podczas gdy ENI – 22%.

W 2006 roku Kongo zużyło na własne potrzeby 6 tys. b/d i eksportowało około 234 tys. baryłek nieprzetworzonej ropy naftowej, której większość dostarczana jest na rynki azjatyckie. Według danych FACTS Global Energy w 2006 Kongo eksportowało 108 tys. baryłek nieprzetworzonej ropy naftowej dziennie (46%) do Chin. Kongo eksportuje ropę z terminalu Djeno, położonego w głównym mieście portowym państwa w Pointe-Noire.

Szczyt wydobywania ropy w Kongu przypadł na 2007 rok, wtedy też wydobyto rekordową ilość ropy – 278 tys. b/d<sup>194</sup>. Czołowy operator i inwestor na rynku – firma Total – na początku 2008 roku miała odkryć złóżę morskie Moho-Bilondo. Na razie nie istnieją potwierdzone dane dotyczące otwarcia złoża. Według ocen EIA, z Moho-Bilondo będzie wy-

<sup>194</sup> Ibidem.

dobywać się początkowo 90 tys. b/d, co zwiększy wydobycie ropy przez kompanię z 124 tys. do 214 tys. b/d, a wraz z tym zwiększą się także zyski. W 2005 roku Total otrzymała pozwolenie na rozpoczęcie eksploatacji złoża, które obejmuje 12 podwodnych morskich odwiertów. Złoże położone jest w Haute Mer, potwierdzone zasoby ropy wynoszą tam 200 mln baryłek. Ropa z tego złoża będzie transportowana rurociągiem do terminalu Djeno przez platformę Likouala. Udziały kompanii Total w projekcie wynoszą 53,5%, Chevron (31,5%) oraz SNPC (15%).

W styczniu 2007 francuska kompania Maureland Prom przedstawiła schemat wodnego podłączenia do złoża M'Boundi w celu zwiększenia wydobycia. Pozwoliłoby to zwiększyć wydobycie ropy w latach 2007-2010 o 18%. W grudniu 2006 z 58 odwiertów złoża M'Boundi wydobywano 54 tys. b/d. W lutym 2007 ENI nabyła 48,6% akcji Maureland Prom's na eksploatację złoża M'Boundi. Partnerami ENI zostały kompanie: Burren Energy (37%) i Energy Africa (11%).

W marcu 2003 Angola i Kongo utworzyły strefę wspólnych interesów (Zone d'Interet Commun – ZIC – Common Interest Zone). Strefa obejmuje region wydobycia ropy, który znajduje się w Brazzaville, włączając część bloku 14 (Angola), który eksploatuje Chevron i blok Haute Mer (Kongo), którego operatorem jest Total. Kongo i Angola dzielą zyski z wydobycia po równo. Komercyjne wydobycie ropy ze strefy wspólnych interesów rozpocznie się nie wcześniej niż w 2012 roku.

Jak w większości państw regionu subsaharyjskiego, w Kongo działa jedynie jedna rafineria Congolaise de Raffinage (CORAF). Rząd Konga usiłuje rozszerzyć i modernizować CORAF, żeby uczynić go bardziej interesującym dla potencjalnych inwestorów.

Ponad 25 lat temu kompania naftowa Hydro-Congo otrzymała monopol na transport, sprzedaż i zbyty produktów ropy naftowej w Kongo. W 2002 roku Hydro-Congo, Chevron, Total i Tacoma/Puma-Energy (Wielka Brytania) stworzyły Société Communede Logistique Petroliere (SCLOG), w celu transportu produktów ropy naftowej za granicę; przede wszystkim (według danych za rok 2009) – do USA (49%), Chin (31%), Francji (10%), Indii (5%) i Hiszpanii (1%). W ponad 100 stacjach obsługi i stacjach paliw położonych na całym terytorium sprzedaje się pochodne kongijskiej ropy naftowej<sup>195</sup>.

Pod względem wielkości rezerw gazowych w regionie subsaharyjskim Kongo zajmuje czwarte miejsce. Pomimo tak znacznych zasobów, Kongo nie wydobywa gazu ziemnego na skalę przemysłową, głównie z powodu

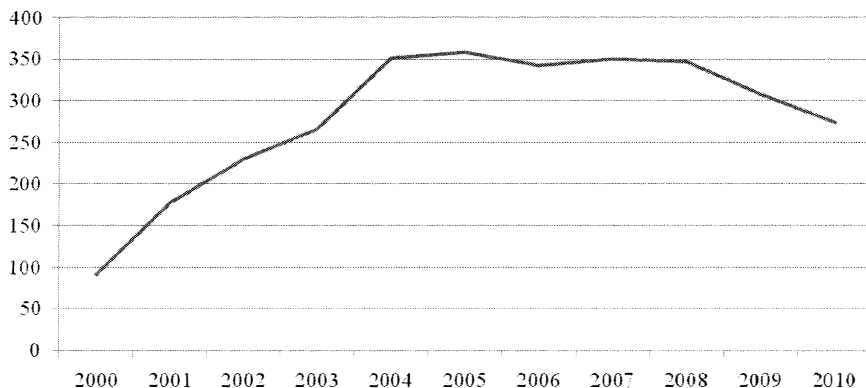
<sup>195</sup> Ibidem.

niedostatecznego rozwoju infrastruktury. Według ocen OGJ, zasoby gazu ziemnego w Kongo w 2007 roku wynosiły 3,2 trln stóp<sup>3</sup>. Pod względem zasobów gazu ziemnego, Kongo ustępuje jedynie Nigerii, Mozambikowi i Kamerunowi. Większość zasobów gazu ziemnego odkryto wzdłuż złóż ropy naftowej. W Kongo są również bezpośrednie złoża gazu – morskie Banga Marine i Litchendjili Marin. Kongo spala gaz ziemny, ale rząd czyni starania, by w przyszłości zmniejszyć jego spalanie, wykorzystując go do produkcji energii elektrycznej<sup>196</sup>.

Gwinea Równikowa stała się ważnym eksporterem ropy naftowej i gazu od czasu odkrycia podmorskich złóż ropy w latach 90. XX wieku. Udokumentowane zasoby ropy naftowej w 2010 wynosiły 1,7 mld baryłek i pozostają na stałym poziomie od 2007 roku. W latach 2005-2006 zasoby były nieco większe i wynosiły 1,8 mld baryłek<sup>197</sup>. Od 2002 do 2006 roku w Gwinei Równikowej obserwuje się wzrost PKB o 15,8%. Eksport ropy wynosi 90% całego wydobycia. Spadek wydobycia ropy w 2007 spowodował obniżenie PKB do 6,8%.

Większość tych zasobów znajduje się na szelfie w bogatej w ropę naftową Zatoce Gwinejskiej. Od czasu, gdy odkryto złożę Zafiro (1995), produkcja ropy znacząco rosła. W 2001 roku produkcja ropy naftowej wzrosła z 91 tys. do 171 tys. b/d i do 2005 rosła. W 2010 wydobycie ropy wyniosło 274 tys. b/d (wykres 47).

Wykres 47. Produkcja ropy naftowej w Gwinei Równikowej (w tys. b/d)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

<sup>196</sup> Ibidem.

<sup>197</sup> *BP Statistical Review...*; *EIA Equatorial Guinea*, [http://eia.doe.gov/cabs/Equatorial\\_Guinea/Oil.html](http://eia.doe.gov/cabs/Equatorial_Guinea/Oil.html) – October 2007.



Ministerstwo przemysłu zagospodarowania bogactw naturalnych i energetyki jest dla przemysłu naftowego Gwinei Równikowej organem regulacyjnym. W 2002 roku rząd tego państwa utworzył państwową kompanię naftową GEPetrol. Podstawowym zadaniem tej kompanii był udział we wspólnych przedsięwzięciach z zagranicznymi kompaniami energetycznymi i udział w umowach o podziale produkcji. Kompania może także brać udział w poszukiwaniu i wydobyciu ropy za granicą.

Największym złożem ropy naftowej w Gwinei Równikowej jest Zafiro. Złoże zostało odkryte w 1995 roku w północno-zachodniej części wyspy Bioko przez kompanie ExxonMobil i Ocean Energy. Zafiro jest największym morskim złożem w Afryce Zachodniej i głównym producentem ropy w Gwinei Równikowej (160 tys. b/d). Prawo do zagospodarowania złoża posiadają GEPetrol oraz ExxonMobil.

Drugim pod względem wielkości złożem w Gwinei Równikowej jest złoże Ceiba (odkryte w 2000 roku). Zasoby ropy oceniane są na 113 mln baryłek. Produkcja ropy w 2009 wynosiła 80 tys. baryłek ropy dziennie. Złoże eksploatują kompanie GEPetrol, Tullow Oil i Amerada Hess.

Trzecim pod względem wielkości jest gazowo-kondensatowe złoże Alba na północy wyspy Bioko, które zawiera 400 mln baryłek. Obecnie ze złoża wydobywa się 70 tys. baryłek kondensatu dziennie. Operatorem jest Marathon Oil Corporation oraz GEPetrol.

Wewnętrzne zużycie ropy w państwie jest ograniczone przez wysoki poziom biedy i nierozwiniętą infrastrukturę, w 2006 roku wynosiło ono 2 tys. b/d. Ropa naftowa wykorzystywana jest głównie jako paliwo. W planach rządu jest budowa rafinerii o mocy produkcyjnej 20 tys. b/d w rejonie Rio Muni, niestety zamiar ten znajduje się jeszcze w fazie projektu.

Większość ropy naftowej Gwinea Równikowa eksportuje do Ameryki Północnej, UE i na rynki azjatyckie. Głównymi odbiorcami gwinejskiej ropy w 2009 roku były – USA (90 tys. b/d), Hiszpania (8 tys. b/d), Włochy (6 tys. b/d), Francja (5 tys. b/d) oraz Holandia (3 tys. b/d)<sup>198</sup>.

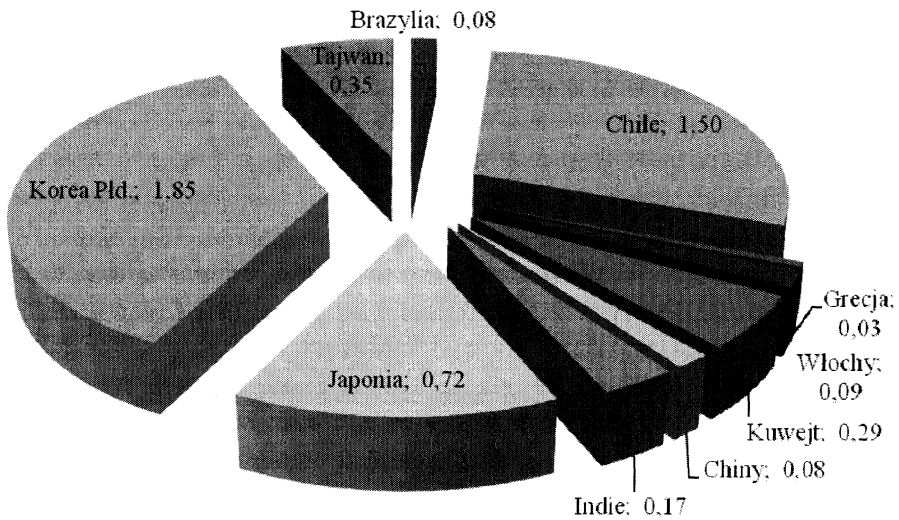
W 2002 roku oddano do eksploatacji nowy port, który znajduje się w pobliżu miasta Luba. Rząd Gwinei spodziewa się, że przybrzeżne kompanie naftowo-gazowe będą wykorzystywać port w Luba jako punkt przeładunku ropy. Budowany jest także nowy port w Malabo, by odciążać terminal główny. Kompania Pils (Holandia) będzie zarządzać portem przez 15 lat, po czym kierownictwo nad portem przejdzie w ręce państwa.

W 2005 roku utworzono państwową kompanię gazową Sociedad Nacional de Gas de Guinea Ecuatorial (Sonagas, G.E.). Zadaniem Sonagas jest

<sup>198</sup> EIA *Equatorial Guinea*, [www.iea.doe.gov](http://www.iea.doe.gov) – February 2010.

zarządzanie aktywami gazowymi oraz rozwojem rynku przemysłowego i lokalnego, jak również przetwarzanie, dystrybucja i prace poszukiwawcze. Podobnie jak w przypadku kompanii gazowych, rząd Gwinei chce, by przynajmniej 35% udziałów zagranicznych inwestycji, było podzielone pomiędzy kompanie państwowe.

Wykres 48. Eksport LNG z Gwinei Równikowej w 2010 roku (w mld m<sup>3</sup>)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

W 2007 roku na jeziorze Bioko zakończono budowę fabryki Punta Europa do skraplania gazu (LNG), która według prognoz ekspertów wytwarza około 3 trln stóp<sup>3</sup> osuszonego gazu ze złoża Alba, a jego zagospodarowaniem zajmuje się MarathonOil Corporation. Zgodnie z umową z BG Gas Marketing LTD, w ciągu 17 lat ma przepłynąć 3,4 mln ton skroplonego gazu ziemnego. Oczekuje się, że BG będzie dostarczać większość skroplonego gazu ziemnego do USA na terminal Lake Charles w Luizjanie. MarathonOil planuje wybudowanie jeszcze jednej fabryki do skraplania gazu, gdy tylko Gwinea Równikowa załatwi formalności dotyczące umowy na transport trudnego do wydobycia gazu z Kamerunu i Nigerii. Obecnie umowy podpisane zostały z Kamerunem, który prawdopodobnie posiada rezerwy gazu przeznaczone na dostawy w ilości 200 mln stóp<sup>3</sup> dziennie (dane z 2010) oraz Nigerią, która będzie dostarczać 600-800 mln m<sup>3</sup> dziennie. Dodatkowy potencjał LNG Gwinea Równikowa może otrzymać dzięki prowadzeniu polityki ukierunkowanej na ograniczenie spalania

ciekłego gazu ziemnego, wydobywanego razem z ropą naftową<sup>199</sup>. Eksport LNG z Gwinei Równikowej w 2010 roku wyniósł 5,16 mld m<sup>3</sup>. Większość LNG eksportuje się na rynki azjatyckie – do Korei Południowej, Japonii, Tajwanu, Indii. Niewielkie ilości eksportuje się także do UE, szczególnie do Włoch – 0,09 mld m<sup>3</sup> i Grecji – 0,03 mld m<sup>3</sup> (wykres 48).

Tunezja zawdzięcza swój rozwój ekonomiczny rozwojowi przemysłu naftowego oraz turystyce. Potwierdzone zasoby ropy wynoszą 0,4 mld baryłek ropy (BP) i znajdują się w Zatoce Kabiskiej (Mała Syrta) oraz w złożach Gadames i Santa Basin na południu państwa. Zasoby ropy naftowej w Tunezji maleją. Największe zostały udokumentowane w 2004 roku i wynosiły 0,7 mld baryłek. Od tego czasu powoli maleją; w latach 2005-2008 wynosiły 0,6 mld baryłek, a w ciągu ostatnich dwóch lat spadły do 0,4 mld baryłek<sup>200</sup>.

W związku z wyczerpywaniem się zasobów zmniejsza się wydobywanie ropy. Szczyt wydobywania w ostatnich 10 latach miał miejsce w 2007 i wyniósł 97 tys. b/d. Od tamtego czasu produkcja ropy spada i w 2010 wyniosła 80 tys. b/d. Obecnie w Tunezji popyt na ropę przewyższa podaż (wykres 49).

Wykres 49. Produkcja ropy naftowej w Tunezji (w tys. b/d)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Operatorem na tunezyjskim rynku ropy naftowej jest Tunisienne d'Activités Pétrolières (ETAP) założona w 1972 roku. Podstawo-

<sup>199</sup> Ibidem.

<sup>200</sup> *BP Statistical Review...*

wym zadaniem kompanii jest kontrola nad prowadzeniem geologiczno-poszukiwawczych prac w kraju, a także nad wydobywaniem ropy i gazu. Kompania czyni starania, by ściągnąć jak najwięcej inwestorów zagranicznych do sektora naftowo-gazowego, szczególnie jeśli chodzi o zagospodarowanie małych złóż. 73% ropy wydobywa się z 6 złóż: Adam, Ashtart, Didon, El Borma, Miskari Oued Zar; pozostała część wydobywana jest z 26 mniejszych. Największym złożem jest Adam, w którym wydobywanie ropy wynosi 18 tys. b/d. Złoże El Borma zostało odkryte w 1964 roku, wydobywanie ropy wynosi tam około 12 tys. b/d, a ze złoża Ashtart – 11,5 tys. b/d.

W Tunezji istnieje tylko jedna rafineria Bizerte, której operatorem jest Société Tunisienne des Industries de Raffinage (STIR), jej przepustowość wynosi 34 tys. b/d. W 2005 roku przyjęto decyzję ministerstwa przemysłu i energetyki Tunezji o budowie jeszcze jednej rafinerii w As-Suchajra. Przewiduje się, że zdolność przepustowa rafinerii wyniesie 120 tys. b/d. Rafineria została oddana do eksploatacji w 2010. Na śródziemnomorskim wybrzeżu Tunezji istnieje 5 eksportowych terminali naftowych. Największy jest terminal w As-Suchajra, w Zatoce Kabiskiej. W 2001 roku oddano do eksploatacji rurociąg, który połączył złoża Sid i El Kilani z As-Suchajra. Inne terminale ropy naftowej to: Kabis, Zarzis, Bizerta i morski terminal Ashtart.

W celu zabezpieczenia wewnętrznych potrzeb Tunezji, jeśli chodzi o energię elektryczną, państwo aktywnie poszukuje nowych złóż gazowych. Zużycie gazu przewyższa jego wydobywanie, np. w 2006 roku wydobywano 76 mld stóp<sup>3</sup> gazu, a zużycie wynosiło 136 mld stóp<sup>3</sup>. Większość gazu pochodzi ze złoża Miskar, które znajduje się na szelfie Zatoki Kabiskiej. Złoże zostało uruchomione w 1975 roku przez kompanię Elf, ale dziś jego operatorem jest kompania British Gas (BG) – największy inwestor w tunezyjskim sektorze energetycznym. Według danych BG, potwierdzone zasoby gazu na złożu wynoszą 1,5 trln stóp<sup>3</sup>. W 2005 złożo osiągnęło rekordową ilość wydobywania gazu – 200 mln m<sup>3</sup>. Kolejnymi, nie mniej ważnymi złożami są: El Franning, El Borma, Baguel i Zinnia.

W ciągu trzech ostatnich lat gospodarka Czadu rozwija się w szybkim tempie dzięki wprowadzeniu do eksploatacji rurociągu Czad – Kamerun o zdolności przesyłowej 225 tys. baryłek ropy dziennie. Według danych BP zasoby ropy w Czadzie wynoszą 0,9 mld baryłek (2007).

Natomiast potwierdzone w 2006 zasoby ropy w Kamerunie wynosiły 400 mln baryłek, większość rezerw znajduje się na szelfie w zalewie Rio del Rey w delcie Nigru. Zasoby o mniejszym znaczeniu skupione są w basenie Duala/KribiCampo na zachodnim wybrzeżu Kamerunu oraz w basenie Logone-Birni.

W 2006 roku Czad wydobywał około 170 tys. baryłek ropy dziennie, zaś Kamerun – 90 tys. Oba państwa są eksporterami ropy, a zużycie ropy łącznie w obu państwach wynosi 25 tys. b/d. Głównymi zagranicznymi kompaniami, które pracują na rynkach obu państw są: ExxonMobil, Chevron, Petronas, Total, Shell i Perenco.

W Czadzie infrastruktura naftowa nie jest dostatecznie rozwinięta, dlatego pochodne ropy i gazu państwo importuje z Nigerii i Kamerunu. Z kolei jedyna rafineria w Kamerunie, zarządzana przez państwową kompanię Société Nationale de Raffinage (SONARA), położona jest w mieście portowym Limbe, a jej przepustowość wynosi 42 tys. b/d.

Według danych OGI, potwierdzone zasoby gazu ziemnego w Kamerunie wynoszą 135,1 mld m<sup>3</sup>. Większość rezerw skupionych jest w basenach Rio del Rey, Duala oraz Kribi-Campo. W 2006 roku kompania Perenco podpisała 25-letni kontrakt z kameruńską państwową kompanią naftową Société Nationale des Hydrocarbures (SNH) na eksploatację złoża gazowego Sanaga Sud, które znajduje się w basenie Duala/Kribi-Campo. Obie kompanie zainwestowały w projekt po 50 mln dolarów.

W Dżibuti zasoby naftowo-gazowe nie są potwierdzone. Erytrea posiada nieznaczne rezerwy ropy, ale prawo monopolu na ich zagospodarowanie posiada amerykańska kompania Anadarko. W porcie w Assab znajduje się rafineria o mocy 18 tys. b/d. W 1997 roku rafinerię zamknięto z powodu niskiej opłacalności produkcji. W sierpniu 2000 państwowa sudańska kompania naftowa Sudan's National Petroleum Company zaproponowała Erytrei i Dżibuti projekt budowy rurociągu z Sudanu na dostawy produktów naftowych do tych państw z rafinerii w Chartumie (Sudan).

Większość zasobów ropy Wybrzeża Kości Słoniowej znajduje się na szelfie. Według danych Oil and Gas Journal, potwierdzone zasoby ropy wynoszą tam 100 mln baryłek (2007). W 2006 roku wykorzystano na potrzeby własne 22 tys. b/d, a eksport wyniósł około 67 tys. b/d, przy łącznym wydobywaniu 89 tys. b/d. Według Global Trade Atlas, do Europy Zachodniej eksportuje się ponad 50% surowej ropy wydobywanej przez Wybrzeże Kości Słoniowej, głównie do Niemiec (16 tys. b/d) i Francji (10 tys. b/d), a także do USA – 5 tys. b/d i Chin – 3 tys. b/d.

Ekspertci uważają, że znaczne zasoby ropy i gazu może posiadać Etiopia. Natomiast potwierdzone zasoby gazu Somalii wynoszą 200 mld stóp<sup>3</sup>, ropy naftowej w tym państwie nie odkryto. Według danych Oil and Gas Journal, potwierdzone zapasy ropy w Sudanie w 2007 roku wynosiły 5 mld baryłek, a według danych BP – 6,6 mld. Z kolei Mauretania po raz pierwszy rozpoczęła wydobywanie ropy naftowej w lutym 2006 ze złoża Szinkit, które znajduje się na południowy zachód od miasta Nawakszut.



Maroko wydobywa ropę i gaz w niewielkich ilościach. Według danych Oil and Gas Journal, potwierdzone zasoby ropy w Maroko w 2006 roku oceniane były na 1,07 mln baryłek i 60 mld stóp<sup>3</sup> gazu. Zgodnie z ocenami ekspertów, Maroko dysponuje dodatkowymi rezerwami, gdyż większość terytorium państwa do tej pory nie została zbadana. Na rynku marokańskim pracują takie zagraniczne kompanie naftowe jak: Maersk (Dania), Petronas, Cooper Energy NL, Shell, Total i Tullow Oil.

Na podstawie przedstawionych informacji o potencjale surowców energetycznych w Afryce można dojść do kilku wniosków:

1. państwa Afryki dysponują znacznymi zasobami surowców energetycznych, których wydobycie jest stosunkowo niedrogię;
2. większość państw regionu to eksporterzy netto tych zasobów, gdyż ich wewnętrzne zużycie jest stosunkowo niskie z powodu słabo rozwiniętej infrastruktury;
3. na afrykańskim rynku surowców energetycznych pracują zagraniczne, międzynarodowe kompanie z różnych regionów świata – Ameryki, Europy, Azji, ich udział w wydobyciu surowców energetycznych nie jest jednakowy, gdyż toczy się ciągła walka o rynki;
4. potwierdzone przez różne źródła zasoby surowców energetycznych różnią się, co można tłumaczyć niedostatecznym do tej pory zbadaniem terytorium i stale trwającymi konfliktami wewnątrzpaństwowymi, uniemożliwiającymi prowadzenie badań geologicznych oraz wiązanie się długoterminowymi umowami handlowo-gospodarczymi.

Zasoby gazu i zdolności tranzytowe Afryki Północnej pozwalają na dalszy wzrost produkcji i eksportu tego surowca do UE w ciągu najbliższych kilkunastu lat. Już obecnie Algieria jest jednym z najważniejszych dostawców gazu na rynki europejskie, a gaz płynący przez nią z innych krajów Afryki Północnej i Zachodniej w większym stopniu pokryje rosnące zapotrzebowanie Unii. Nadal problemem wszystkich państw Afryki pozostaje niestabilność polityczna, która stanowi zagrożenie dla ciągłości dostaw. Radykalne ugrupowania islamskie mają silne oparcie i wpływy w większości państw regionu. Dotychczas problemy wewnętrzne i zewnętrzne w regionie nie wywołały jednak groźnych zakłóceń w dostawach surowców energetycznych<sup>201</sup>.

Podsumowując, bliskość geograficzna krajów Afryki Północnej i Unii Europejskiej jest niewątpliwym atutem, ponieważ to znacznie obniża koszty transportu surowców. Dzięki zwiększeniu otwartości sektora energetycznego państw północnoafrykańskich na inwestycje zagraniczne, wło-

<sup>201</sup> B. Wojna, op. cit., s. 1639-1640.



skie, hiszpańskie, francuskie i belgijskie przedsiębiorstwa mogły nawiązać współpracę z tamtejszymi przedsiębiorstwami państwowymi kontrolującymi produkcję i dystrybucję gazu w regionie. Stwarza to również możliwości dla inwestorów spoza UE. Na uwagę zasługuje udział rosyjskiego koncernu Srovytransgaz w budowie gazociągu z Algierii do Hiszpanii. Planowane jest też podpisanie rosyjsko-algierskiej umowy w sprawie wymiany kwot, która pozwoliłaby Algierii na zwiększenie dostaw gazu do USA, a Rosji do Europy Zachodniej. Wzrost zaangażowania przedsiębiorstw rosyjskich w inwestycje w Afryce Północnej może jednak być dla Unii Europejskiej niekorzystny i może doprowadzić do przewagi konkurencyjnej rosyjskich dostawców surowców energetycznych, a nawet do uzyskania przez nich pozycji dominującej.

Wyzwaniem dla eksporterów i importerów gazu jest utworzenie światowego rynku LNG, który powstaje powoli, w miarę rozwoju infrastruktury do skraplania i odbioru gazu. Dzięki rozwojowi zdolności produkcji LNG, jeżeli nastąpi równoczesny rozwój terminali pozwalających na odbiór skroplonego gazu, Algieria, Libia i Egipt mogą stać się również dostawcami gazu na rynki pozostałych państw unijnych, przyczyniając się do dywersyfikacji dostawców gazu do państw Europy Środkowej, uzależnionych od importu z Rosji.

Afrykańsko-europejskie partnerstwo energetyczne z Unią Afrykańską, w połączeniu z regionalnymi wspólnotami gospodarczymi, powinno przyczynić się ponadto do rozwoju głębszego dialogu w dziedzinie energii i do powstania konkretnych inicjatyw. UE dokona oceny coraz większej roli Afryki z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego UE i zapewni dostępność odpowiednich środków oraz określi politykę w tej dziedzinie. Regionalna integracja rynków energii elektrycznej oraz wspieranie energii odnawialnej oferuje Afryce wyjątkowe możliwości rozwojowe i pozwoli na zintensyfikowanie unijnych działań pomocowych w tych dziedzinach<sup>202</sup>. Region afrykański jest dosyć atrakcyjny dla państw UE z kilku powodów: bliskość obszarów wydobywczych, tanie wydobycie i obecność potencjalnych, nierozpoznanych złóż, które w przyszłości mogą stać się istotnym źródłem importu.

202 Ibidem.

### 3. Bliski Wschód i Azja Mniejsza

Bliski Wschód jest regionem, do którego ponad 50 lat przykuta jest uwaga całego świata. Główną przyczyną tak dużego zainteresowania tym obszarem jest posiadanie ogromnych zasobów strategicznych surowców energetycznych – ropy naftowej i gazu ziemnego. Ropa naftowa jest najważniejszym surowcem strategicznym i ma znaczący wpływ na sytuację gospodarczą i polityczną w skali globalnej. We współczesnym świecie ten surowiec zajął miejsce złota jako symbolu władzy i jest przyczyną wielu wojen oraz konfliktów, zarówno na Bliskim Wschodzie, jak również w innych roponośnych regionach świata<sup>203</sup>.

Cechą charakterystyczną dla regionu Bliskiego Wschodu jest to, że geologiczne prace badawcze, rozwój złóż naftowych i wydobywanie ropy jest tu najtańsze na świecie. Biorąc pod uwagę koszty badań i eksploatacji w regionie Bliskiego Wschodu wynoszą one łącznie od 3 do 5 dolarów za baryłkę; dla porównania – na Morzu Północnym 15 dolarów za baryłkę, a w Zatoce Meksykańskiej 12 dolarów za baryłkę. W regionie Bliskiego Wschodu najniższe koszty wydobywania ropy są w państwach posiadających największe zasoby „czarnego złota” (Arabia Saudyjska, Kuwejt, Irak, Iran i Zjednoczone Emiraty Arabskie). Czynnikiem, od którego zależy cena wydobywania ropy w państwach Bliskiego Wschodu są:

- dominacja dużych złóż. Poszukiwanie złoża i koszty jego eksploatacji są znacznie mniejsze dla jednego dużego złoża niż dla kilku mniejszych;
- cechy geograficzne. Większość złóż danego regionu znajduje się na lądzie lub na szelfie kontynentalnym na otwartym morzu, i są znacznie tańsze w eksploatacji niż złoża głębowodne. Głębokość maksymalna Zatoki Perskiej wynosi 300 m, co pozwala na wykorzystywanie tańszych od samopodnoszących się pływających platform morskich. Nawet w projektach głębowodnych, takich jak egipskie wody Morza Śródziemnego, warunki morskie są bardziej sprzyjające niż np. na Morzu Północnym. Klasyfikacja złóż położonych wzdłuż wybrze-

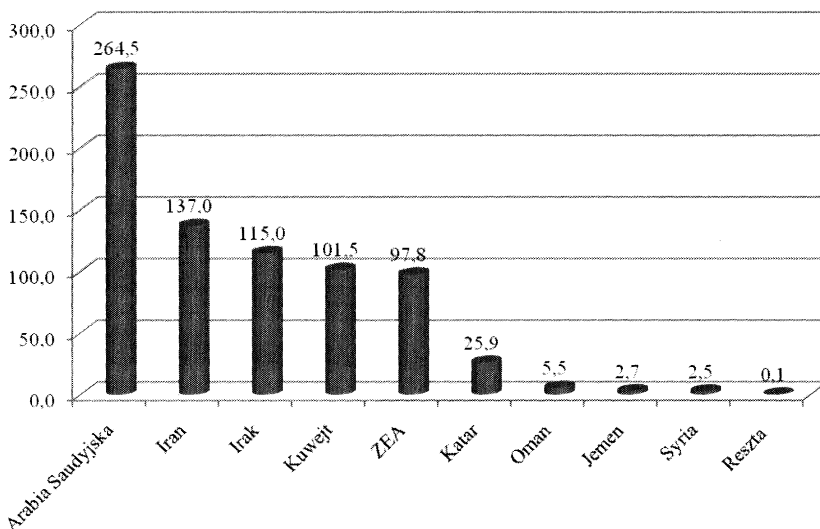
<sup>203</sup> T. Kaczmarek, R. Jarosz, op. cit., s. 77.

za Zatoki Perskiej zwiększa do nich dostęp ciężkiego sprzętu, a koszty transportu ropy do terminali eksportowych są znacznie niższe. Oprócz tego, mała gęstość zaludnienia w największych roponośnych regionach sprzyja wierceniom i umieszczaniu naziemnych urządzeń;

- sprzyjające warunki geologiczne. Głębokość zalegania pokładów wynosi od 1 500 do 4 000 metrów. Większość obecnie eksploatowanych złóż zalega na niewielkiej głębokości. Istnieje tylko kilka złóż, które znajdują się na głębokości ponad 4 000 metrów. Głębokość ma duży wpływ na koszty wiercenia, które wzrastają prawie czterokrotnie w sytuacji, gdy głębokość wzrasta dwukrotnie<sup>204</sup>.

Liderem w regionie pod względem zasobów ropy naftowej, jest Arabia Saudyjska (264,5 mld baryłek), drugie co do wielkości złoża posiada Iran (137 mld), w dalszej kolejności są Irak (115 mld), Kuwejt (101,5 mld), Zjednoczone Emiraty Arabskie (ZEA – 97,8 mld), Katar (25,9 mld), Oman (5,5 mld), Jemen i Syria (2,5 i 2,7 mld) (wykres 50)<sup>205</sup>.

**Wykres 50. Udokumentowane zasoby ropy naftowej w poszczególnych państwach Bliskiego Wschodu w 2010 roku (w mld baryłek)**



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

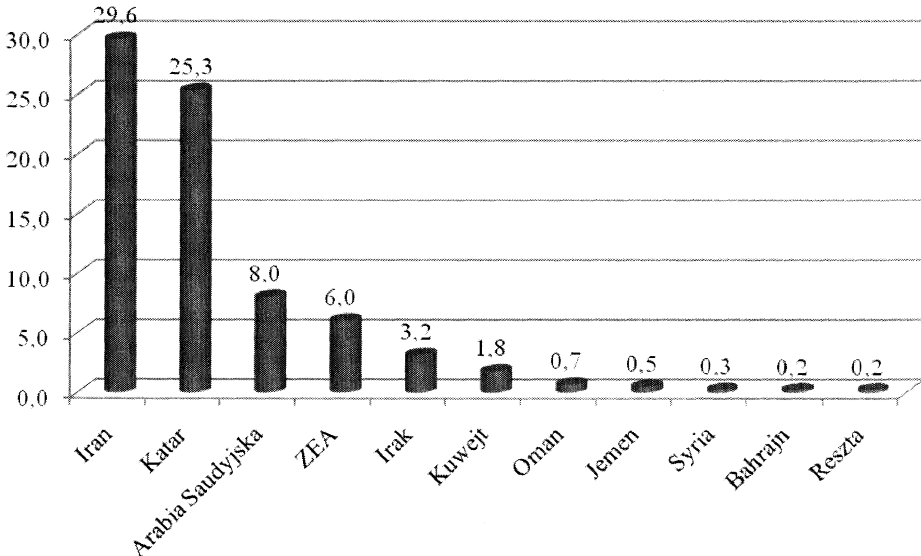
<sup>204</sup> *World Energy Outlook – 2005. Chapter 4 – 4Oil Outlook in the Middle East and North Africa*, p. 135.

<sup>205</sup> *OPEC. Annual Statistical Bulletin, 2010*, p. 13.

Bliski Wschód charakteryzuje się posiadaniem wielu złóż – tzw. supergigantów i gigantów. Za złoża zwane supergigantami uważane są takie, które posiadają przynajmniej 5 mld baryłek potwierdzonych zasobów ropy, złoża giganty mają ponad 1 mld baryłek. Oba rodzaje tych złóż posiadają ponad 75% odkrytych zasobów ropy w regionie Bliskiego Wschodu. W Iranie największymi złożami są – Achwaz (16,8 mld), Marun (14,6 mld); w Iraku – Wschodni Bagdad (18 mld), Kirkuk (11,3 mld), Rumajla (15,5 mld); w Kuwejcie – Grejt Burgan (31 mld); w Katarze – Pole Północne (25,7 mld); w Arabii Saudyjskiej – Ghawar (86,3 mld); w ZEA – Zakum (16 mld)<sup>206</sup>.

Mimo dysponowania olbrzymimi zasobami ropy naftowej, region Bliskiego Wschodu jest też bogaty w złoża gazu ziemnego – 75,8 trln m<sup>3</sup> (40,5% zasobów światowych). Zasoby gazu w Iranie i Katarze wynoszą 2/3 łącznych, udokumentowanych zasobów w całym regionie. Największe złoża to Południowy Pars w Iranie, które szacuje się na 13 trln m<sup>3</sup>, Pole Północne w Katarze – 24 trln m<sup>3</sup>, Ghawar, Safaniyah i Zuluf w Arabii Saudyjskiej, Asz-Szarika 0,3 trln m<sup>2</sup> oraz Dubaj 0,1 trln m<sup>3</sup> w ZEA (wykres 51)<sup>207</sup>.

Wykres 51. Udokumentowane zasoby gazu ziemnego w poszczególnych państwach Bliskiego Wschodu w 2010 roku (w trln m<sup>3</sup>)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

<sup>206</sup> *World Energy Outlook 2005*, p. 172.

<sup>207</sup> *Ibidem*, p. 521, 551.

Większość gazu na Bliskim Wschodzie pochodzi ze złóż naftowych, dlatego odkryciom nowych złóż ropy zazwyczaj towarzyszy i odkrycie złóż gazowych. Jedynie złoża Północne i Południowy Pars to samodzielne złoża gazu w Zatoce Perskiej.

## OPEC oraz OAPEC

Analizując potencjał surowcowy regionu Bliskiego Wschodu, szczególną uwagę warto poświęcić dwóm organizacjom o ważnym znaczeniu światowym – OPEC i OAPEC.

Po wkroczeniu na Bliski Wschód międzynarodowe kompanie naftowe zaczęły organizować lokalne oddziały (filie), które zajmowały się pracami eksploatacyjnymi i produkcją ropy. Czysta ropa była sprzedawana kompaniom macierzystym (utworzonym oddziałom) po bardzo niskich cenach, zyski arabskich rządów były niewielkie w porównaniu z ilościami sprzedawanej ropy. Natomiast kompanie macierzyste w swoich państwach sprzedawały wydobytą na miejscu arabską ropę po cenach światowych, skalkulowanych na podstawie kosztów produkcji ropy w USA wydobywanej w Zatoce Meksykańskiej, znacznie droższej od bliskowschodniej<sup>208</sup>. W rezultacie dystrybutorzy mieli zyski dwukrotnie wyższe niż koszty wydobycia. To wywołało niezadowolenie państw producentów ropy naftowej, które postanowiły bronić własnych interesów.

Po II wojnie światowej największe światowe koncerny energetyczne, szczególnie amerykańskie i brytyjskie, zwiększyły swoje działania w państwach arabskich rejonu Zatoki Perskiej; do początku lat 50. XX wieku ich wpływ w regionie był tak ogromny, że były właściwie państwami w państwie. Zachodnie kompanie dyktowały politykę zagraniczną i energetyczną, ustanawiając ceny ropy, utrzymując feudalne rządy arabskie, płacąc im sumy wystarczające dla godnego utrzymania władców i dworów<sup>209</sup>.

Na początku lat 60. XX wieku miała miejsce obniżka cen zakupu ropy, przeprowadzona przez koncerny naftowe i niezgodniona z państwami arabskimi, która doprowadziła do zmniejszenia wpływów budżetowych i pogorszenia sytuacji gospodarczej w państwach Bliskiego Wschodu. W związku z tym 10-14 września 1960 z inicjatywy Arabii Saudyjskiej, Kuwejtu, Iraku, Iranu i Wenezueli powstała OPEC – jedna z najważniejszych organizacji

<sup>208</sup> B. Łęgowska, *Polityka naftowa państw arabskich Zatoki Perskiej*, Wydawnictwo Ibidem, Łódź 2007, s. 55-60.

<sup>209</sup> Ibidem, s. 37.

międzynarodowych. Na początku swego istnienia była negatywnie postrzegana, jako kartel, którego celem jest zapewnienie państwom członkowskim gigantycznych dochodów kosztem wszystkich pozostałych odbiorców<sup>210</sup>. W rzeczywistości celem powstania OPEC była unifikacja strategii gospodarczej państw eksporterów ropy naftowej oraz ochrona ich praw – zarówno indywidualnych, jak i wspólnych – na rynku paliwowym zdominowanym przez zachodnie kartele naftowe, szczególnie amerykańskie i brytyjskie.

Zamierzeniem OPEC jest koordynacja i ujednoczenie polityki naftowej w celu zagwarantowania stabilnych i korzystnych cen ze sprzedaży ropy państwom członkowskim. W praktyce zadania OPEC polegają na zapewnieniu wzrostu wpływów ze sprzedaży ropy, zmniejszeniu udziałów w produkcji ropy naftowej koncernów międzynarodowych (nacjonalizacja), ujednoczeniu polityki produkcyjnej<sup>211</sup>. Niestety OPEC nie jest organizacją jednolitą, co negatywnie odbija się na skuteczności działań. Arabia Saudyjska, Kuwejt, ZEA są państwami prowadzącymi umiarkowaną politykę wobec koncernów zachodnich i konsumentów ropy naftowej. Te państwa utrzymują ograniczony dostęp do złóż naftowych przez państwa trzecie. Natomiast Iran, Nigeria, Wenezuela – to państwa, które zainteresowane są w krótkotrwałych zyskach ze sprzedaży ropy i dążą do uzyskania jak największych dochodów. Rozbieżność interesów prowadzi do nieprzestrzegania wewnętrznych ustaleń, co skutkuje często przekraczaniem ustalonych kwot produkcji i tym samym osłabia OPEC. W konsekwencji organizacja, która mogłaby wywierać znaczny wpływ na światową gospodarkę, nie odgrywa aż tak znaczącej roli i siły oddziaływania<sup>212</sup>.

Obecnie członkami OPEC jest 12 państw – Arabia Saudyjska, Irak, Iran, Kuwejt i Wenezuela, które są państwami założycielami, później do organizacji przystąpiła reszta państw regionu Zatoki Perskiej – Katar (1961), ZEA (1967), oraz państwa afrykańskie – Libia (1962), Algieria (1969), Nigeria (1971), Angola (2007)<sup>213</sup> i Ekwador (1973), który w latach 1992-2007 zawiesił członkostwo w organizacji. Od 2009 członkostwo również zawiesiła Indonezja, która należała do organizacji od 1962 roku, a w latach 90. XX wieku szeregi organizacji opuścił Gabon (1975-1994).

Osiem lat później, w 1968 roku, powstała organizacja OAPEC, która jest młodszą siostrą OPEC. W skład tej organizacji weszły wyłącznie państwa arabskie eksportujące ropę. Obecnie organizacja skupia 10 państw: Kuwejt, Libię i Arabię Saudyjską, a także Algierię (1970), Bahrajn (1970),

<sup>210</sup> T. Młynarski, op. cit., s. 261.

<sup>211</sup> Ibidem, s. 262.

<sup>212</sup> Ibidem.

<sup>213</sup> OPEC brief history, [http://www.opec.org/opec\\_web/en/about\\_us/24.htm](http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/24.htm).



Katar (1970), ZEA (1970), Irak (1972), Syrię (1972) oraz Egipt (1973)<sup>214</sup>. W latach 1982-1986 członkiem OAPEK była Tunezja<sup>215</sup>. Celem powstania organizacji była dywersyfikacja inwestycji ekonomicznych w różne sektory gospodarki w państwach członkowskich, co zmniejszyłoby ich zależność od ropy jako głównego źródła dochodu<sup>216</sup>. OAPEK to nie tylko organizacja państw eksporterów ropy naftowej, lecz również forum kształtowania politycznych stanowisk państw arabskich wobec problemów o charakterze regionalnym i ogólnościowym<sup>217</sup>.

Powstanie i działalność OPEC i OAPEK zreorganizowało rynek paliwowy, został przełamany wieloletni monopol kompanii zachodnich, które do lat 70. XX wieku kontrolowały 71% wydobycia w regionie Bliskiego Wschodu.

Arabia Saudyjska, jest największym producentem ropy na świecie. Na terytorium państwa znajduje się 1/5 światowych zasobów. W porównaniu z innymi państwami, koszty wydobycia ropy są tu najniższe, oprócz tego państwo jest największym światowym eksporterem ropy naftowej. Arabia Saudyjska charakteryzuje się szybkim wprowadzaniem reform gospodarczych, co po 20 latach pertraktacji pozwoliło na przyłączenie jej w grudniu 2005 do Światowej Organizacji Handlu. Mimo to kilka strategicznych sektorów kraju (badania geologiczne, rurociągi, media, ubezpieczenia, telekomunikacja, bezpieczeństwo i obrona) do tej pory jest w 100% zamkniętych dla zagranicznych inwestorów. Dominującą pozycję w gospodarce Arabii Saudyjskiej zajmują duże korporacje, w połowie będące własnością państwa. Należą do nich największa kompania Saudi Aramco, która posiada monopol na rynku naftowym kraju i kontroluje 98% wszystkich zasobów surowców państwa, a także Saudi Basic Industries Corporation (SABIC; siódmy, największy światowy producent produktów chemicznych, pochodnych ropy naftowej, i zarazem największa nienaftowa kompania na Bliskim Wschodzie).

Złoże ropy naftowej w Arabii Saudyjskiej zostały odkryte w 1937 roku w rejonie Dammam, a rok później w celach komercyjnych zostało odkryte złożo w rejonie Zahran<sup>218</sup>. Faktyczny stan zasobów ropy naftowej w państwie nie jest obecnie do końca wiadomy, ponieważ jest to tajemnicą państwową. Według zdania niektórych ekspertów Arabia Saudyjska specjalnie

<sup>214</sup> Zgodnie z przynależnością geograficzną Egipt, Algierię i Libię zaliczamy do państw Afryki Północnej. Szczegółowa charakterystyka ich potencjału surowcowego została przedstawiona w podrozdziale Afryka.

<sup>215</sup> T. Młynarski, op. cit., s. 263-264.

<sup>216</sup> B. Łęgowska, op. cit., s. 56-62.

<sup>217</sup> T. Młynarski, op. cit., s. 262.

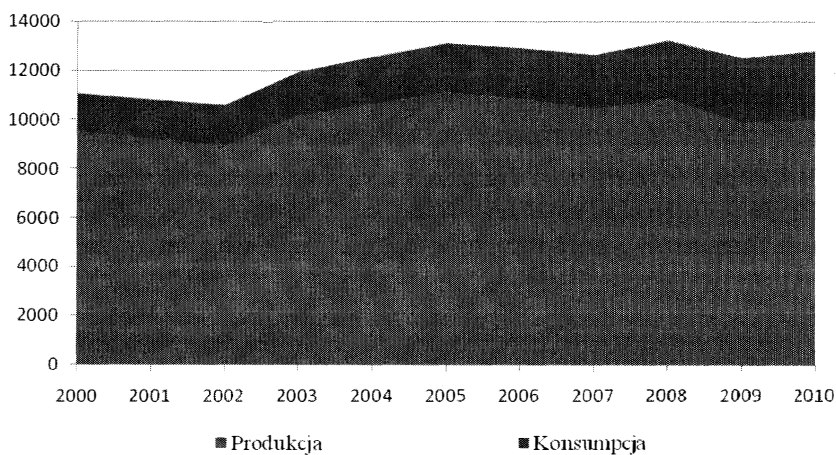
<sup>218</sup> B. Łęgowska, op. cit., s. 49.

nie ujawnia własnych zasobów, ponieważ one z każdym rokiem maleją, a władze państwa nie są zainteresowane, żeby opinia o Arabii Saudyjskiej, jako głównym eksporterze ropy naftowej uległa zmianie.

Państwo jest w znacznym stopniu uzależnione od ropy i przemysłu naftowego. Zyski ze sprzedaży ropy wynoszą 44% PKB kraju. Według danych BP, potwierdzone zasoby ropy wynoszą 264,5 mld baryłek (łącznie z 2,5 mld w tzw. strefie neutralnej). W państwie znajduje się ponad 100 naftowych i gazowych złóż i ponad 1 500 odwiertów. Ponad połowa tych rezerw znajduje się na 8 złożach, z których największym jest Ghawar (złożo gigant o powierzchni 280 km<sup>2</sup>), którego zasoby wynoszą 70 mld baryłek, a także Safaniya ze złożami – Khafji i Hout (największe morskie złożo naftowe), których zasoby sięgają 25-35 mld baryłek.

Pod względem wydobycia ropy Arabia Saudyjska zajmuje trzecie miejsce na świecie (10 007 tys. b/d). Szczyt wydobycia ropy naftowej miał miejsce w 2005 roku i wynosił 11 114 tys. b/d. Od tamtego czasu wydobycie waha się, wpływ na to mają skutki kryzysu gospodarczego, wahania cen ropy na rynku światowym oraz wyczerpywanie się zasobów. Właśnie w związku z tym, rząd państwa zdecydował o zmniejszeniu wydobycia. W 2010 roku produkcja ropy nieco wzrosła, z 9 843 tys. b/d w 2009 do 10 007 tys. b/d pod koniec 2010 (wykres 52)<sup>219</sup>.

Wykres 52. Dynamika produkcji i konsumpcji ropy naftowej w Arabii Saudyjskiej (w tys. b/d)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

<sup>219</sup> BP Statistical Review...

Jak wskazują dane statystyczne, konsumpcja ropy naftowej w Arabii Saudyjskiej jest wysoka i wynosi 2812 tys. b/d. Dla porównania, w Niemczech konsumpcja wynosi 2441 tys. b/d, w Rosji 3199 tys. b/d, a w USA – 19148 tys. b/d. Mimo wszystko Arabię Saudyjską zalicza się do państw rozwijających się, ponieważ, jak w większości państw Zatoki Perskiej, silnie rozwinięty jest tam przemysł wydobywczy, a reszta dziedzin gospodarki wymaga inwestycji. Zdecydowana większość zysków ze sprzedaży ropy należy do rodziny królewskiej.

Większość saudyjskiej surowej ropy płynie na Daleki Wschód – 57%, do USA – 14%, Europy – 4%<sup>220</sup>. Surowiec eksportowany jest przez porty Zatoki Perskiej. W kraju pracują trzy porty międzynarodowe, które wyładują ropę. Są to: Ras Tannura i Al-Dżubajl w Zatoce Perskiej i Janbu na Morzu Czerwonym. Przepustowość terminalu Ras Tannura wynosi 6 mln b/d, jest on uważany za największy na świecie zespół załadunkowy ropy naftowej. Szacuje się, że przepustowość portu w Janbu wynosi do 5 mln b/d. Natomiast port w Al-Dżubajl ma przepustowość 3 mln b/d. Suma zdolności przepustowej wymienionych terminali naftowych wynosi około 14 mln b/d<sup>221</sup>. W Arabii Saudyjskiej funkcjonuje 7 rafinerii; sześć z nich to największe zakłady na świecie. Są to rafinerie w Dżidda na wybrzeżu Morza Czerwonego; w Rabigh położonym na północ od Dżidda, specjalizuje się ona w przechowywaniu surowej ropy naftowej, jak również produktów ropopochodnych; a także w Dżizanie (produkty obróbki ropy naftowej) na krańcu południowo-wschodniej Arabii Saudyjskiej; Ras al-Chafdzi na wybrzeżu Zatoki Perskiej oraz szelfowy terminal Zuluf w Zatoce Perskiej, powiązany ze złożem o tej samej nazwie.

W 2010 roku Arabia Saudyjska eksportowała 7,5 mln b/d ropy. Długoterminowe prognozy Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA) przewidują dalszy wzrost znaczenia Arabii Saudyjskiej jako jednego z głównych dostawców ropy naftowej w skali globalnej<sup>222</sup>.

W celu kontroli wydobycia i eksportu ropy oraz kształtowania polityki naftowej w 1936 roku powstał państwowy koncern Saudi Aramco, który w krótkim czasie stał się jedną z największych światowych korporacji naftowych. Saudi Aramco kontroluje ponad 9 tys. km ropociągów, w tym East-West Crude Oil Pipeline (Petroline), który przebiega przez terytorium Arabii Saudyjskiej do portu Janbu. Mimo że rurociąg nie jest związany bezpośrednio z państwami UE, ma jednak ważne znaczenie w systemie do-

<sup>220</sup> *EIA Saudi Arabia*, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=SA> – January 2011.

<sup>221</sup> *World Energy Outlook...*, p. 521.

<sup>222</sup> *Ambasada Rzeczpospolitej Polskiej w Rijadzie, Arabia Saudyjska, informacja gospodarcza*, <http://www.rijad.polemb.net/index.php?document=51>.

starczania ropy z Zatoki Perskiej do Morza Czerwonego, skąd ropa naftowa tankowcami jest dostarczana do krajów UE. Ropociągi z Arabii Saudyjskiej biegną również do Iraku i Bahrajnu. Kompania posiada flotę tankowców i jest właścicielem lub użytkownikiem obiektów magazynowania ropy naftowej na całym świecie<sup>223</sup>.

Saudi Aramco jest dziewiątym na świecie producentem gazu ziemnego. Saudyjskie zasoby tego surowca szacuje się na 8 trln m<sup>3</sup>, co stanowi 4,3% światowych zasobów. Większość gazu – 50-60% pozyskuje się pod czas wydobycia ropy naftowej. Jest to gaz towarzyszący. Największymi złożami są Ghawar, Safaniyah oraz Zuluf. Tylko jedno złożo Ghawar zawiera około 1/3 potwierdzonych zapasów gazu ziemnego. Gaz związany z wydobyciem ropy naftowej, podobnie jak gaz z samodzielnych złóż, odnaleziono na południowo-zachodnim krańcu państwa w Midjan i w Empty Quarter (Ar-Rab al-Chali) na południowo-zachodniej pustyni Arabii Saudyjskiej. Według prognoz ekspertów, złożo Ar-Rab al-Chali może zawierać potencjalne zasoby gazu ziemnego w ilości ponad 300 trln stop<sup>3</sup>, ale dane te nie są potwierdzone. Mimo znacznych zasobów i zwiększonego popytu wewnętrznego, wydobycie gazu w Arabii Saudyjskiej jest ograniczone. Szacuje się, iż w samym regionie Ar-Rab al-Chali mogą występować złoża wielkości ponad 150 mld m<sup>3</sup> gazu naturalnego<sup>224</sup>. Obecnie Saudi Aramco koncentruje swoją uwagę na złożach gazowych w rejonie Zatoki Perskiej, w celu zwiększenia wydobycia gazu ziemnego w najbliższych 5 latach. Karan, Arabiyah i Hasbah – są to złoża samodzielne, dlatego posiadają strategiczne znaczenie. Produkcja gazu ziemnego przeznaczona jest przede wszystkim na wewnętrzne potrzeby.

Jak wskazują dane statystyczne, produkcja gazu ziemnego w Arabii Saudyjskiej ciągle wzrasta. W latach 2007-2009 zaobserwowano wahania w wydobyciu, co było związane z światowym kryzysem gospodarczym. Ale pod koniec 2010 roku sytuacja nieco poprawiła się i produkcja oraz konsumpcja wynosiły 83, 9 mld m<sup>3</sup> (wykres 53).

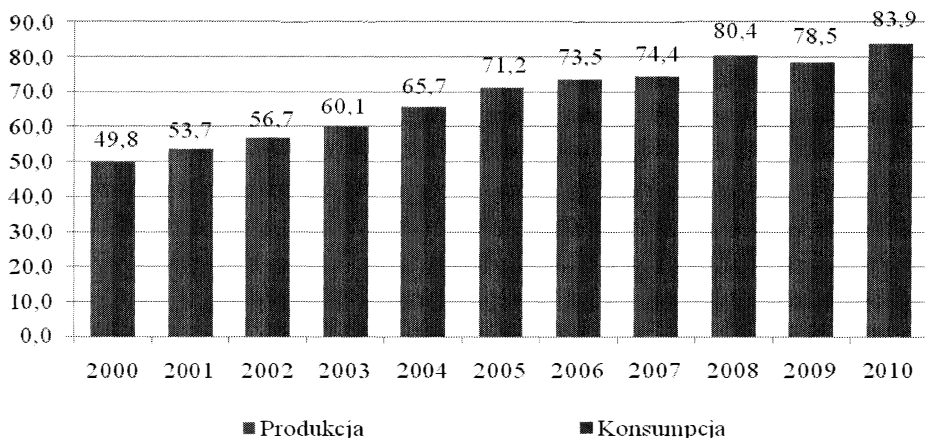
W 2007 roku trwały poszukiwania złóż gazu naturalnego przez konsorcja utworzone w latach 2003-2004 przez Saudi Aramco wspólnie z międzynarodowymi koncernami Shell i Total, Łukoil i Sinopec oraz ENI i Repsol. W celu eksploracji nowych złóż gazu (planowane zwiększenie rezerw gazu o 30 mld m<sup>3</sup>) do 2012 roku ma być zbudowanych ponad 500 szybów wiertniczych i wydobywczych<sup>225</sup>.

<sup>223</sup> T. Młynarski, op. cit., s. 268.

<sup>224</sup> Ibidem.

<sup>225</sup> Ibidem.

**Wykres 53. Konsumpcja i wydobycie gazu ziemnego w Arabii Saudyjskiej  
(w mld m<sup>3</sup>)**



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Wysokie koszty wydobycia, prace poszukiwawcze, zagospodarowanie złóż i koszty dostaw obniżyły realną wielkość nakładów inwestycyjnych w sektor gazowy. Sytuację poprawia jednak fakt, że większość gazu ziemnego, który znajduje się w Arabii Saudyjskiej to gaz związany z wydobyciem ropy i znajduje się w złożach naftowych.

Sieć gazociągów w kraju, w porównaniu z ropociągami, jest słabo rozbudowana. Wynika to m.in. z tego, że przez długi czas gaz wydobywany wraz z ropą był spalany. Najdłuższy rurociąg łączy Rabigh i Janbu.

Podsumowując, Arabia Saudyjska jest państwem stosunkowo stabilnym politycznie w regionie Bliskiego Wschodu. W świetle rewolucji arabskich, które ogarnęły prawie wszystkie kraje arabskie, kraj ten występuje nierzadko w roli mediatora i stara się złagodzić napiętą sytuację w regionie. Arabia Saudyjska, która posiada pozycję lidera w regionie, jeśli chodzi o produkcję i eksport ropy, nie jest zainteresowana rozwojem nastrojów rewolucyjnych. Chce natomiast mieć wpływ na politykę energetyczną i utrzymanie dobrej sytuacji gospodarczej w regionie. Pod względem politycznym w państwie panują rządy autorytarne, jak w większości państw arabskich. To właśnie chęć zmiany reżimów politycznych była przyczyną zamieszek w innych państwach arabskich.

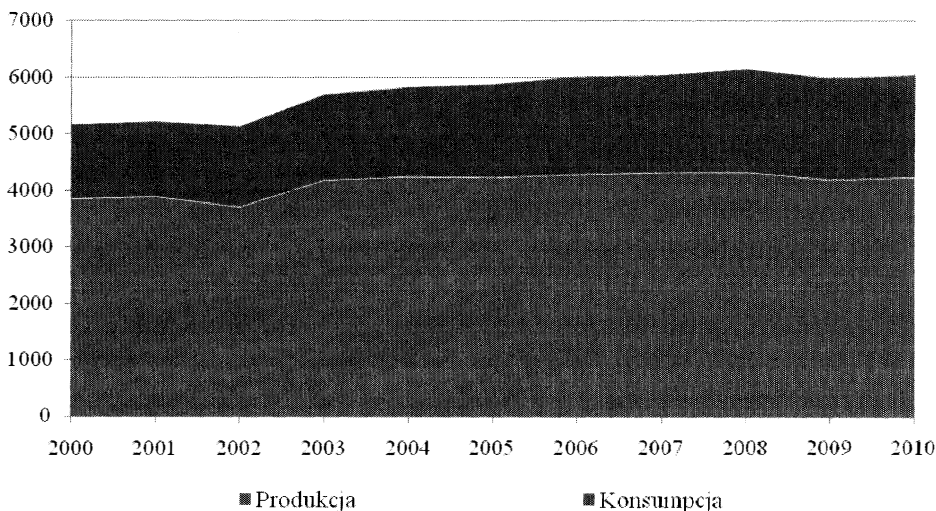
Iran jest jednym z państw założycielskich organizacji OPEC. Jest trzecim na świecie krajem pod względem udokumentowanych zasobów ropy naftowej i drugim eksporterem ropy wśród państw OPEC (po Arabii Saudyjskiej).



Według danych BP, udokumentowane zasoby ropy w Iranie, na 1 stycznia 2011, wynosiły 137 mld baryłek (9,9% światowych potwierdzonych zasobów)<sup>226</sup>. Na obszarze Iranu znajduje się 40 roponośnych złóż, w tym 27 lądowych i 13 morskich. Za poszukiwanie i wydobycie ropy w Iranie odpowiedzialna jest państwowa kompania National Iranian Oil Company (NIOC); National Iranian South Oil Company (NISOC), filia NIOC, kontroluje wydobycie 80% ropy w prowincjach: Chuzestan, Buszehr, Bojer Ahmadi. 60% ropy naftowej zlokalizowanych jest w sześciu złożach naftowych, nazywanych złożami gigantami; są to: Aghadżari, Ahwaz, Bibi Hakime, Karandż, Gaczsaran oraz Marun. Główną roponośną prowincją w basenie arabskim jest Zagros na zachodzie kraju, wzdłuż Zatoki Perskiej. Ogromny potencjał energetyczny posiada również region Morza Kaspijskiego.

Wydobycie ropy w Iranie waha się, ale ma tendencję wzrostową, np. w 2000 roku wynosiło 3 855 tys. b/d, zaś w 2010 4 245 tys. b/d, co stanowi 5,2% ogólnego światowego wydobycia (wykres 54).

Wykres 54. Konsumpcja i wydobycie ropy naftowej w Iranie (w tys. b/d)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Ogromny potencjał na drodze do zwiększenia wydobycia irańskiej ropy pokazuje pierwsza i druga faza projektu Azadegan. Złoże zawiera 26 mld baryłek udokumentowanych zasobów ropy, ale cechy geologiczne

<sup>226</sup> *World Energy Outlook. Iran*, p. 355.



powierzchni ziemskiej utrudniają jej wydobycie. Eksploatacja złoża rozpoczęła się w 2008 roku z produkcją wynoszącą 20 tys. b/d, w listopadzie 2009 wydobycie zwiększono do 35 tys. b/d, a w 2010 do 45 tys. b/d<sup>227</sup>.

Do 2010 roku Iran planował zwiększenie wydobycia ropy do 5 tys. b/d, ale nie udało się tego osiągnąć. W celu rozwiązania licznych problemów finansowych, Iran popiera politykę wysokiej ceny surowca. Zdarza się, że Iran przekracza kwoty produkcji ustalone w ramach OPEC, co wywołuje niezadowolenie w państwach członkowskich. Iran ma słabo rozbudowaną infrastrukturę naftowo-gazową i potrzebuje inwestycji zagranicznych. Zagraniczne inwestycje w kraju są jednak ograniczane po dojściu do władzy konserwatywnego prezydenta Mahmuda Ahmadineżada, który nie chce wstrzymać programu jądrowego i programu wzbogacania uranu, co przyczyniło się do nałożenia na państwo sankcji ekonomicznych i do izolacji politycznej na arenie międzynarodowej.

Iran nie ma obecnie wystarczających zdolności rafinacji. W 2010 roku irańskie rafinerie produkowały 1 860 tys. b/d, a ilość ta stopniowo wzrasta, wiąże się to przede wszystkim z tym, iż mimo nałożenia na Iran sankcji ekonomicznych i politycznych, kraj ten już dawno de facto wyszedł z izolacji ekonomicznej i rozwój gospodarczy tam nabiera coraz większego tempa. Głównymi inwestorami w irański sektor energetyczny są państwa azjatyckie, przede wszystkim Chiny, Indie i Japonia. Obecnie funkcjonuje tam 9 rafinerii, które nie są w stanie nadążyć za wewnętrznym zapotrzebowaniem na benzynę i inne paliwa płynne. W konsekwencji niedobór jest pokrywany z importu. W planach władz Iranu jest rozbudowa mocy produkcyjnych do 2013 roku w celu osiągnięcia docelowo 3 mln b/d<sup>228</sup>. Do największych irańskich rafinerii należą: Abadan (400 tys. b/d), Isfahan (265 tys.), Bandar Abbas (232 tys.) Tehran (225 tys.), Arak (150 tys.), Tabriz (112 tys.), Shiraz (40 tys.), Kermanszah (30 tys.), Lavan Island (20 tys.)<sup>229</sup>. Iran posiada największą flotę tankowców na Bliskim Wschodzie. National Iranian Tanker Company dysponuje 29 tankowcami. Największym terminalem naftowym w państwie o przepustowości 16 mln baryłek i ładowności 5 mln b/d jest Kharg Island. Pozostałe, istotne pod względem strategicznym, terminale ropy naftowej to: Lavan Island, Kish Island, Abadan, Bandar-e Mahszahr i Neka. Niektóre z nich usprawniają import ropy z regionu Morza Kaspijskiego.

<sup>227</sup> EIA Iran, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Iran/Full.html> – February 2009.

<sup>228</sup> Ibidem.

<sup>229</sup> Ibidem.

Cieśnina Ormuz położona na południowo-wschodnim wybrzeżu Iranu to istotny szlak eksportu ropy naftowej z Iranu i państw Zatoki Perskiej. Jest to jedyny szlak morski z Zatoki Perskiej, który umożliwia dostawy surowców do UE. Kontrolę nad cieśniną sprawuje kilka państw – na północnym wschodzie – Iran, na południu Oman i Zjednoczone Emiraty Arabskie. Obecnie Iran stanowi główne, jeśli nie jedyne, potencjalne zagrożenie dla niezakłóconych dostaw ropy na rynek europejski. Sytuacja wokół programu nuklearnego Iranu oraz eskalacja napięcia między Teheranem a Waszyngtonem oznacza, że cieśnina Ormuz stała się jeszcze bardziej narażona na niebezpieczeństwo niż wcześniej. Iran może zablokować cieśninę z kilku przyczyn: w przypadku postrzeganej prowokacji lub zagrożenia ze strony USA lub Izraela; gdy USA znacząco wzmocnią obecność wojskową w Zatoce Perskiej; gdy USA podejmą działania wojskowe, jeśli Iran nadal będzie prowokować programem nuklearnym<sup>230</sup>.

Według danych International Energy Agency's Monthly Oil Data Service i Global Trade Atlas, w 2008 roku eksport ropy z Iranu wynosił 2,6 mln b/d i był skierowany przede wszystkim do Japonii, Chin, Indii, Korei Północnej, a także do Włoch i innych państw europejskich. Zyski z eksportu wynosiły 54 mld dolarów. Kraj posiada rozległą sieć wewnętrznych ropociągów. Obecnie Iran jest zainteresowany rozbudową systemu połączeń z Azerbejdżanem, Turkmenistanem i Kazachstanem.

Oprócz chińskiego kierunku eksportu, Kazachstan dość poważnie rozważa trasę transportu ropy naftowej na południe przez irański port w Dżask – największy port Iranu na Morzu Kaspijskim, który dziś jest najkrótszym i najtańszym wyjściem do Morza Arabskiego. Na razie ten kierunek nie jest wykorzystywany, co ma związek z niestabilną sytuacją polityczną w Iranie. Niektóre warianty irańskiego kierunku są dość korzystne pod względem ekonomicznym, w porównaniu z jakimikolwiek innymi. Według jednego z wariantów z regionu Morza Kaspijskiego można transportować ropę do rafinerii irańskich. Koszt transportu przy tym pozostanie minimalny<sup>231</sup>. W razie normalizacji amerykańsko-irańskich stosunków może stanowić poważną konkurencję dla innych kierunków geograficznych. Projekt irański jest również związany z ukraińskim szlakiem i przewiduje transport irańskiej (kaspiskiej) ropy rurociągiem Baku – Supsa, a następnie tankowcami do Odessy, a stamtąd rurociągiem Odessa – Brody – Gdańsk do

<sup>230</sup> *Global Gas & LNG Market, A report to Department of Energy and Climate Change*, June 2010, [http://www.ilxenergy.com/pages/Documents/Reports/Gas/276\\_Global\\_Gas\\_&\\_LNG\\_Markets\\_&\\_GB%27s\\_Security\\_of\\_Supply\\_v4\\_0.pdf](http://www.ilxenergy.com/pages/Documents/Reports/Gas/276_Global_Gas_&_LNG_Markets_&_GB%27s_Security_of_Supply_v4_0.pdf) – 27.06.2011.

<sup>231</sup> A. Васильев, А. Гушер, *Острые грани каспийских проблем*, „Азия и Африка сегодня”, 2002, № 11, с. 14-19.

Polski. Pomimo różnych projektowanych i proponowanych szlaków transportu ropy, najważniejszą kwestią jest to czy kaspijska ropa będzie transportowana przez terytorium Rosji, czy przez inne państwa. Poza tym Iran może stać się najkrótszym i najtańszym szlakiem eksportu ropy na Wschód – do Indii, Chin i reszty państw Azji Południowo-Wschodniej. Obecnie w Iranie przygotowano projekt budowy rurociągu Dżask (Zatoka Omańska) – Neka (Morze Kaspijskie) o długości 1 550 km, koszt projektu wynosi 3,5 mld dolarów<sup>232</sup>.

Iran posiada pierwsze miejsce w regionie Bliskiego Wschodu pod względem zasobów gazu ziemnego i drugie miejsce w świecie, ustępując tylko Federacji Rosyjskiej. Według stanu na 1 stycznia 2011 udokumentowane zasoby gazu ziemnego w Iranie wynosiły 29,6 trln m<sup>3</sup>. Ponad 2/3 irańskich zasobów gazu ziemnego pochodzi z samodzielnych złóż gazowych. Główne złoża to Południowy i Północny Pars, Kisz oraz Kangan<sup>233</sup>.

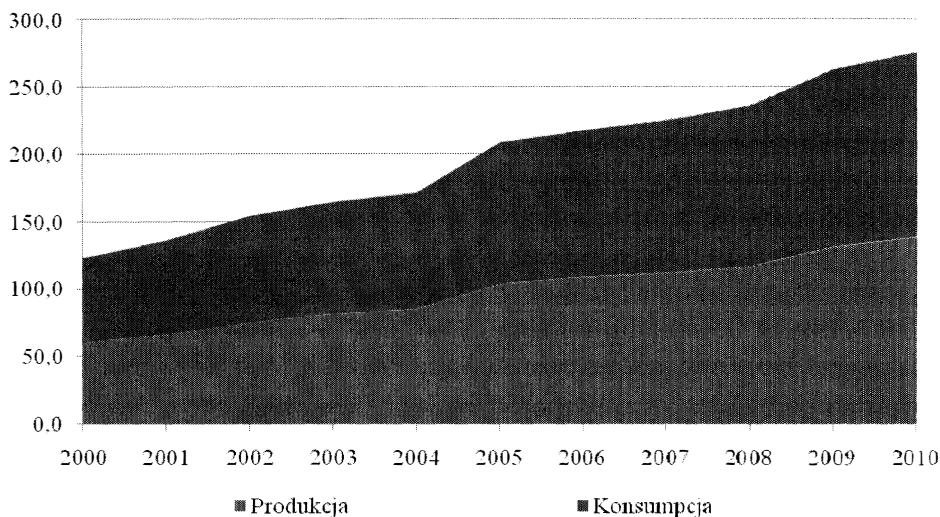
Iran jest trzecim na świecie konsumentem gazu ziemnego, a morskie złożo gazu ziemnego South Pars jest najważniejszym krajowym źródłem pozyskiwania tego surowca energetycznego. Ponad 62% irańskiego gazu ziemnego znajduje się w złożach, które obecnie nie są eksploatowane. W 2010 roku Iran wydobywał 138,5 mld m<sup>3</sup> gazu, sam zużył 136,9 mld<sup>3</sup>, czyli wydobycie praktycznie pokryło popyt (wykres 55). Irański gaz ziemny często wykorzystywany jest do wtryskiwania do złóż naftowych. Według danych FACTS Global Energy, mimo planów poszerzenia i wydobywania gazu ze złoża Południowy Pars, eksport irańskiego gazu będzie w dalszym ciągu minimalny, w wyniku wysokiej konsumpcji wewnętrznej.

National Iranian Gas Company (NIGC) odpowiada za rozwój infrastruktury, transport i zbyt gazu ziemnego. Wśród zagranicznych inwestorów na rynku irańskim obecne są: francuska Total, włoska ENI i brytyjska Shell. Ponadto Iran zainteresowany jest rozszerzeniem współpracy ze wschodnimi inwestorami, m.in. – Indian Oil Corp., China Petroleum & Chemical Corporation lub Sinopec oraz Gazpromem, które już odgrywają istotną rolę w rozwoju gazowego sektora Iranu.

<sup>232</sup> Е. Пуцкик, *Нафтовый Казахстан грае свою гру*, „Дзеркало тижня”, № 22, 12 Червень 2010, <http://dt.ua/articles/60377>.

<sup>233</sup> *EIA Iran*, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=IR> – February 2010.

### Wykres 55. Konsumpcja i produkcja gazu ziemnego w Iranie (w mld m<sup>3</sup>)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Ze względu na słabo rozbudowaną infrastrukturę techniczną i technologiczną Iran importuje niewielkie ilości gazu z Turkmenistanu. W celu rozbudowy sieci transportu surowców energetycznych Iran jest zainteresowany realizacją kilku projektów.

Gazociąg Korpedże – Kurt-Kui został wybudowany w ciągu trzech lat (1994-1997). Koszty budowy w wysokości 195 mln dolarów (90%) pokryła strona irańska. Gazociąg o długości 200 km ma przepustowość 8 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Zgodnie z umową dwustronną Turkmenistan zobowiązał się, w ramach odpłatności za sfinansowanie budowy rurociągu, dostarczyć Iranowi 24 mld m<sup>3</sup> gazu. Była to jedyna turkmeńska trasa alternatywna wobec rosyjskiej do czasu, kiedy w 2010 roku do eksploatacji wszedł nowy rurociąg Dauletabad – Changiran.

Inauguracja gazociągu Dauletabad – Changiran miała miejsce pod koniec 2010. Jest to drugi rurociąg, którym gaz płynie do Iranu. Gazociąg o długości 524 km został wybudowany w ciągu roku, dzięki czemu dostawy gazu do Iranu mogą wzrosnąć do 20 i więcej mld m<sup>3</sup> rocznie<sup>234</sup>.

<sup>234</sup> Р. Миркадыров, Президента Туркменистана собираются „нейтрализовать”, Москва всерьез разозлилась на Бердымухаммедова, сообщают дипломатические источники, <http://www.chrono-tm.org/?id=2884> – 14.12.2010.

Po ociepleniu irańsko-armeńskich stosunków, obydwa kraje podpisały porozumienie w sprawie budowy gazociągu z Iranu do Armenii, która jest uboga w zasoby gazu i prawie w 100% jest zależna od rosyjskich dostaw.

Mimo udziału w budowie międzynarodowych rurociągów Iran aktywnie rozbudowuje wewnętrzną sieć gazociągów – IGAT, która w przyszłości ma zapewnić eksport gazu ze złoża Południowy Pars.

Podsumowując, Iran aktywnie stara się zwiększyć własne znaczenie w regionie Bliskiego Wschodu. Izolacja tego kraju na arenie międzynarodowej, utrzymywana z inicjatywy USA i niektórych państw UE, ma negatywny wpływ na sytuację wewnętrzną w państwie, i jednocześnie pozbawia kraje UE jednego z największych i najtańszych źródeł dostaw gazu ziemnego na rynek europejski. Napięcia na linii Teheran – Waszyngton w znacznym stopniu blokują inwestycje w sektor energetyczny Iranu. Koncerny wschodnie też z obawą wykładają środki w rozbudowę irańskiej infrastruktury, ponieważ sytuacja jest tam dość niestabilna i w każdej chwili może doprowadzić do starć zbrojnych pomiędzy Iranem i USA. Dopóki Iran nie zrezygnuje z programu nuklearnego, sytuacja w tym kraju nie ulegnie istotnej zmianie.

Irak był pierwszym krajem arabskim, w którym odkryto ropę naftową, w 1888 roku. Irak dysponuje trzecimi, pod względem wielkości, udokumentowanymi zasobami ropy na świecie, których wielkość wynosi 115 mld baryłek (2010). Jedynie część złóż znajdujących się na terenie państwa jest eksploatowana. Dlatego Irak zajmuje dopiero 15 miejsce, wśród producentów ropy na świecie<sup>235</sup>. Dzięki ropie naftowej Irak zabezpiecza ponad 94% swoich potrzeb na energię. Wykorzystanie surowców gazu ziemnego i energii wodnej w kraju jest niewielkie. Dzisiaj infrastruktura Iraku, która w znacznym stopniu ucierpiała w wyniku obu wojen (z Iranem i USA) potrzebuje modernizacji i inwestycji. Pomimo starań dotyczących rekonstrukcji sektora naftowo-gazowego, kraj nie może unormować tempa wydobycia tego surowca w porównaniu z okresem przedwojennym. Kolejnym problemem, który hamuje rozwój przemysłu naftowo-gazowego są granice etniczne i religijne. Większość zasobów energetycznych kraju znajduje się na szyickich terytoriach na południu państwa oraz na etnicznym terytorium kurdyjskim na północy, jedynie niewielka ilość tych zasobów kontrolowana jest przez mniejszość sunnicką.

Według BP, udokumentowane zasoby ropy w Iraku, jak już wspomniano, wynosiły 115 mld baryłek i od 2001 roku pozostają na tym samym poziomie. Według opinii i badań geologów oraz ekspertów, na pustyni za-

<sup>235</sup> EIA Iraq, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Iraq/Full.html> – June 2009.



chodniej i południowej potencjalne zasoby ropy mogą wynosić od 45 do 100 mld baryłek. Zasoby naftowo-gazowe w Iraku kształtują strefę, która ciągnie się wzdłuż wschodniej granicy państwa. Według danych GoI, w kraju istnieje około 9 złóż supergigantów, a także 22 złoża giganty. Około 20% irackiej ropy znajduje się na północy państwa w pobliżu miast Kirkuk, Mosul i Chanakin. Prawa do dysponowania i eksploatacji wspomnianych złóż stanowią źródło konfliktów między Kurdami a innymi mniejszościami etnicznymi, zamieszkującymi tamte terytoria. Duże znaczenie dla geologów, ale i dla miejscowych grup etnicznych, ma Pustynia Zachodnia (Western Desert), gdzie jednak obecnie nie prowadzi się wydobywania ropy naftowej. Irak jest jednym z kilku krajów, w którym pozostają znaczne rezerwy nieeksploatowanej ropy w związku z częstymi konfliktami zbrojnymi, blokującymi produkcję tego surowca, jak i rozwój infrastruktury<sup>236</sup>.

W 2007 roku U.S. Government Accountability Office (GAO), Energy Information Administration (EIA), State Department i GoI odnotowały różnice w ocenie wielkości wydobywania ropy od 100 tys. do 300 tys. b/d; 2/3 irackiej ropy pochodzi ze złóż południowych, pozostała część ze złóż północnych i centralnych, które znajdują się w pobliżu Kirkuku. Obecnie większość irackiej ropy wydobywa się z trzech złóż – Północna i Południowa Rumajla oraz Kirkuk.

Operatorem złoża Rumajla jest iracka South Oil Company, która w 50% jest własnością państwa. Kompania eksploatuje około 12 złóż znajdujących się wokół Rumajli. Należą do nich: Subha, Luhais, West Qurna i Az-Zubajr, wydobywa się z nich od 1,5 do 1,9 mln b/d. Wydobywanie ropy ze złoża Kirkuk oraz z innych złóż północnych wynosi około 200 tys. b/d; jest to niewielka część tego, co wydobywano do wojny (680 tys. b/d), głównie eksploatuje się złoża – Majnoon, West Qurna, Az-Zubajr, Halfaya, Missan, Bai Hassan<sup>237</sup>.

Irak posiada sieć rafinerii – Baiji (310 tys. b/d), Basrah, Daura, Erbil. Daura (110 tys. b/d), to najstarsza rafineria iracka, która często jest uszkodzana z powodu sabotażu, położona jest w pobliżu Bagdadu. Baiji to jedna z największych rafinerii kraju, położona w północno-środkowej części Iraku, poza granicami terytoriów kurdyjskich. W wyniku ataków na rafinerię Baiji i kradzieży ropy, co roku skarb państwa traci 1,5 mld dolarów. Rafineria Basrah posiada moc przetwórczą 150 tys. b/d.

Irackie możliwości zwiększenia eksportu i zapewnienia stałych wewnętrznych dostaw ropy są ograniczone, szczególnie na północy, co spowodowane jest ciągłymi napadami na rurociągi i inną infrastrukturę ener-

<sup>236</sup> T. Młynarski, op. cit., s. 271.

<sup>237</sup> EIA Iraq, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=IZ> – October 2010.



getyczną. Brak możliwości zabezpieczenia rurociągów na północy oznacza, że eksport ropy prowadzony jest głównie przez południowy port w Basrah. Większość irackiej ropy eksportowana jest do rafinerii azjatyckich, głównie do Chin i Indii.

W 2010 roku USA przeznaczyły 2,05 mld dolarów na modernizację sektora energetycznego w Iraku. W 2009 roku ponad 47% irackiej ropy eksportowano do Azji, 22% do UE, 30% do USA i 4% do Afryki. W kierunku azjatyckim większość ropy była eksportowana przez ropociąg Irak – Turcja. Ropociąg ten ma strategiczne znaczenie również dla UE, ponieważ w przyszłości może być połączony z europejską siecią przesyłu ropy naftowej. Ropociąg, nazywany Kirkuk – Ceyhan, dostarcza ropę na wybrzeże Morza Śródziemnego do jednego z największych tureckich portów załadunku ropy naftowej. W planach rządu irackiego jest budowa dwóch nitek rurociągu z Basry do Kirkuka, co znacznie zwiększy przesył ropy wewnątrz państwa.

Według danych BP, potwierdzone zasoby gazu ziemnego w Iraku wynoszą 3,2 trln m<sup>3</sup>. Pod względem posiadanych zasobów gazu ziemnego, Irak zajmuje 10 miejsce na świecie, z tego 2/3 to gaz ziemny towarzyszący wydobyciu ropy naftowej. Największymi złożami gazu ziemnego związanego są: Kirkuk oraz południowe złoża Nahr (Bin) Umar, Majnoon, Halfaya, Nasirijja, Rumajla, West Qurna i Az-Zubajr. Około 20% to gaz ziemny z samodzielnych złóż. Większość złóż tego rodzaju znajduje się na północy kraju, z których największe znaczenie mają: Ajil, Bai Hassan, Jambur, Chemchemical, Kormor, Khashm al-Ahmar oraz Al-Mansuriyah. Według danych EIA's International Energy Annual report, wydobycie gazu w Iraku stale spada. Przykładowo, w 2000 roku wydobycie wynosiło 3,2 mld m<sup>3</sup>, natomiast w 2005 jedynie 1,3 mld m<sup>3</sup> gazu<sup>238</sup>.

Rozwój infrastruktury gazowej jak i naftowej wymaga znacznych nakładów inwestycyjnych na modernizację i rozbudowę. W tym kontekście rozważa się przyłączenie irackiego systemu przesyłu ropy naftowej i gazu do gazociągu Baku – Tbilisi – Erzurum, ropociągu Baku – Tbilisi – Ceyhan oraz projektowanego Nabucco lub gazociągu arabskiego. Planowany gazociąg arabski w perspektywie dostarczyłby iracki gaz do Syrii i Libanu, a stamtąd do Turcji i dalej do krajów UE<sup>239</sup>. Projekt jest perspektywiczny pod względem dywersyfikacji dostaw surowców energetycznych do państw Unii Europejskiej. Jednak jego realizacja stoi pod znakiem zapytania ze względu na niestabilną sytuację polityczną w Syrii.

<sup>238</sup> EIA Iraq, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=IZ> – October 2010.

<sup>239</sup> T. Młynarski, op. cit., s. 270.

Podsumowując, pomimo posiadania ogromnych rezerw surowca, sektor naftowy w Iraku jest słabo rozbudowany. Infrastruktura naftowo-gazowa częściowo została zniszczona podczas wojen, które miały miejsce tam w ciągu ostatnich 20 lat. Irak nigdy nie osiągnął takiego poziomu rozwoju, jaki widzi się w innych państwach arabskich Zatoki Perskiej. Jest to związane przede wszystkim z tym, że Irak należy do najbardziej zaludnionych państw bliskowschodnich. Poza tym dochody przeznaczane na rozwój energetycznej infrastruktury nie były wydawane zgodnie z ich rzeczywistym przeznaczeniem. Problem kurdyjski, nierozwiązany od dziesięcioleci, był przyczyną zbrojeń i wydatków na armię. Zyski z produkcji ropy znacząco zmalały podczas wojny irańsko-irackiej (1980-1988). Do 2003 roku sektor naftowy Iraku był pozbawiony możliwości inwestycyjnych z powodu sankcji nałożonych na ten kraj<sup>240</sup>.

Ropę w ilościach produkcyjnych w Kuwejcie odkryto w 1938 roku, ale zyski państwa z jej wydobywania nie miały wpływu na rozwój gospodarczy kraju jeszcze przez 10 następných lat. Wybuch II wojny światowej przerwał prace poszukiwawcze, szyby w rejonie Burgan, zostały zacementowane i otwarto je ponownie po zakończeniu wojny. Od tego czasu zaczął się okres szybkiego bogacenia Kuwejtu<sup>241</sup>. Ponad dwuletnią stagnację w dziedzinie przemysłu naftowego wywołała iracka inwazja na Kuwejt w 1990 roku, która jednocześnie spowodowała katastrofę ekologiczną, a jej skutki są odczuwalne do dziś<sup>242</sup>.

Obecnie udokumentowane zasoby kuwejckiej ropy wynoszą 101,5 mld baryłek (włączając część strefy neutralnej), co stanowi 7,3% zasobów światowych. Gospodarka Kuwejtu jest w dużym stopniu uzależniona od zysków z eksportu ropy. Wysokie ceny ropy sprzyjają wzrostowi dochodów. Kuwejt jest członkiem OPEC i czwartym producentem ropy wśród państw członkowskich tej organizacji.

W saudyjsko-kuwejckiej strefie neutralnej (znanej jako Divided Zone) znajdują się zasoby szacowane na 5 mld baryłek ropy, co daje w sumie Kuwejtowi 104 mld baryłek. Strefa neutralna (Divided Zone) otacza terytorium o powierzchni 6 200 mil<sup>2</sup> i jest po równo podzielona między Kuwejt i Arabią Saudyjską. Wydobycie ropy wynosi tu około 600 tys. baryłek dziennie (część ropy wydobywana jest na szelfie morskim, część na lądzie) i dzielona jest między oba kraje. Podstawowymi złożami lądowymi w stre-

<sup>240</sup> B. Łęgowska, op. cit., s. 18-19.

<sup>241</sup> Ibidem, s. 35-40.

<sup>242</sup> Wojska Saddama Husajna podpaliły ponad 700 szybów naftowych, zob. T. Kaczmarek, R. Jarosz, op. cit., s. 84-85.

nie neutralnej są: Humma, South Fawaris, South Umm Gudair i Wafra. Do złóż morskich należą Hout i Khafji.

Większość kuwejckich zasobów ropy znajduje się w regionie Greater Burgan (70 mld baryłek), gdzie położone są złoża Burgan, Magwai Ahmadi. Greater Burgan uważane jest za drugie, co do wielkości, światowe złożo ropy naftowej, Greater Burgan ustępuje jedynie zasobom złoża Ghawar w Arabii Saudyjskiej. Kuwejckie złoża Raudhatain, Sabriya i Minagish posiadają największe udokumentowane zasoby ropy, które wynoszą odpowiednio 5,1 mld, 4,3 mld i 3,3 mld baryłek ropy. Wszystkie wymienione złoża eksploatowane są od lat 50. XX wieku.

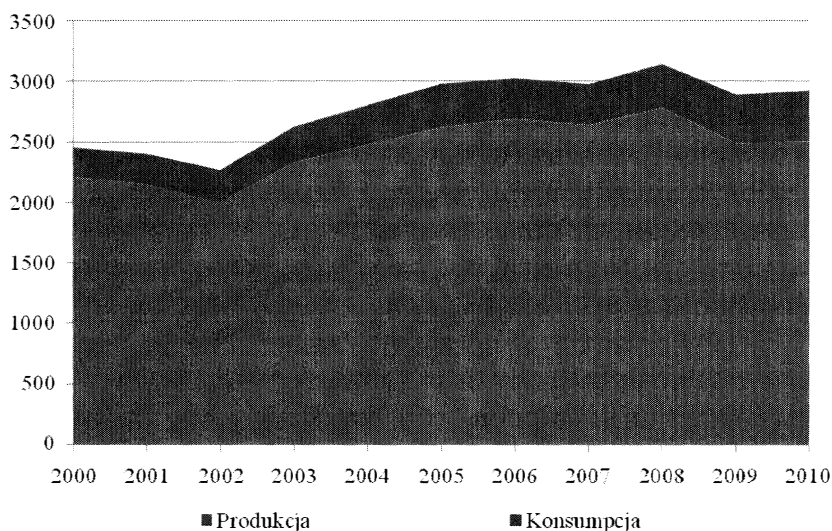
W 2010 roku Kuwejt wydobywał 2 508 tys. baryłek ropy dziennie. Konsumpcja ropy w tym kraju jest stosunkowo niewielka i pod koniec 2010 wynosiła 413 tys. b/d, obserwuje się jednak tendencję wzrostową konsumpcji w Kuwejcie (wykres 56). W 2010 roku ponad 60% ropy eksportowano do Azji, m.in. do Japonii, Indii, Singapuru, Korei Południowej, Tajwanu i Tajlandii (1,8 mln b/d). Ropę eksportowano również do państw Europy Zachodniej (112 tys. b/d), USA (123 tys. b/d). W 2006 roku Kuwejt zwiększył też eksport nieprzetworzonej ropy do Indii o ponad 10%. Po zakończeniu wojny w Zatoce Perskiej, w kraju odbudowano główny terminal eksportowy – Mina al-Ahmadi, oprócz tego terminalami eksportowymi są Mina Abd Allah, Subajhijja, Mina Su'ud. Obecnie planowana jest budowa nowego terminalu na wyspie Bubijan, do którego ropa będzie napływać z północnego i zachodniego Kuwejtu w ramach programu Projekt Kuwejt.

Projekt Kuwejt (1998), o wartości 7 mld dolarów przeznaczonych na rozwój północnych pól naftowych, zasługuje na szczególną uwagę. Jego celem jest przyciągnięcie inwestorów zagranicznych do sektora naftowego. Jednak konstytucja kraju zabrania udziału kapitału zagranicznego w przemyśle naftowo-gazowy. Realizacja projektu przez kilka lat była zamrożona, ponieważ parlament emiratu uważał, że udział firm zagranicznych w sektorze energetycznym kraju, niesie zagrożenie dla suwerenności i rozwoju narodowego Kuwejtu. Ostatecznie projekt wdrożono, jest bowiem skierowany na zwiększenie wydobycia ropy na złożach północnych (Raudhatain, Sabriya, al-Ratqa oraz Abdali) do 2020 roku, do wielkości 4 mln b/d, oraz na modernizację dwóch kuwejckich rafinerii i budowę nowej rafinerii<sup>243</sup>.

W Kuwejcie pracują trzy rafinerie o ogólnej przepustowości 936 tys. b/d. Kontrolę nad przemysłem naftowym sprawuje państwowa spółka naftowa Kuwait National Petroleum Company (KNPC), która jest operatorem

<sup>243</sup> *Кувейт вложит в нефтяные проекты 90 миллиардов долларов за 5 лет*, <http://www.lenta.ru/news/2010/11/29/oilinvest/>.

Wykres 56. Konsumpcja i produkcja ropy naftowej w Kuwejcie (w mld b/d)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

krajowych rafinerii. Największa z nich to Mina al-Ahmadi, której ogólna moc wynosi 466 tys. b/d. Do pozostałych dużych rafinerii należy zaliczyć Mina Abd Allah (270,5 tys. b/d) i Asz-Szuajba (200 tys. b/d). W 2010 roku moce produkcyjne kuwejckich rafinerii wynosiły 931 tys. b/d. Państwo ciągle inwestuje w modernizację i rekonstrukcję rafinerii w celu zwiększenia wydobywania, które z każdym rokiem stopniowo wzrasta. Kuwait Petroleum International (KPI) jest właścicielem rafinerii w Rotterdamie w Holandii, oprócz tego zarządza stacjami paliwowymi w Belgii, Hiszpanii, Szwecji, Luksemburgu, Tajlandii i we Włoszech<sup>244</sup>. Około 10% dochodów ze sprzedaży ropy naftowej trafia do Funduszu Przyszłych Pokoleń, którego celem jest zapewnienie dobrobytu i bezpieczeństwa ekonomicznego kraju, kiedy dochodów z ropy zabraknie<sup>245</sup>.

Kuwejt posiada dobrze rozwiniętą infrastrukturę do eksportu nieprzetworzonej ropy naftowej, produktów ropy naftowej i LPG. Ropa naftowa płynie przez podziemne rurociągi do jednej z trzech rafinerii lub bezpośrednio do głównego portu w Mina al-Ahmadi, a także do mniejszych portów w Asz-Szuajba i Mina Abd Allah. Wszystkie rafinerie są połączone z terminalami za pomocą rurociągów. Wraz z planami dotyczący-

<sup>244</sup> *EIA Kuwait*, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Kuwait/Full.html> – July 2011.

<sup>245</sup> T. Młynarski, op. cit., s. 268-269.

mi zwiększenia wydobycia, Kuwejt poszerza i udoskonala infrastrukturę. Moc eksportowa terminalu Mina al Ahmadi ciągle wzrasta, co powoduje, że eksport nieprzetworzonej ropy zwiększy się do 3 mln b/d. Państwowa Kompania Naftowa Kuwejtu – największa kompania wśród krajów członkowskich OPEC, rozpoczęła projekt dotyczący modernizacji i zwiększenia floty tankowców kosztem 15 ładunków o różnej wielkości<sup>246</sup>. Głównymi konsumentami kuwejckiej ropy naftowej nadal pozostają państwa Azji i Pacyfiku, szczególnie Chiny i Korea Południowa<sup>247</sup>.

Udokumentowane zapasy gazu ziemnego, według stanu pod koniec 2010, wyniosły 1,8 trln m<sup>3</sup>, z czego większą część stanowi gaz związany z wydobyciem ropy naftowej (wykres 53). Samodzielne złoża gazu ziemnego odkryto na północy kraju w regionie Sabriyai Umm Niqa. Morskie złożo Dorra jest związane z interesami państw sąsiadujących z Kuwejtem – Arabii Saudyjskiej i Iranu. Ekspersi przewidują, że złożo może zawierać 11 trln stóp<sup>3</sup> gazu ziemnego. Arabia Saudyjska i Kuwejt już zadeklarowały plany zagospodarowania złoża do 2017 roku. Natomiast Iran poinformował, że jego plany związane z eksploatacją złoża wiążą się z najbliższą przyszłością<sup>248</sup>. Napięcia polityczne między państwami Zatoki Perskiej a Iranem nie pozwalają na pełną współpracę, by wypracować wspólną politykę zagospodarowania złoża.

Produkcja gazu ziemnego w Kuwejcie w 2010 roku wynosiła 11,6 mld m<sup>3</sup>. Szczyt wydobycia gazu ziemnego miał miejsce podczas kryzysu ekonomicznego osiągając wielkość 12,8 mld m<sup>3</sup> (wykres 57). Konsumpcja gazu w kraju stale wzrasta, na początku 2000 roku jego produkcja pokrywała jeszcze zapotrzebowanie. Natomiast w ostatnich dwóch latach konsumpcja gazu przewyższała produkcję<sup>249</sup>.

W związku z wewnętrznym wzrostem zapotrzebowania na gaz Kuwejt zmuszony jest do importu tego surowca dla pokrycia własnych potrzeb. W lipcu 2000 roku Kuwejt i Katar podpisały memorandum w sprawie ewentualnego importu gazu z katarskiego złoża morskiego Północne (największe na świecie złożo gazu ziemnego związanego z wydobyciem ropy) do Kuwejtu. W 2003 podpisano jeszcze memorandum dotyczące budowy rurociągu o wartości 2 mld dolarów z katarskiego portu Ras Laffan do Al-Zour South na południu Kuwejtu. Sprzeciw wobec budowy tego gazociągu wyraziła Arabia Saudyjska, gdyż rurociąg ma przebiegać przez jej terytorialne wody morskie.

Do wojny w Zatoce Perskiej (1990-1991), ze złoża Rumajla, gazociągiem o długości 100 mil, do Kuwejtu napływała znaczna ilość gazu ira-

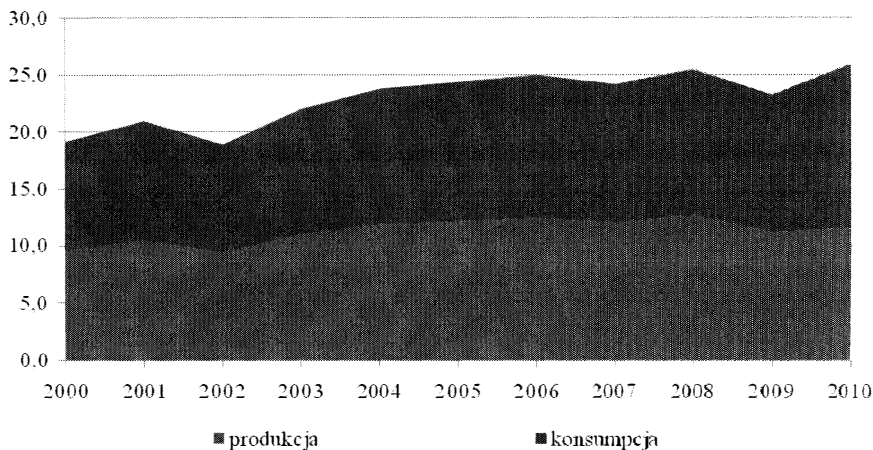
<sup>246</sup> *EIA Kuwait*, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=KU> – July 2011.

<sup>247</sup> *Ibidem*.

<sup>248</sup> *Ibidem*.

<sup>249</sup> *BP Statistical Review...*



Wykres 57. Konsumpcja i wydobycie gazu ziemnego w Kuwejcie (w mld m<sup>3</sup>)

Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

ckiego (300 mln stóp<sup>3</sup>). Najlepszym rozwiązaniem dla Kuwejtu jeśli chodzi o import gazu są złoża naftowe na południu Iraku, gdzie gaz towarzyszący może być zbierany i eksportowany do Kuwejtu najkrótszą drogą. Potencjał gazowy posiada również złożo Południowy Pars; w marcu 2005 Iran i Kuwejt podpisały memorandum o sprzedaży irańskiego gazu, ale współpraca z Iranem została zawieszona z przyczyn politycznych.

Do czasu odkrycia i rozpoczęcia eksploatacji złóż naftowych Zjednoczone Emiraty Arabskie (ZEA) pozostawały z dala od spraw międzynarodowych i nie wywierały żadnego nacisku na własną politykę dotyczącą surowców energetycznych, a tym bardziej na politykę zagraniczną w tej dziedzinie. W porównaniu z sąsiadami, Emiraty bardzo późno weszły na drogę eksploatacji i produkcji ropy naftowej. Pierwsze komercyjne złożo ropy naftowej zostały tam odkryte dopiero w 1959 roku w emiracie Abu Zabi. Zagospodarowywanie złóż rozpoczęło się w 1962 roku na wyspie Das, gdzie znajduje się złożo Umm as-sayq. Dwanaście lat później ropę odkryto u wybrzeża Abu Zabi – złożo Zakum. Wydobycie ropy w Dubaju rozpoczęło się w 1966 roku na podmorskich polach naftowych Fatah. Po uzyskaniu niepodległości w 1972 roku odkryto złożo w Szardze (ropa wydobywana na spornych z Iranem wyspach Abu Musa), a najpóźniej w Ras al-Chajma<sup>250</sup>.

Zjednoczone Emiraty Arabskie zajmują piąte miejsce pod względem ilości światowych zasobów ropy naftowej oraz pod względem światowych

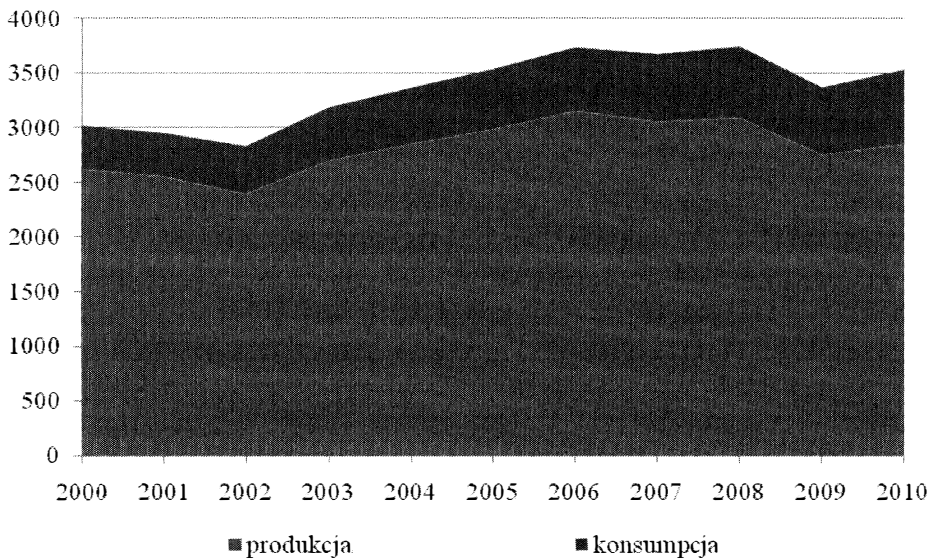
<sup>250</sup> B. Łęgowska, op. cit., s. 19-26.



zasobów gazu ziemnego. Państwo jest członkiem OPEC od 1967 roku. Centrum przemysłu naftowo-gazowego ZEA jest emirat Abu Zabi, na kolejnych miejscach statystyki notują Dubaj, Asz-Szarika i Ras al-Chajma. Państwo może się poszczycić najbardziej rozwiniętą gospodarką w regionie Bliskiego Wschodu.

Pod koniec 2010 roku udokumentowane zasoby ropy w ZEA wynosiły 97,8 mld baryłek, a produkcja ropy – 2 849 tys. b/d. Szczyt wydobywania ropy miał miejsce w 2006 roku, wówczas ZEA wyprodukowały 3 149 mld b/d. Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) jest największą państwową kompanią, będącą operatorem na rynku ropy i gazu<sup>251</sup>. Mimo pewnego spadku wydobywania ropy (2006-2009), spowodowanego światowym kryzysem gospodarczym, wewnętrzna konsumpcja tego surowca w ZEA wzrosła i w 2010 roku osiągnęła wielkość 682 tys. b/d (wykres 58).

**Wykres 58. Dynamika wydobywania i konsumpcji ropy naftowej w Zjednoczonych Emiratach Arabskich (w tys. b/d)**



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Największe zasoby ropy znajdują się w emiracie Abu Zabi – 92,2 mld baryłek, zdecydowanie mniejsze zasoby są w emiratach: Dubaj – Asz-Szarika 1,5 mld oraz Ras al-Chajma – 500 mln b/d. ZEA jest jednym z nie-

<sup>251</sup> *BP Statistical Review...*

wielu państw Zatoki Perskiej, które dopuszczają na swój rynek zagraniczne koncerny energetyczne. Głównymi zagranicznymi inwestorami są British Petroleum, ExxonMobil, Petrofac i francuski Total<sup>252</sup>.

Według danych Global Insight, system pól naftowych Zakum jest największy w państwie i trzeci w regionie Bliskiego Wschodu. Udokumentowane zasoby ropy wynoszą tu 66 mld baryłek ropy. ZEA posiadają rozgałęzioną wewnętrzną sieć rurociągów łączących złoża z rafineriami i portami eksportowymi. Sieć rurociągów istnieje także pomiędzy samymi emiratami. W sierpniu 2011 roku do eksploatacji został oddany ropociąg Abu Dhabi Crude Oil Pipeline zbudowany przez China National Petroleum Corporation (CNPC). Rurociąg o długości 400 km połączył pole naftowe Habszan w Abu Zabi z portem w Fujairah, w Zatoce Omańskiej, co umożliwia transport 60% eksportowanej ropy naftowej<sup>253</sup>.

Pod koniec 2010 roku moce produkcyjne rafinerii ZEA wynosiły 663 tys. b/d. Trzy główne rafinerie to – Ruwais, Umm Al-Nar i Jebel Ali. Dwie pierwsze są największymi w kraju, przepustowość Ruwais wynosi 350 tys. b/d, natomiast przepustowość Umm Al-Nar – 150 tys. b/d<sup>254</sup>.

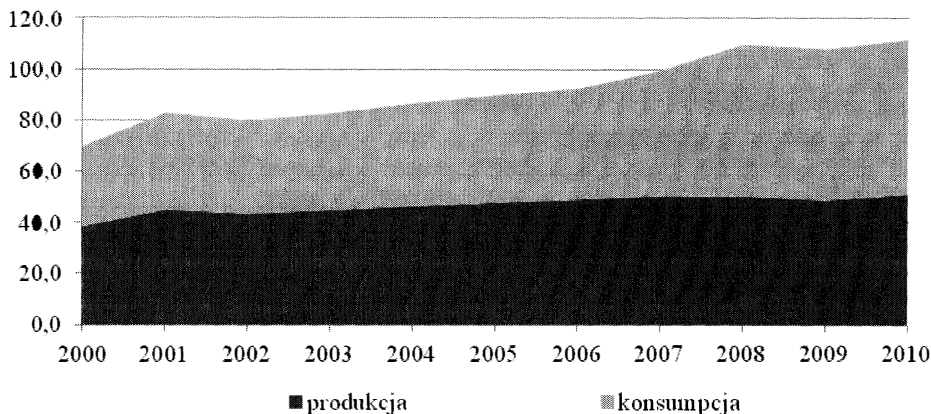
Położenie geograficzne ZEA sprzyja rozwojowi infrastruktury. Państwo jest położone nad Zatoką Perską, gdzie znajdują się liczne porty rozładunkowe i eksportowe. Głównymi terminalami są: Jabel Dhana, Zirkuh Island, Das Island i Ruwais. Jabel Dhana eksportuje nośniki energetyczne ze złóż naftowych: Asab, Hakl Bab, Hakl Bu Hasa, Hakl Sahl i Szah. Według danych EIA, w lutym 2010 Japonia importowała 40% ogólnego eksportu ropy z ZEA.

Zasoby gazu ziemnego w ZEA pod koniec 2010 roku wynosiły 6 trln m<sup>3</sup>. Wraz z rosnącą produkcją w ZEA wzrasta też konsumpcja gazu ziemnego. Do 2007 roku produkcja pokrywała wewnętrzne zapotrzebowanie na gaz, natomiast w ciągu ostatnich 3 lat konsumpcja przewyższa produkcję, w związku z czym ZEA, jak i inne państwa Zatoki Perskiej, których gospodarki w ostatnich 10 latach rozwijają się w szybkim tempie, są zmuszone ten surowiec importować. ZEA zajmuje czwarte miejsce w regionie pod względem zasobów gazu ziemnego, ustępując jedynie Iranowi, Katarowi i Arabii Saudyjskiej. Największe zasoby gazu znajdują się w emiracie Abu Zabi – 198,5 trln stóp<sup>3</sup>; Asz-Szarika, Dubaj i Ras al-Chajma posiadają mniejsze rezerwy, które wynoszą odpowiednio: 10,7 trln, 4 trln, 1,2 trln stóp<sup>3</sup> (wykres 59).

<sup>252</sup> EIA UAE, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=TC> – January 2011.

<sup>253</sup> T. Młynarski, op. cit., s. 270.

<sup>254</sup> EIA ZEA, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=TC> – January 2011.

Wykres 59. Produkcja i konsumpcja gazu ziemnego w ZEA (w mld m<sup>3</sup>)

Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Ważne znaczenie dla rozwoju przemysłu gazowego miał Dolphin Project. Jest to pierwszy międzynarodowy gazociąg w Zatoce Arabskiej, pod koniec 2007 roku, dzięki wdrożeniu projektu import gazu z Kataru do ZEA osiągnął 2 mld stóp<sup>3</sup>.

W 1977 roku ZEA rozpoczęły eksport skroplonego gazu ziemnego. Pierwszą fabrykę do skraplania gazu ziemnego zbudowano w Das Island, jej operatorem jest ADGAS. Fabryka zajmuje się oczyszczaniem gazu ziemnego, który dostarczany jest tu ze złóż naftowych Umm asz-Sza'if, Az-Zukumi Al-Bunduk. Śladem ZEA poszły inne państwa regionu – Oman, Katar i Jemen, które też eksportują LNG. W 2010 roku znaczna ilość skroplonego gazu ziemnego eksportowana była do Japonii (85%), reszta do Hiszpanii i do Korei Południowej. Obecnie Zjednoczone Emiraty Arabskie poszukują nowych rynków zbytu, m.in. także w Europie, jak również partnerów do realizacji projektów na wielką skalę, związanych z budową fabryk do skraplania gazu ziemnego oraz gazociągów i morskich terminali gazowych<sup>255</sup>.

Zjednoczone Emiraty Arabskie są jednym z kluczowych dostawców surowców energetycznych na rynku światowym. Zgodnie z konstytucją ZEA, surowce energetyczne nie należą w całości do federacji, gdyż są własnością każdego z emiratów. W myśl postanowień konstytucyjnych rząd każdego

<sup>255</sup> В.А. Исаев, *Российский и арабский газ: партнеры или соперники?*, „Ближний Восток и современность”. Сборник статей (выпуск девятый), Москва 2000, с. 290.

z emiratów kształtuje swą własną politykę energetyczną, podczas gdy rząd federalny odgrywa jedynie ograniczoną rolę<sup>256</sup>.

ZEA jest jednym z tych krajów OPEC, dla którego dochody z eksportu ropy nie stanowią głównego źródła dochodów budżetowych i dlatego są zwolennikiem niskich cen, upatrując w tym możliwości uniknięcia kryzysów w gospodarce światowej<sup>257</sup>.

Ropę w ilościach produkcyjnych w Katarze odkryto w 1939 roku w zachodnim rejonie Duchan. Eksploatacja sórowca rozpoczęła się w 1940, ale wybuch drugiej wojny światowej przerwał zagospodarowanie i poszukiwanie nowych złóż aż do 1947 roku<sup>258</sup>.

Katar jest najmniejszym producentem ropy naftowej w kartelu OPEC. Jest 15. krajem wśród światowych eksporterów ropy naftowej i 12. w OPEC. Według danych BP, udokumentowane zasoby ropy w 2010 roku wynosiły 25,9 mld baryłek, natomiast produkcja wyniosła 1 569 tys. b/d. W ostatnich 10 latach obserwuje się tendencję wzrostową produkcji ropy naftowej, która od 2000 roku zwiększyła się prawie dwukrotnie. Wraz ze wzrostem produkcji ropy naftowej wzrasta też wewnętrzna konsumpcja, która pod koniec 2010 roku wyniosła 220 tys. b/d i od 2000 zwiększyła się trzykrotnie<sup>259</sup> (wykres 60).

Największym naftowym złożem w Katarze jest złożo Duchan, położone wzdłuż zachodniego wybrzeża wyspy. W Katarze znajduje się sześć złóż lądowych – Abu al-Hanin, Majdan Mahzam, Idd asz-Szarki, al-Shaheen, al-Rajjan i al-Khaleej. Państwowa kompania Qatar Petroleum (QP) sprawuje pełną kontrolę nad działalnością przemysłu naftowego, poczynając od wydobycia po przetwarzanie i zbyty ropy naftowej.

Katar dysponuje trzema terminalami eksportowymi: Umm Said, Halul Island oraz Ras Laffan. Ras Laffan jest największą rafinerią w tym kraju, których moce produkcyjne wynosiły 138 tys. b/d (2009). W planach jest zwiększenie potencjału rafinerii do 2015 roku<sup>260</sup>. Większość ropy naftowej Kataru eksportuje się do państw azjatyckich, głównie do Japonii, Korei Południowej i Singapuru. W porcie w Umm Said działa rafineria o łącznej mocy produkcyjnej 200 tys. b/d. Przewiduje się, że wielkość eksportu będzie powoli wzrastać i w 2030 roku osiągnie 930 tys. b/d<sup>261</sup>.

<sup>256</sup> Ibidem, s. 536.

<sup>257</sup> T. Kaczmarek, R. Jarosz, op. cit., s. 87.

<sup>258</sup> B. Łęgowska, op. cit., s. 43-45.

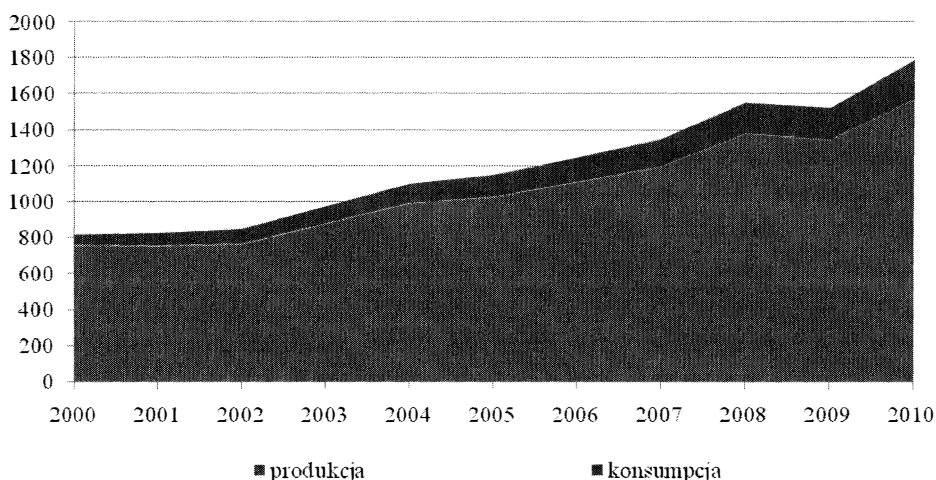
<sup>259</sup> BP *Statistical Review*...

<sup>260</sup> EIA, Qatar, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=QA> – January 2011.

<sup>261</sup> *World Energy Outlook 2005*, p. 476.



Wykres 60. Konsumpcja i wydobycie ropy naftowej w Katarze (w tys. b/d)

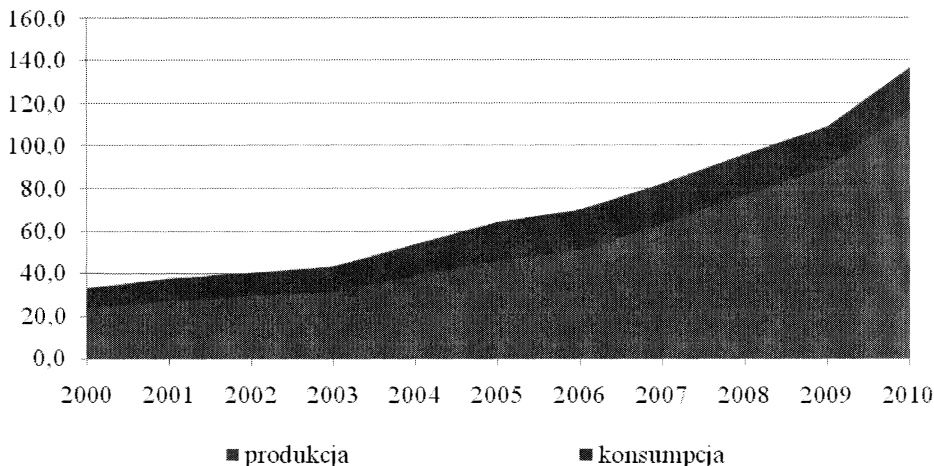


Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Qatar Petroleum jest odpowiedzialne za prace poszukiwawcze, wydobycie, przetwarzanie oraz zbycie ropy i produktów ropopochodnych. Kompanie Qatar Liquefied Gas Company (Qatargas) i Ras Laffan LNG Company (Rasgas) kontrolują wydobycie, regazyfikację i eksport skroplonego gazu ziemnego. Z kompanii zagranicznych, na rynku są obecne Anadarko Petroleum, BP, Chevron, ExxonMobil, MaerskOil, Marubeni, Mitsui, Occidental Petroleum, Shell, Total. Qatar Petroleum posiada rozbudowaną sieć ropociągów, która zapewnia dostawy ropy z pól naftowych do rafinerii lub portów morskich w celu dalszego eksportu. Bardzo dobrze rozbudowana jest również morska sieć rurociągów, które transportują ropę do przybrzeżnych rafinerii i portów. Większość morskiej ropy płynie do Halul Island, a ropa wydobywana na lądzie dostarczana jest do Umm Said<sup>262</sup>.

Pod względem zasobów gazu ziemnego, Katar zajmuje trzecie miejsce na świecie, jest również największym dostawcą skroplonego gazu ziemnego. Pod koniec 2010 roku udokumentowane zasoby gazu w kraju wynosiły 25,3 trln m<sup>3</sup>, czyli 13,5% światowych rezerw. Katarskie zasoby gazu ziemnego ustępują jedynie zasobom Rosji i Iranu. Większość zasobów znajduje się na polu Północnym. Katarskie złożo Północne zawiera ponad 900 trln m<sup>3</sup> i jest największym samodzielnym złożem gazu ziemnego na świecie.

<sup>262</sup> EIA, Qatar, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=QA> – January 2011.

Wykres 61. Konsumpcja i wydobycie gazu ziemnego w Katarze (w mld m<sup>3</sup>)

Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

W ostatnich 10 latach produkcja gazu ziemnego w Katarze stale wzrastała i w 2010 wyniosła 116,7 mld m<sup>3</sup>, tj. 5 razy więcej niż w 2000 (23,7 mld m<sup>3</sup>). Wraz we wzroście produkcji rosła też konsumpcja, która w porównaniu z innymi państwami Zatoki Perskiej jest najniższa; w 2010 wynosiła 20,4 mld m<sup>3</sup> (wykres 61). Szybki rozwój sektora energetycznego kraju jest m.in. efektem współpracy z zagranicznymi inwestorami. Taka współpraca gwarantuje dostęp do najnowszych światowych technologii naftowo-gazowych i pozwala zdobywać pozycję na międzynarodowych rynkach energetycznych. W 2010 roku Katar eksportował 94,9 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, w tym rurociągami 19,15 mld m<sup>3</sup>, a 75,75 mld m<sup>3</sup> jako gaz skroplony.

Eksport skroplonego gazu ziemnego Katar rozpoczął w 1997 roku, pierwsze partie popłynęły do Hiszpanii. W 2010 roku 17,14 mld m<sup>3</sup> LNG popłynęło do ZEA, 10,53 mld m<sup>3</sup> do Indii, 10,16 mld m<sup>3</sup> do Korei Południowej, 10,15 mld m<sup>3</sup> do Japonii. Głównymi odbiorcami katarskiego LNG w UE są państwa Europy Zachodniej<sup>263</sup> – Wielka Brytania 13,89 mld m<sup>3</sup> oraz Włochy 6,18 mld m<sup>3</sup>, mniejsze ilości importują: Belgia – 5,80 mld m<sup>3</sup>, Hiszpania – 5,53 mld m<sup>3</sup>, Francja – 2,43 mld m<sup>3</sup> i Portugalia – 0,08 mld m<sup>3</sup>. Ras Laffan jest najnowszym z trzech portów, wykorzystywanym przede wszystkim do eksportu skroplonego gazu ziemnego<sup>264</sup>.

<sup>263</sup> *BP Statistical Review...*

<sup>264</sup> B.A. Исаев, op. cit., c. 194.



Kraj eksportuje gaz ziemny do ZEA przez gazociąg Dolphin, który łączy Katar, ZEA i Oman – jest to pierwszy transgraniczny rurociąg o długości 244 km w regionie Zatoki Perskiej. Większość katarskiego gazu eksportuje się w formie skroplonej (70%)<sup>265</sup>.

Podsumowując, Katar jest ważnym graczem na energetycznym rynku i jego znaczenie stale rośnie. Otwarcie na inwestycje zagraniczne sprzyja poprawie infrastruktury przesyłowej w kraju i zwiększeniu mocy produkcyjnych katarskich rafinerii i fabryk do skroplenia gazu ziemnego, pozwala rozszerzyć flotę gazowców. Znaczenie Kataru dla UE wzrosło w ciągu ostatnich kilku lat, kiedy państwa europejskie w celu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego rozpoczęły import LNG. Wtedy Katar stał się jednym z głównych eksporterów tego surowca na kontynent europejski. Biorąc pod uwagę, że Katar sprawnie rozbudowuje własny sektor energetyczny, a państwa UE budują nowe fabryki do regazyfikacji LNG, współpraca ta będzie rozwijać się.

Alternatywny szlak dostarczania surowców energetycznych do Unii Europejskiej prowadzi przez Turcję, której geopolityczne położenie jest bardzo korzystne. Państwo to znajduje się w punkcie skrzyżowania ważnych połączeń komunikacyjnych pomiędzy trzema kontynentami: Europą, Azją, Afryką. Przez Turcję przebiegają najkorzystniejsze szlaki prowadzące w kierunku regionu śródziemnomorskiego i bliskowschodniego<sup>266</sup>. Kraj ten zajmuje czołowe miejsce jako korytarz dla transportu surowców energetycznych między Wschodem a Zachodem<sup>267</sup>. Strategiczne położenie Turcji czyni ją naturalnym mostem energetycznym pomiędzy podstawowymi producentami ropy z Bliskiego Wschodu i z regionu Morza Kaspijskiego oraz rynkiem konsumpcyjnym Europy. Turecki port Ceyhan jest ważnym punktem zarówno dla eksportu ropy z Iraku, jak również z regionu Morza Kaspijskiego. Cieśnina Bosfor jest szczególną „osłoną” pomiędzy Morzem Czarnym a Morzem Śródziemnym<sup>268</sup>.

Rozbudowa systemu transportowego ma szczególne znaczenie w przypadku surowców energetycznych, których konsumpcja i import w UE rośnie. Turcja bezpośrednio sąsiaduje z obszarami bogatymi w ropę i gaz (region Zatoki Perskiej i Morza Kaspijskiego). Kraj ten w znacznym stopniu konkuruje z Ukrainą i Białorusią jako państwami tranzytowymi, dla

<sup>265</sup> EIA Qatar, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=QA> – January 2011.

<sup>266</sup> Україно-турецькі відносини: характер, ключові проблеми, перспективи, <http://www.spa.ukma.kiev.ua/visnyk/index.php?op=view&t=48>.

<sup>267</sup> Д. Бильге, Турция – ведущий экономический игрок в мировом пространстве, „Економічний часопис – XXI”, <http://www.soskin.info/ea.php?pokazold=20040403&n=4&y=2004>.

<sup>268</sup> Inogate, [www.inogate.org](http://www.inogate.org).

surowców energetycznych transportowanych ze Wspólnoty Niepodległych Państw do Europy.

Podstawowym priorytetem polityki energetycznej Turcji są:

- wzmocnienie własnej pozycji energetycznej i strategicznej w regionie kaspijskim,
- kontrola kaspijskiego eksportu ropy i gazu na rynek europejski,
- zwiększenie roli jako państwa tranzytowego,
- zabezpieczenie dostaw surowców energetycznych na rynek wewnętrzny z dywersyfikowanych źródeł.

Obecną strategię energetyczną Turcji określa szereg czynników zewnętrznych i wewnętrznych. Do wewnętrznych należy m.in. dążenie Ankary do członkostwa w UE i dostosowywanie się do zasad funkcjonowania jako państwa członkowskiego Unii, prognozowany wzrost popytu, kryzys gospodarczy i zawarte kontrakty; do zewnętrznych można zaliczyć położenie geograficzne, sytuację geopolityczną państwa.

Cieśniny Bosfor i Dardanele są jedyną bramą z Morza Czarnego do Oceanu Atlantyckiego, przez Morze Śródziemne, dla Ukrainy, Bułgarii, Rumunii oraz Gruzji; jest to też najważniejszy szlak morski dla Rosji i Turcji. Cieśniny te w chwili obecnej są niezwykle obciążone. Codziennie transportuje się przez nie 1,8 mln baryłek ropy naftowej. Tak ogromne ilości przewożonych surowców nie tylko naruszają bilans ekologiczny przestrzeni morskiej, ale również stanowią zagrożenie dla bezpieczeństwa żeglugi w cieśninach tureckich<sup>269</sup>.

Przez cieśninę Bosfor, która rozdziela Europę i Azję, codziennie przepływa 1500 statków. Uważa się, że cieśnina jest trudna do żeglugi, szczególnie dla supertankowców (szerokość niektórych miejsc w cieśninie nie przekracza 660 metrów). Silny prąd morski w cieśninach jeszcze bardziej komplikuje sytuację<sup>270</sup>. Zapewnienie niezawodności nawigacji i bezpieczeństwa przed katastrofą ekologiczną – to najważniejsze zadanie dla wszystkich państw regionu czarnomorskiego<sup>271</sup>. Poglądy Ukrainy i Turcji dotyczące kontroli statków w cieśninach czarnomorskich są jednakowe.

W 1936 roku została podpisana konwencja Montreux, która przewidywała wolny przepływ statków handlowych, niezależnie od flagi i ładunku, bez żadnych formalności, oprócz inspekcji sanitarnej na wejściu do cieśnin.

<sup>269</sup> Д. Бильге, *op. cit.*

<sup>270</sup> G. Huhler, *Обходной путь вокруг Босфора*, „Spiegel”, 15.03. 2007.

<sup>271</sup> Д. Шаникая, *Реструктуризация нефтевого рынка Туреччины и перспективы транспортировки нефти транзитом*, „Экономический часопис – XXI”, <http://www.soskin.info/ea.php?pokazea=zmist&n=11-12&y=2002>.

Konwencję podpisały – ZSRR, Wielka Brytania, Australia, Francja, Turcja, Bułgaria, Rumunia Grecja, Jugosławia i Japonia.

W roku 1994 został przyjęty regulamin nawigacji w strefie cieśnin, który zapoczątkował nowe warunki korzystania ze szlaku morskiego przez Bosfor. Odtąd zostały wprowadzone znaczne ograniczenia, aż do zakazu wpływania niektórych kategorii statków i ładunków. W wielu przypadkach na armatorów nałożono obowiązek korzystania z usług pilotów i holowników. Strona turecka wprowadziła takie rozwiązanie dla zapewnienia bezpieczeństwa żeglugi i bezpieczeństwa ekologicznego.

Wprowadzenie nowego systemu nawigacji wywołało negatywną reakcję ze strony Rosji, ponieważ takie warunki nie odpowiadały jej interesom. Federacja Rosyjska transportuje znaczną ilość ropy naftowej morskimi szlakami, w tym przez Bosfor i Dardanele, do państw Europy Zachodniej<sup>272</sup>. Stosunki rosyjsko-tureckie były skomplikowane przez wzajemną podejrzliwość stron. Za czasów Związku Radzieckiego Turcja była traktowana jako warownia NATO, głównie USA, u granic ZSRR. Za czasów niepodległości sytuacja niewiele się zmieniła.

Mając na uwadze swoje interesy w regionie kaspijsko-czarnomorskim, Turcja aktywnie kontroluje transport ropy przez cieśniny Bosfor i Dardanele. Według prognoz, w ciągu najbliższych 10 lat eksport ropy naftowej i jej pochodnych przez cieśniny może zostać podwojony. Dzisiaj ich przepustowość wynosi rocznie 80-82 mln ton ropy naftowej i jej pochodnych. Poważnym sprawdzianem dla cieśnin będzie osiągnięcie pełnej mocy pierwszej nitki rurociągu Kaspijskiego Konsorcjum Rurociągowego (KKR) – Tengiz (Kazachstan) – Noworosyjsk o przepustowości 28 mln ton rocznie. Wprowadzenie drugiej nitki tego rurociągu przewyższy krytyczny próg przepustowości cieśnin.

W celu odciążenia cieśnin, rząd turecki poparł budowę kanału odpływowego o długości 140 km w europejskiej części, który zostanie zbudowany równoległe z cieśninami czarnomorsko-egejskimi. Kanał ten będzie w 100% własnością Turcji. Jego budowa stoi jednak pod znakiem zapytania, ponieważ projekt wymaga inwestycji wielkości 260-280 mln dolarów, a Turcja bez pomocy Zachodu nie jest w stanie sfinansować jego budowy<sup>273</sup>.

Region śródziemnomorsko-czarnomorski to jedyny region, przez który biegą bardzo ważne szlaki transportu surowców i budowane są nowe. Pojawienie się w regionie czarnomorskim wielkich rezerw ropy naftowej, jak

<sup>272</sup> В. Саприкін, *Експорт нафти: СНД в лещатах турецьких проток*, „Дзеркало тижня”, 2001, № 30 (354), <http://www.dt.ua/2000/2229/31870/>.

<sup>273</sup> Ibidem.

również przekształcenie zatok, stopniowo spowoduje wyparcie arabskiej ropy naftowej, eksportowanej do Bułgarii i Rumunii, przez ropę kaspijską.

Szczególną uwagę należy zwrócić na rolę Turcji w regionie kaspijskim. Ze względu na wyjątkowe położenie geograficzne, Turcja ma zamiar wzmocnić swoją zewnętrzną pozycję polityczną kosztem innych państw w regionie, wzmocnić stopień zależności Unii Europejskiej od tureckiej polityki tranzytowej. Dla osiągnięcia tego celu Turcja stara się, żeby ropa z Kazachstanu i Azerbejdżanu, jak również gaz z Turkmenistanu, płynęły przez jej terytorium. W taki sposób Turcja zdywersyfikuje własne możliwości transportowe, co spowoduje wzrost zainteresowania Turcją ze strony państw UE, jak również zmniejszy zależność państw Azji Środkowej i państw Kaukazu od Federacji Rosyjskiej. Dążąc do członkostwa w UE, Turcja stara się o wzmocnienie stosunków z mocarstwami naftowymi regionu Zatoki Perskiej i regionu kaspijskiego w celu zaspokojenia potrzeb własnej gospodarki w surowce energetyczne i uzyskania prawa do kontroli nad szlakami eksportowymi kaspijskich węglowodorów do UE.

Dzisiaj Turcja poczyniła znaczne postępy w stosunkach z państwami Azji Środkowej. Atrakcyjność regionu kaspijskiego dla tureckich przedsiębiorstw wzrasta w miarę rozwoju przemysłu wydobywania ropy i gazu<sup>274</sup>. Główny spór o ewentualne trasy transportu kaspijskiej ropy na rynki światowe ma miejsce pomiędzy Rosją a Turcją (poparcie USA); państwa liczą nie tylko na zyski ekonomiczne z tranzytu ropy przez własne terytorium, ale również na dywidendy polityczne. Każde z państw stara się zachować jak największą kontrolę nad istotnymi pod względem strategicznym szlakami komunikacyjnymi z regionu kaspijskiego<sup>275</sup>.

Wzrost znaczenia Turcji, jako państwa tranzytowego, popierają USA i Unia Europejska. Wzmocnienie roli państwa, jako jednego z największych centrów tranzytowych zwiększa ryzyko dla konsumentów, w stosunku do których Turcja może wykorzystać rosyjską taktykę szantażu energetycznego.

W chwili obecnej funkcjonuje kilka gazociągów łączących Turcję ze złożami euroazjatyckimi. Najważniejsze i największe z nich to szlaki rosyjskie – gazociąg Transbałkański i Blue Stream. Również istotne znaczenie ma szlak łączący Iran z Turcją, gazociąg Baku – Tbilisi – Erzurum (BTE). Istnieje kilka projektów połączenia Azji Mniejszej z Bliskim Wschodem i Europą. Realizacja projektów w europejskim kierunku ma wsparcie Komisji Europejskiej. Najważniejszymi z tych projektów są: łącznik (interconnector) gazociągowy

<sup>274</sup> Д. Малишева, *Российская карта в Каспийском альянсе*, „Международная экономика и международные отношения”, 2002, № 7, с. 53-63.

<sup>275</sup> Д. Шаникая, *op. cit.*

pomiędzy Turcją a Grecją, Nabucco oraz projekt Bałkański (w chwili obecnej najmniej zaawansowany).

**Tabela 22. Najważniejsze istniejące i planowane gazociągi przebiegające przez terytorium Turcji**

Projekt/szlak	Długość (km)	Przepustowość (mld m <sup>3</sup> /rok)	Operator/sponsor	Koszt (\$)	Stan, komentarz
Transbałkański (Rosja-Ukraina-Mołdawia-Rumunia-Bułgaria-Grecja-Macedonia/Turcja)	750	20 (poszerzona)	Gazprom i firmy tranzytowe w poszczególnych państwach	b.d.	Funkcjonuje
Blue Stream	370 km rosyjska, 396 km po dnie Morza Czarnego	16	Gazprom i ENI	3,4 mld	Funkcjonuje od 2002
Iran – Turcja	520	3-10	NIGC, Botas	b.d.	Funkcjonuje od 2002
BTE	960 km	7-22	BP – Statoil konsorcjum	900 mln	Funkcjonuje od marca 2007
Turcja – Grecja	285 km	3,5-11	Botas, Depa	300 mln	Funkcjonuje od listopada 2007
Nabucco (Turcja – Baumgarten)	3 400 km	W Turcji 25-30 W Austrii 17-20	Botas, Bulgargas, Transgas, MOL, OMV	4,4 mld	Propozycja, wsparcie UE

Źródło: A. Łoskot, *Turcja – korytarz tranzytowy dla surowców energetycznych do UE*, OSW, Warszawa, styczeń 2005, s. 11; *EIA Turkey*, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Turkey/Background.html> – October 2006.

Infrastruktura naftowa Turcji jest bardziej rozwinięta od gazowej. Turcja posiada kilka terminali morskich, z których najważniejszy jest w Ceyhan, do niego dopływa ropa iracka, a od maja 2005 – kaspijska (azerska). Największym i najbardziej zaawansowanym projektem jest Baku – Tbilisi – Ceyhan (BTC). Niektóre z rurociągów popierane są przez Moskwę (Bur-

gas – Aleksandropolis), inne – przez administrację amerykańską (BTC, Burgas – Wlora). W chwili obecnej najbardziej realne wydają się być dwa z tych projektów ropociąg Burgas – Aleksandropolis oraz rurociąg przebiegający przez terytorium Turcji: Kiyikoy – Ibrikbaba.

Realizacja tureckich projektów tranzytowych zależy będzie nie tylko od determinacji Ankary, ale także od priorytetów innych „aktorów” zaangażowanych w regionie, przede wszystkim Unii Europejskiej, która intensywnie stara się zdywersyfikować dostawy surowców energetycznych. Korytarz turecki, jako kolejny szlak eksportowy gazu, jest szczególnie ważny i dobrze wpisuje się w politykę europejską. Państwa sąsiadujące z Turcją są ważnymi bądź potencjalnymi dostawcami surowców energetycznych do Unii<sup>276</sup>.

**Tabela 23. Najważniejsze istniejące i planowane ropociągi przebiegające przez terytorium Turcji**

Projekt/szlak	Długość (km)	Przepustowość (mln ton/rok)	Operator/sponsor	Koszt (\$)	Stan, komentarz
BTC	1 760	50	Konsorcjum BP, Statoil, ConocoPhillips	3 mld	Budowa zakończona w 2005
Burgas – Aleksandropolis	280	15-35	Rządy FR, Bułgarii, Grecji	Do 750 mln	Poparcie UE
Konstanca – Pančevo – Omisalj – Triest	1 300	40	Rządy i prywatni inwestorzy	1 mld	b.d. *
Kiyikoy – Ibrikbaba (bypass wewnątrzturecki)	193	60	Turecki holding Andalu, Transnieft, TNK-BP i Tatnieft	900 mln	b.d.
Samsun – Ceyhan (wewnątrzturecki)	660	b.d.		1,1 mld	Eksploracja zaplanowana na 2012

\* brak danych

Źródło: Łoskot A., *Turcja – korytarz tranzytowy dla surowców energetycznych do UE*, OSW, Warszawa, styczeń 2005, s. 11; *EIA Turkey*, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Turkey/Background.html> – October 2006.

<sup>276</sup>

A. Łoskot, *Turcja – korytarz tranzytowy dla surowców energetycznych do UE*, Prace OSW, Warszawa 2005, s. 13.



Zasoby ropy i gazu w Azji Środkowej i na Kaukazie stanowią obecnie wysoką stawkę w grze między państwami. Bardzo istotny w regionie jest problem rurociągów, gdzie konkurentami są Turcja, Rosja, Iran i USA<sup>277</sup>. Ropa może być transportowana szlakiem północnym przez Rosję, południowym przez Iran, zachodnim przez Turcję i Gruzję. Pytanie, które będą poprowadzone rurociągi, stanowi podstawowy problem. Droga północna może odrodzić ambicje rosyjskiej hegemonii. Droga zachodnia spowoduje zwiększenie wpływów USA w regionie, jak również integrację tego regionu z globalną gospodarką i systemem międzynarodowym. Natomiast droga południowa zbliży region do Bliskiego Wschodu i zaprzepaści plan USA dążący do izolacji Iranu. Drogi transportu ropy i gazu będą ustalane z uwzględnieniem kryteriów ekonomicznych i geograficznych, a w mniejszym stopniu politycznych. Najprawdopodobniej powstaną cztery małe i dwa duże rurociągi, transportujące surowiec różnymi drogami przez różne państwa tranzytowe.

Bardzo ważne znaczenie dla Turcji ma projekt TRACECA (Transcaucasus – Europe – Central Asia), stwarzający nowe możliwości dla Turcji, która może odgrywać rolę państwa tranzytowego dla zasobów energetycznych Azji Środkowej i Kaukazu. Część korytarza przebiega przez terytorium Turcji (południowe wybrzeże Morza Czarnego). W ten sposób państwo to po raz kolejny potwierdza swoje ogromne znaczenie dla regionu, jako pomost między Wschodem i Zachodem. Ponadto Turcja rozszerzyła Nowy Korytarz Energetyczny o rurociągi z ropą i gazem. W perspektywie planuje się, że turkmeński gaz będzie transportowany do Europy poprzez Morze Kaspijskie, Azerbejdżan, Gruzję, Turcję. Takie rozwiązanie cieszyło się poparciem UE i USA.

Rosja, Turcja i Iran rywalizują ze sobą w kwestii wydobycia ropy, ale również kierunków poprowadzenia rurociągów w Azji Środkowej i na Kaukazie. W tej grze uczestniczą także firmy naftowe z Chin, Japonii, Pakistanu, Indii i Korei Południowej.

Turcja zajmuje wyjątkowe miejsce między Europą i Azją, będąc na drodze największych światowych szlaków handlowych. Jest to znaczące geostrategiczne państwo, zarówno azjatyckie, jak i europejskie. Jako sojusznik Zachodu i państwo bardzo aktywne w Azji, Turcja stała się istotnym graczem euroazjatyckim.

Analizując potencjał energetyczny państw Bliskiego Wschodu i Azji Mniejszej należy jeszcze raz podkreślić, że region ten posiada olbrzymie

<sup>277</sup> *Region Azji Centralnej jako obszar wpływów międzynarodowych*, red. B. Bojarczyk, A. Ziętek, Wydawnictwo Uniwersytetu Marii Curie-Skłodowskiej, Lublin 2008, s. 178.

zasoby surowców energetycznych, które wywołują wielkie zainteresowanie światowych potęg. Jeśli chodzi o rynek krajów Unii Europejskiej to właśnie surowiec z Bliskiego Wschodu w przyszłości mogą konkurować z surowcami z Rosji. W 2010 roku Komisja Europejska przedstawiła komunikat na temat śródziemnomorskiego pierścienia energetycznego. Zarysowano w nim plan uzupełnienia brakujących połączeń, obejmujący m.in. kluczowe projekty dotyczące bardziej odległych regionów, które są ważne dla dywersyfikacji dostaw energii do UE, np. przyszłe połączenia wychodzące z Iraku, Bliskiego Wschodu i Afryki Subsaharyjskiej<sup>278</sup>. Ważne znaczenie dla UE ma budowa południowego korytarza gazowego, którym byłby dostarczany gaz ze źródeł leżących w regionie Morza Kaspijskiego i na Bliskim Wschodzie. Korytarz ten mógłby w przyszłości zaspokajać znaczną część potrzeb UE. Jest to jeden z priorytetów UE w dziedzinie bezpieczeństwa energetycznego. Konieczna jest współpraca Komisji Europejskiej i państw członkowskich z zainteresowanymi krajami, m.in. z partnerami takimi jak Irak i państwa Maszreku. Nadrzędnym celem tej współpracy będzie szybkie uzyskanie wiążących zobowiązań dotyczących dostaw gazu i budowy rurociągów, które umożliwią zrealizowanie wszystkich etapów budowy korytarza gazowego. W dłuższej perspektywie czasowej, o ile pozwoli na to sytuacja polityczna, drugim poważnym źródłem dostaw dla UE powinny stać się inne państwa regionu, np. Uzbekistan czy Iran. Zbadane zostaną możliwości wprowadzenia systemu zakupów zbiorczych gazu kaspijskiego (Caspian Development Corporation), z pełnym poszanowaniem prawa konkurencji i innych przepisów UE. Tranzyt gazu rurociągami będzie musiał być wynegocjowany z krajami tranzytowymi, a zwłaszcza z Turcją, zgodnie z podstawowymi zasadami określonymi w dorobku prawnym UE i jednocześnie z poszanowaniem stanowiska tych państw w kwestii ich własnego bezpieczeństwa energetycznego<sup>279</sup>. Perspektywy bardziej ścisłej współpracy będą zależeć od sytuacji politycznej i ekonomicznej w regionie Bliskiego Wschodu i Azji Mniejszej. Bliskość regionu ma dla UE bardzo ważne znaczenie i Unia stara się budować takie stosunki w regionie, żeby były owocne dla obu stron partnerów znad Morza Śródziemnego.

<sup>278</sup> *Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego oraz Komitetu Regionów – Drugi strategiczny przegląd sytuacji energetycznej: plan działania dotyczący bezpieczeństwa energetycznego i solidarności energetycznej UE* {SEC(2008)2870} {SEC(2008)2871} {SEC(2008)2872}, KOM/2008/0781 wersja ostateczna, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:52008DC0781:PL:HTML>

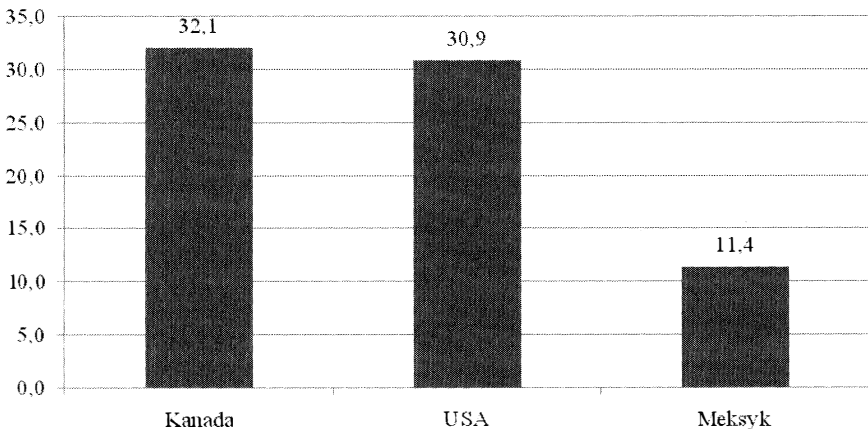
<sup>279</sup> *Ibidem.*

## 4. Ameryka Północna i Południowa

### AMERYKA PÓŁNOCNA

Spośród państw Ameryki Północnej największe zasoby ropy naftowej posiada Kanada (32,1 mld baryłek), zasoby „czarnego złota” w USA są nieco mniejsze, w 2010 roku wynosiły 30,9 mld baryłek; najmniejsze zasoby tego surowca są w Meksyku i wynoszą 11,4 mld baryłek. Ogólny potencjał regionu według stanu na 1 stycznia 2011 wyniósł 74,3 mld baryłek (wykres 62).

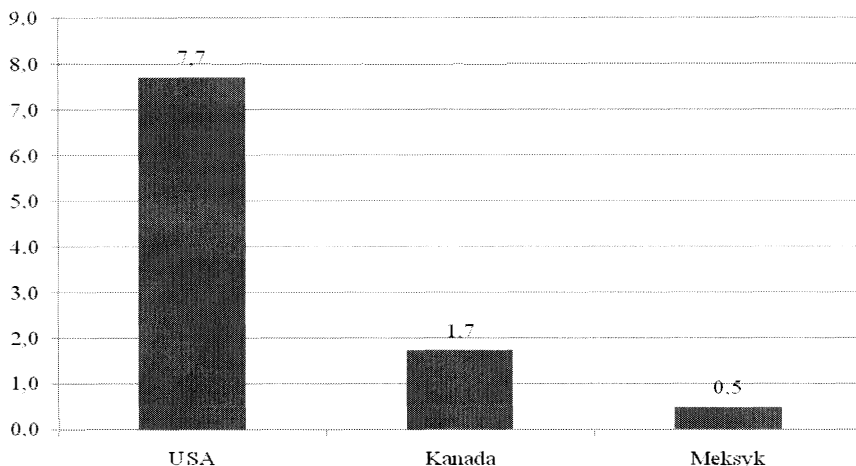
Wykres 62. Udokumentowane zasoby ropy naftowej w Ameryce Północnej (w mld baryłek)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Stany Zjednoczone Ameryki posiadają największe zasoby gazu ziemnego w na kontynencie północnoamerykańskim. W 2010 roku wyniosły one 7,7 trln m<sup>3</sup>, Kanada posiadała 1,7 trln m<sup>3</sup>, najmniejsze zasoby były skupione w Meksyku i wynosiły 0,5 trln m<sup>3</sup>. Ogólny potencjał gazowy regionu według stanu na 1 stycznia 2011 wyniósł 9,9 trln m<sup>3</sup>, czyli 5,3% światowych zasobów (wykres 63).

**Wykres 63. Udokumentowane zasoby gazu ziemnego w Ameryce Północnej (w trln m<sup>3</sup>)**



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

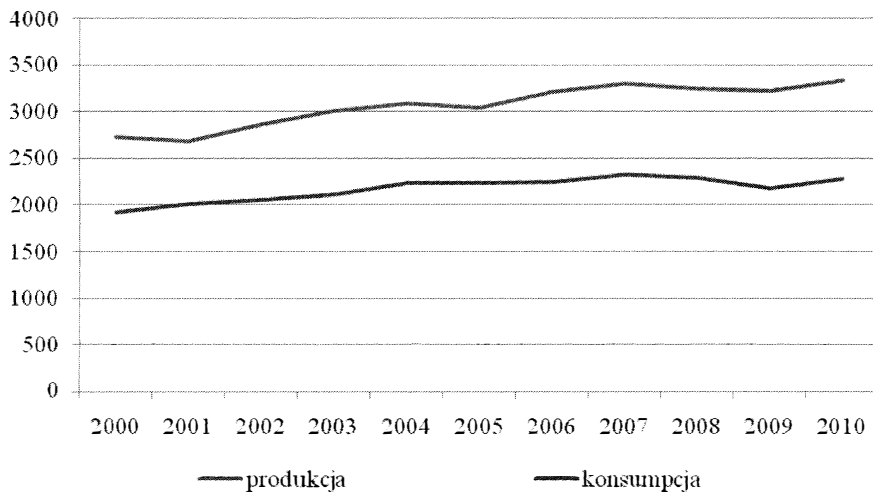
Kanada jest eksporterem ropy, gazu, węgla i energii elektrycznej. Ogromna część eksportu surowców energetycznych kierowana jest do USA, co czyni Kanadę największym zagranicznym dostawcą surowców do USA. Według danych British Petroleum, udokumentowane zasoby ropy naftowej w Kanadzie na początku 2011 roku wynosiły 32,1 mld baryłek. Większość zasobów ropy kanadyjskiej to piaski naftowe (powyżej 95%), które są skupione zwłaszcza w prowincji Alberta, gdzie specyfika wydobycia ropy jest trudniejsza w porównaniu z jej wydobyciem z odwiertów.

Sektor naftowy państwa jest sprywatyzowany, a największym operatorem jest kompania Imperial Oil, w której większość akcji ma kompania ExxonMobil. Wśród innych operatorów, obecnych na kanadyjskim rynku, są: EnCana, Energy, Suncor, EOG Resources, Husky Energy oraz Apache Canada. Kompanie, które zajmują się wydobyciem ropy z piasków naftowych są przedmiotem dużego zainteresowania azjatyckich kompanii naftowych, szczególnie z Korei Południowej i Chin, które są również obecne na rynku kanadyjskim i zajmują się pracami poszukiwawczymi, a także wydobyciem ropy naftowej. Taki układ powoduje wzrost konkurencji między wielkimi korporacjami energetycznymi na danym obszarze.

Produkcja ropy naftowej w kraju stale wzrasta, co jest spowodowane odkryciem nowych morskich złóż ropy oraz piasków naftowych. Niewielki spadek można było zaobserwować w 2009 roku; wiązało się to ze światowym

kryzysem gospodarczym. W 2010 roku produkcja ropy wynosiła 3336 tys. b/d, to o 4,3% więcej w porównaniu do poprzedniego okresu (wykres 64).

**Wykres 64. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Kanadzie (w tys. b/d)**



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Głównymi prowincjami naftowymi, gdzie prowadzi się aktywne wydobywanie ropy są: Western Canada Sedimentary Basin (WCSB), naftowe piaski w północnej Albercie (68%), a także morskie złoża na Oceanie Atlantyckim. Mimo że Kanada eksportuje duże ilości ropy do USA jest także jej importem z Algierii i Norwegii (surowa ropa) oraz z USA (artykuły oczyszczone).

Kanada posiada 18 rafinerii; największe to: Irving Oil St. John (250 tys. b/d), Valero Energy Levis (215 tys. b/d), Strathcona (187,2 tys. b/d)<sup>280</sup>. W 2010 roku potencjał kanadyjskich rafinerii wynosił 1914 tys. b/d, to o 3,1% mniej niż w 2009, kiedy zdolności przetwarzania ropy wynosiły 1976 tys. b/d.

Potencjał eksportowy Kanady stale wzrasta i pod koniec 2010 roku wynosił 128,2 mln ton ropy. Większość kanadyjskiej ropy eksportuje się do USA – 125,0 mln ton, niewielkie ilości surowca importuje UE – 1,3 mln ton, oraz Chiny – 0,9 mln, Japonia – 0,5 mln, Meksyk – 0,3 mln ton<sup>281</sup>.

System ropociągowy kraju jest bardzo dobrze rozbudowany, szczególnie ze Stanami Zjednoczonymi. Zarządzają systemem dwaj operato-

<sup>280</sup> EIA Canada, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Canada/Full.html> – February 2009.

<sup>281</sup> BP Statistical Review...

rzy – Enbridge Pipelines oraz Kinder Morgan Canada. System Enbridge, o długości 14 400 km, łączy kanadyjskie miasta z Chicago (USA). Kinder Morgan jest operatorem ropociągu Trans Mountain Pipe Line (TMPL), który transportuje ropę z zachodniej części prowincji Alberta do rafinerii i terminali w Vancouver. W planach kanadyjskiego rządu jest dalsza rozbudowa sieci przesyłowych do USA. Perspektywiczne są projekty Keystone. System joint venture TransCanada i ConocoPhillips połączy Hardisty z Patoka w Illinois i Cushing w Oklahomie<sup>282</sup>. Rurociąg Texas Access połączy Illinois z Niderland w Teksasie i zostanie uruchomiony przed 2012 rokiem. Projekt trail breaker połączy Albertę z Portland.

Kanada jest jednym z największych producentów i eksporterów gazu ziemnego. Udokumentowane zasoby tego surowca w 2010 roku wynosiły 1,7 trln m<sup>3</sup>. Wydobywany gaz jest wykorzystywany głównie dla potrzeb wewnętrznych, nadwyżkę eksportuje się do USA, które są jedynym odbiorcą tego surowca z Kanady. Na początku 2011 roku eksport gazu ziemnego do USA wynosił 92,40 mld m<sup>3</sup>. Gaz eksportowany jest wyłącznie przez rozbudowany system rurociągów, który jest mocno związany z amerykańskim systemem. Największym systemem przesyłu gazu jest Great Lakes Gas Transmission o długości 3 200 km, który biegnie z regionu Wielkich Jezior do amerykańskich stanów Michigan i Wisconsin. Gas Transmission North-West o długości 2 080 km, łączy system rurociągowy zachodniej Kanady z amerykańskim systemem.

Większość kanadyjskich zasobów gazu ziemnego znajduje się w tych samych złożach, co ropa naftowa – Western Canada Sedimentary Basin (WCSB) oraz prowincji Alberta, Arktyce i pod Oceanem Atlantyckim. Cechą charakterystyczną sektora gazowego Kanady jest to, że produkuje ona gaz z łupków bitumicznych – potencjalnego źródła alternatywnego wykorzystania złóż gazu ziemnego. Metoda ta jest we wczesnej fazie rozwoju i stanowi bardzo obiecujący kierunek rozwoju energetyki państwa. W planach kanadyjskiego rządu jest budowa kilku fabryk do skraplania gazu.

Podsumowując, UE importuje niewielkie ilości kanadyjskiej ropy, dlatego nie ma to większego znaczenia dla gospodarki kanadyjskiej oraz krajów Unii. Sektor gazowy jest dobrze rozbudowany i gaz ziemny eksportuje się głównie do USA, pogłębiając wzajemną współpracę i współzależność.

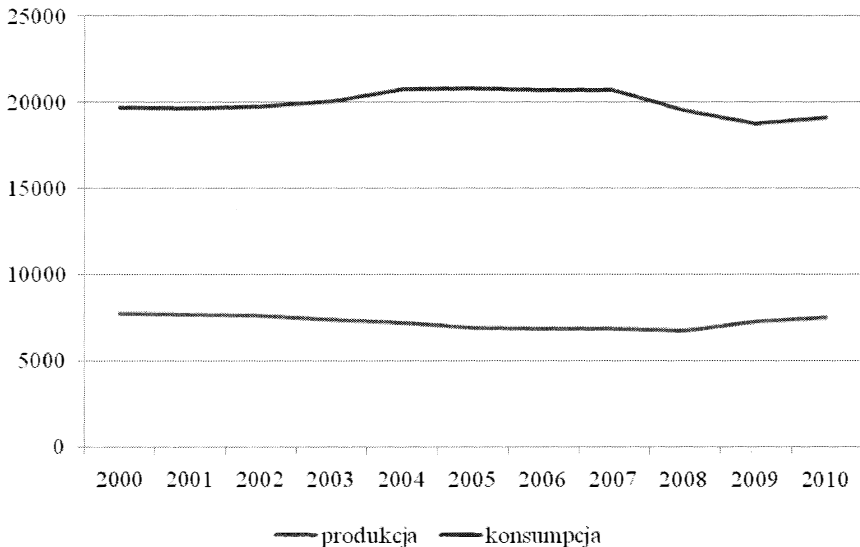
<sup>282</sup> EIA Canada, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Canada/Full.html> – February 2009.



## USA

Według danych BP, udokumentowane zasoby ropy naftowej w 2010 roku wynosiły 30,9 mld baryłek (2,2% światowych zasobów). Rezerwy zlokalizowane są głównie w zachodniej części kraju i na Alasce<sup>283</sup>. Biorąc pod uwagę okres wydobycia ropy na skalę przemysłową, w kraju obserwuje się wyczerpywanie zapasów. W ostatnich 10 latach zasoby nieco zwiększyły się – z 30,4 mld do 30,9 mld baryłek dzięki odkryciom nowych złóż. W latach 2000-2010 rezerwy to spadały, to wzrastały, w 2008 roku wynosiły 28,4 mld.

Wykres 65. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w USA (w tys. b/d)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Mimo że zasoby ropy naftowej w kraju nie rosną, konsumpcja 2,5 raza przewyższa produkcję i wynosi 21,1% ogólnej światowej konsumpcji. Pod koniec 2010 roku produkcja ropy naftowej w USA wyniosła 7513 tys. b/d, natomiast konsumpcja – 19148 tys. b/d<sup>284</sup>. Przyczyną tak dużego uzależnienia amerykańskiej gospodarki od ropy naftowej jest stosowanie jej w ce-

<sup>283</sup> T. Młynarski, op. cit., s. 49.

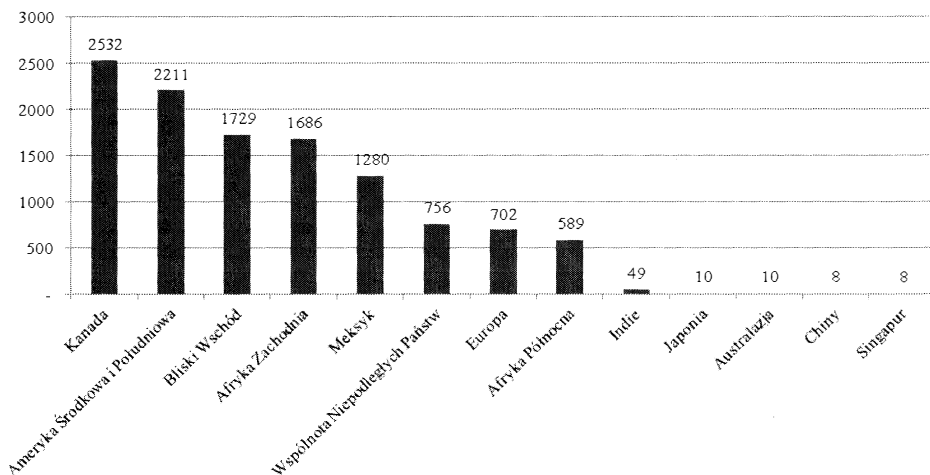
<sup>284</sup> *BP Statistical Review...*

lach przemysłowych, szczególnie w transporcie samochodowym (85%) i lotniczym (9%), kolejowym i wodnym – łącznie 6% (wykres 65)<sup>285</sup>.

Posiadanych zasobów ropy naftowej nie wystarcza na pokrycie potrzeb własnych, co powoduje, że USA są zmuszone importować ropę prawie ze wszystkich roponośnych regionów świata. Większość tych regionów jest politycznie niestabilna lub sektor energetyczny jest upaństwowiony, co stwarza dodatkowe problemy w dostawach, a szczególnie w prowadzeniu prac poszukiwawczych. Zdolności przetwórcze ropy w USA wynoszą 17 594 tys. b/d.

W 2010 roku import ropy naftowej do USA wyniósł 11 689 tys. b/d. Głównymi dostawcami surowca na amerykański rynek są: Kanada – 2 532 tys. b/d, Południowa i Środkowa Ameryka – 2 211 tys. b/d, a szczególnie Meksyk – 1 280 tys. b/d, Bliski Wschód, w tym Arabia Saudyjska – 1 729 tys. b/d. Wbrew pozorom USA nie są mocno uzależnione od bliskowschodniej ropy – jak wskazują dane statystyczne BP, region ten jest dopiero na trzecim miejscu głównych dostawców ropy do USA.

Wykres 66. Import ropy naftowej do USA (w tys. b/d)



\* Australazja obejmują – Australię, Nową Zelandię, Nową Gwineę oraz wyspy we wschodniej części Indonezji.

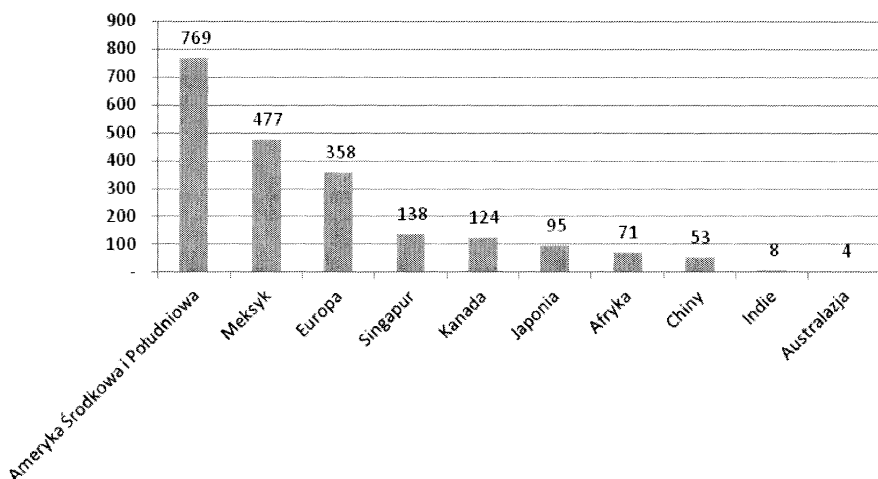
Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Część własnej ropy USA eksportują. W porównaniu z importem jest to 5 razy mniej (wykres 66). Pod koniec 2010 roku eksport ropy naftowej

<sup>285</sup> T. Młynarski, op. cit., s. 51.

z USA wyniósł 2 154 tys. b/d. Główne kierunki eksportu to przede wszystkim państwa Ameryki Środkowej i Południowej (769 tys. b/d), drugim co do wielkości odbiorcą jest Meksyk (477 tys. b/d), na trzecim miejscu jest Europa (358 tys. b/d)<sup>286</sup>. Najwięcej ropy naftowej i jej pochodnych dostarczanych jest do Holandii (29 497 tys. baryłek), Hiszpanii (17 592 tys.), Włoch (12 513 tys.), Francji (8 929 tys.), Belgii (4 609 tys.), Wielkiej Brytanii (3 331 tys.) (wykres 67).

Wykres 67. Eksport ropy naftowej z USA (w tys. b/d)

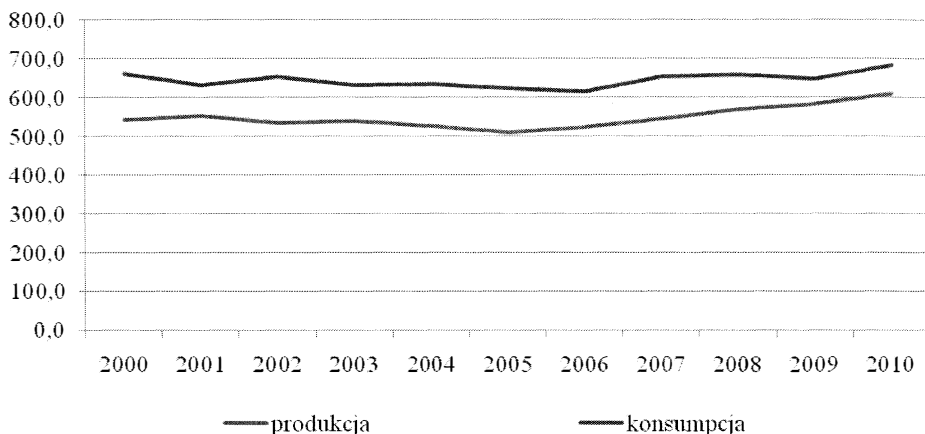


Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Z powyższych informacji wynika, że relacje importowo-eksportowe z Unią Europejską nie są takie ścisłe jak z innymi regionami. Dostawy ropy naftowej z USA do poszczególnych państw Unii są niewielkie. Większe ilości ropy dostarczane są do Holandii, Włoch, Francji, Belgii, Wielkiej Brytanii. Jeśli chodzi o eksport ropy z Unii, to największe dostawy do USA pochodzą z Wielkiej Brytanii, Holandii, Niemiec, Francji, Belgii, Włoch i Hiszpanii.

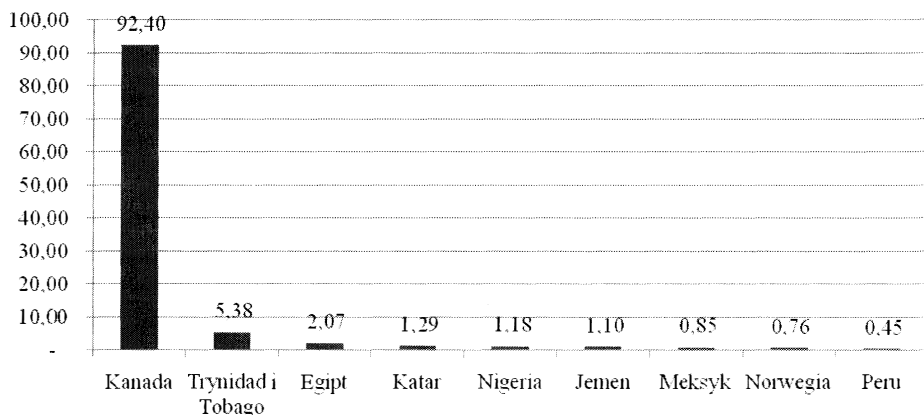
Według danych BP, udokumentowane zasoby gazu ziemnego pod koniec 2010 roku wyniosły 7,7 trln m<sup>3</sup> (4,1% zasobów światowych), co zapewnia USA szóstą pozycję po Rosji, Iranie, Katarze, Arabii Saudyjskiej oraz ZEA.

<sup>286</sup> BP Statistical Review...

Wykres 68. Produkcja i konsumpcja gazu ziemnego w USA (w mld m<sup>3</sup>)

Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Produkcja gazu ziemnego w USA wynosi 611,0 mld m<sup>3</sup>, tj. 9,3% światowego wydobycia (wykres 68). Dzięki rozwojowi technologii poszukiwania gazu z niekonwencjonalnych źródeł w ostatnich dwóch latach USA wyprzedziły Rosję i stały się największym światowym producentem gazu ziemnego. Mimo roli największego producenta gazu ziemnego, są zmuszone importować ten surowiec.

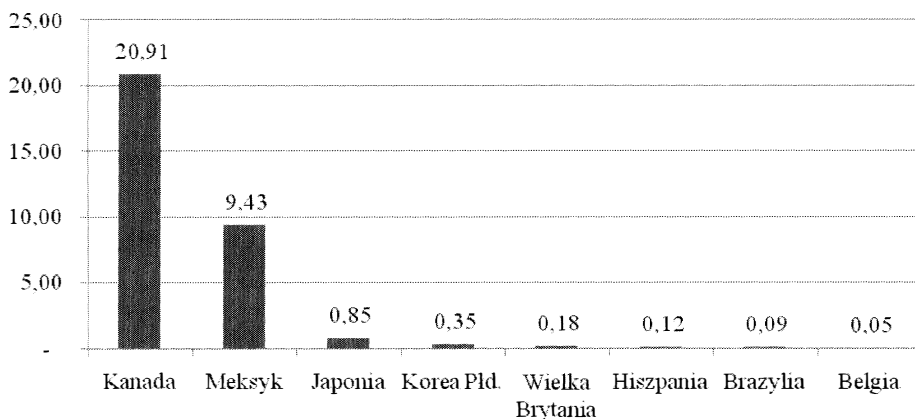
Wykres 69. Import gazu ziemnego do USA (w mld m<sup>3</sup>)

Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Ogólny import gazu ziemnego do USA w 2010 wyniósł 105,48 mld m<sup>3</sup>, z czego 93,25 mld m<sup>3</sup> przesyłano rurociągami z Kanady, która jest głównym dostawcą „błękitnego paliwa” (92,40 mld m<sup>3</sup>) oraz z Meksyku (12,23 mld m<sup>3</sup>). Reszta importowana jest w formie skroplonej z Trynidadu i Tobago, Egiptu, Kataru, Nigerii, Jemenu, Peru i Norwegii (wykres 69).

USA eksportują niewielkie ilości gazu ziemnego do innych regionów. Ogólny eksport gazu ziemnego w 2010 roku wyniósł 31,98 mld m<sup>3</sup>, z czego 30,34 mld m<sup>3</sup> wyeksportowano rurociągami do Kanady i Meksyku, resztę – 1,64 mld m<sup>3</sup> – w formie skroplonej do Japonii, Korei Południowej, Wielkiej Brytanii, Hiszpanii, Brazylii i Belgii (wykres 70).

Wykres 70. Eksport amerykańskiego gazu ziemnego (w mld m<sup>3</sup>)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

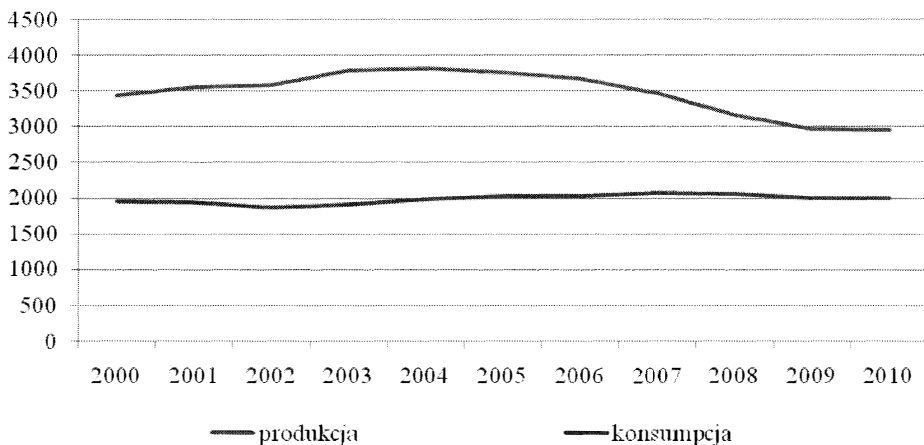
Podsumowując, amerykańska gospodarka jest bardzo uzależniona od importu ropy naftowej i gazu ziemnego. Większość importowanych surowców pochodzi z Ameryki Północnej i Południowej. Znaczącą rolę w dostawach ropy naftowej odgrywa Bliski Wschód, ale nie jest on głównym regionem dostarczającym „czarne złoto” do USA.

Współzależność energetyczna pomiędzy USA i UE nie jest znacząca, jak również dostawy surowców w obu kierunkach. W związku z wyczerpywaniem się zasobów ropy naftowej i wzrostem zapotrzebowania na ten surowiec tak w UE, jak i USA, w przyszłości może toczyć się rywalizacja o dostęp do złóż.

## MEKSYK

Według danych BP, udokumentowane zasoby ropy naftowej w Meksyku w styczniu 2011 wynosiły 11,4 mld baryłek. Największe zasoby tego surowca odnotowano w 1983 roku, wtedy wynosiły one 57,1 mld baryłek i od tamtego czasu wielkość ta stopniowo maleje. Spośród trzech państw Ameryki Północnej zasoby ropy w Meksyku są najmniejsze. Sektor naftowy jest nacjonalizowany od 1938 roku, kiedy to została utworzona państwowa kompania Petroleos Mexicanos (Pemex), która posiada monopol na poszukiwanie i zagospodarowanie złóż. Większość ropy jest wydobywana w zatoce Campeche, na południowo-wschodnim wybrzeżu, w Zatoce Meksykańskiej. Warunki klimatyczne w tym regionie wpływają negatywnie na wydobycie ropy. Największe złoża ropy naftowej w kraju to Cantarell, Ku-Maloop Zaap, Abkatun-Pol-Chuc<sup>287</sup>. Złoże Cantarell (składa się z czterech mniejszych złóż – Akal, Nohoch, Chac oraz Kutz), położone w zatoce Campeche, jest jednym z największych na świecie.

Wykres 71. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Meksyku (w tys. b/d)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Jak wskazują dane statystyczne, wraz ze zmniejszeniem zasobów „czarnego złota” spada jego produkcja. Zmniejszenie produkcji wynika przede wszystkim z wyczerpania się rezerw ze złoża Cantarell. Szczyt wy-

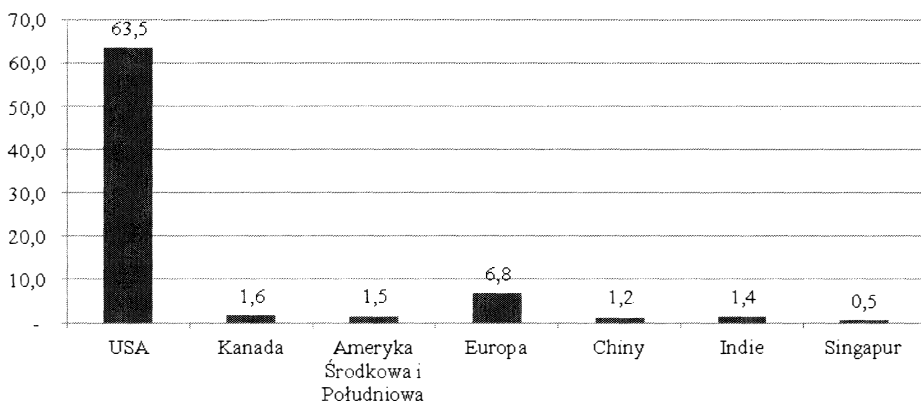
<sup>287</sup> EIA Mexico, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Mexico/Full.html> – March 2009.



dobycia ropy naftowej w Meksyku miał miejsce w 2004 roku, kiedy to produkcja surowca wynosiła 3 824 tys. b/d. Ten wzrost produkcji spowodowany był tym, że w 1997 Pemex zastosowała na złożu Cantarell metodę wtryskiwania nitrogenu w rezerwuary dla utrzymania ciśnienia. Pomysł odniósł sukces i produkcja ropy ze złoża w 2004 roku podwoiła się, ale z czasem znowu zaczęła spadać (wykres 71).

Meksyk posiada sześć rafinerii – Salina Cruz (330 tys. b/d), Ciudad Madero (190 tys. b/d), Tula Hidalgo (315 tys. b/d), Cadereyta (275 tys. b/d), Salamanca (245 tys. b/d), Minatitlan (185 tys. b/d). W 2010 roku potencjał produkcyjny meksykańskich rafinerii wynosił 1 463 tys. b/d. W kraju obserwuje się stabilny poziom przetwarzania ropy od 2002 roku. Państwo jest netto-eksporterem produktów naftowych<sup>288</sup>. Duża część eksportu meksykańskiej ropy kierowana jest do USA, co wynika z bliskości amerykańskiego rynku i rafinerii. Państwo należy do trójki największych eksporterów ropy do USA, ustępuje tylko Kanadzie i Arabii Saudyjskiej. Ogólny eksport ropy naftowej z Meksyku pod koniec 2010 wynosił 1 539 tys. b/d, czyli 76,3 mln ton. Głównym odbiorcą surowca były USA, eksport meksykańskiej ropy do tego kraju w 2010 roku wyniósł 63,5 mln ton, 6,8 mln ton eksportowano do UE, a 1,6 mln ton – do Kanady (wykres 72).

Wykres 72. Eksport ropy naftowej z Meksyku (w mln ton)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

<sup>288</sup> Ibidem.

Pomimo statusu jednego z największych eksporterów ropy naftowej, Meksyk jest importerem przetworzonych produktów tego surowca. W 2010 roku kraj importował 30,4 mln ton produktów ropopochodnych. Większość była dostarczana z USA – 22,8 mln ton i Europy – 4,3 mln ton<sup>289</sup>.

Meksyk posiada rozbudowaną sieć rurociągów o długości 4600 km. Ropociągi łączą główne złoża z krajowymi rafineriami i terminalami eksportowymi. Większość surowca eksportuje się tankowcami. W kraju funkcjonują trzy terminale eksportowe: Cayo Arcas, Dos Bocas oraz Coatzacoalcos. Kontrolę nad infrastrukturą przesyłową sprawują Pemex.

Sektor energetyczny kraju w celu utrzymania wydobycia ropy na stałym poziomie wymaga zastosowania nowoczesnych technologii, którymi dysponują zagraniczne koncerny naftowe – ExxonMobil, Shell, BP, ale ich dostęp na meksykański rynek jest bardzo ograniczony. W związku z tym w 2008 roku Meksyk znowelizował prawo krajowe, dopuszczając m.in. współpracę z prywatnymi firmami naftowymi<sup>290</sup>.

Udokumentowane zasoby gazu ziemnego w Meksyku w 2010 roku wynosiły 0,5 trln m<sup>3</sup>. Zasoby surowca w ostatnich 10 latach zmalały prawie dwukrotnie. W latach 2000-2001 wynosiły one 0,8 trln m<sup>3</sup>, w 2002-2006 – stanowiły już tylko 0,4 trln m<sup>3</sup>. Od 2007 roku potencjał meksykańskich złóż szacuje się na około 0,5 trln m<sup>3</sup>. Monopol na poszukiwanie i zagospodarowanie gazowych złóż posiada Pemex. Główne złoża gazowe w kraju to – Cantarell, Caan, Culebra, Muspac.

Jak wskazują dane statystyczne, produkcja i konsumpcja gazu ziemnego w Meksyku stopniowo wzrasta. W ostatnich 10 latach produkcja wzrosła prawie 1,5 raza – z 38,3 mld m<sup>3</sup> w 2000 roku do 55,3 mld m<sup>3</sup> w 2010. Wraz ze wzrostem produkcji wzrasta również konsumpcja – w 2000 roku wynosiła ona 41,0 mld m<sup>3</sup>, a w 2010 w kraju zużyto 68,9 mld m<sup>3</sup> (wykres 73).

W związku z tym, że konsumpcja gazu ziemnego w Meksyku przewyższa produkcję, kraj zmuszony jest importować ten surowiec z innych regionów. W 2010 roku import gazu ziemnego wynosił 15,15 mld m<sup>3</sup>, z czego 9,43 mld m<sup>3</sup> przesyłano przez system rurociągowy z USA, a pozostała ilość – 5,72 mld m<sup>3</sup> – stanowił gaz w formie skroplonej, który Meksyk importował głównie z regionu Bliskiego Wschodu i Afryki, szczególnie z Nigerii (2,23 mld m<sup>3</sup>) i Kataru (1,02 mld m<sup>3</sup>), mniejsze ilości z Jemenu i Egiptu. 1,87 mld m<sup>3</sup> gazu pochodzi z Indonezji. Spośród państw Ameryki Łacińskiej gaz w formie LNG do Meksyku eksportuje Peru (0,26 mld m<sup>3</sup>). Mimo że Meksyk zależy od zewnętrznych dostaw, kraj eksportuje niewielką jego

<sup>289</sup> BP Statistical Review...

<sup>290</sup> T. Młynarski, op. cit., s. 75-76.

ilość do USA – 0,85 mld m<sup>3</sup>. Surowiec jest dostarczany przez bardzo dobrze rozbudowany system rurociągowy (9 tys. km)<sup>291</sup>.

W Meksyku funkcjonują dwa terminale LNG, trzeci jest w budowie. Altamira LNG jest pierwszym w kraju terminalem, który został uruchomiony w 2006 roku. Terminal Costa Azul oddano do eksploatacji w 2008, w tym samym roku rozpoczęła się budowa trzeciego terminalu LNG w porcie w Manzanillo<sup>292</sup>.

Podsumowując, Meksyk jest znaczącym dostawcą ropy naftowej do USA, ale wraz z wyczerpywaniem się jej zasobów zmniejsza się znaczenie tego kraju w polityce energetycznej USA. Zainteresowanie Stanów Zjednoczonych przesunęło się na południe, ku bardziej bogatym w ropę i gaz państwom Ameryki Łacińskiej, szczególnie Wenezueli, Kolumbii czy Ekwadorowi<sup>293</sup>. Współpraca w dziedzinie energetyki z UE jest znikoma, ponieważ dostęp europejskich kompanii energetycznych na rynek meksykański jest ograniczony. Głównym odbiorcą meksykańskich surowców nadal pozostają USA, a import pochodzi głównie z regionu Afryki i Bliskiego Wschodu. W związku z wyczerpywaniem się zapasów ropy naftowej, Meksyk rozważa możliwość wydobycia jej z morskich głębin szelfu kontynentalnego. Narodowa kompania Pemex nie posiada odpowiedniej infrastruktury i zdolności wydobywczych, i możliwe, że w przyszłości będzie zainteresowana współpracą z kompaniami europejskimi, które posiadają odpowiednią wiedzę, kapitał i potencjał. W porównaniu z innymi regionami świata, Ameryka Północna jest dla UE raczej konkurentem niż partnerem. Ponieważ UE, jak i USA, Kanada i Meksyk, są zainteresowane bogatymi złożami surowców przede wszystkim w Afryce i na Bliskim Wschodzie, w przyszłości może to doprowadzić do rywalizacji o dostęp do roponośnych regionów.

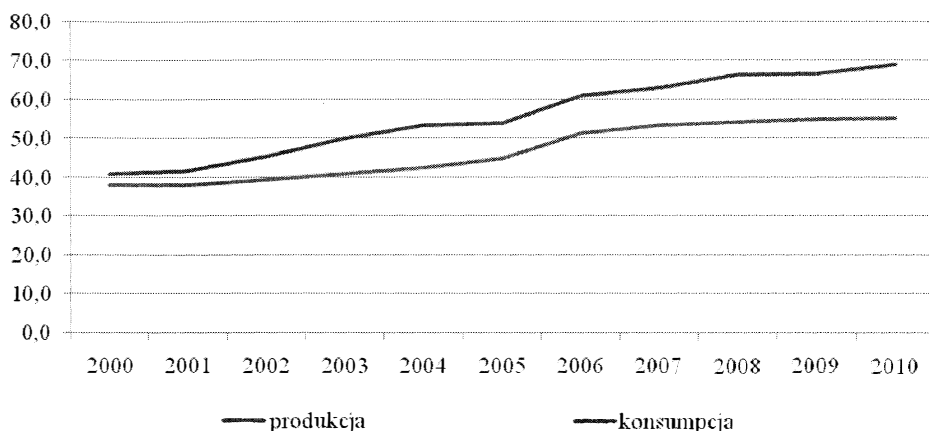
## AMERYKA ŁACIŃSKA

Ameryka Łacińska posiada 239,4 mld baryłek ropy naftowej, czyli 17,3% udokumentowanych światowych zasobów (wykres 74). Największymi zasobami dysponują Wenezuela i Brazylia. Znacznie mniejsze rezerwy posiadają Ekwador, Argentyna, Kolumbia i Peru. Cechą charakterystyczną regionu jest to, że produkcja ropy naftowej przewyższa tam konsumpcję. Pod koniec 2010 roku jej produkcja w Ameryce Łacińskiej wynosiła

<sup>291</sup> BP Statistical Review...

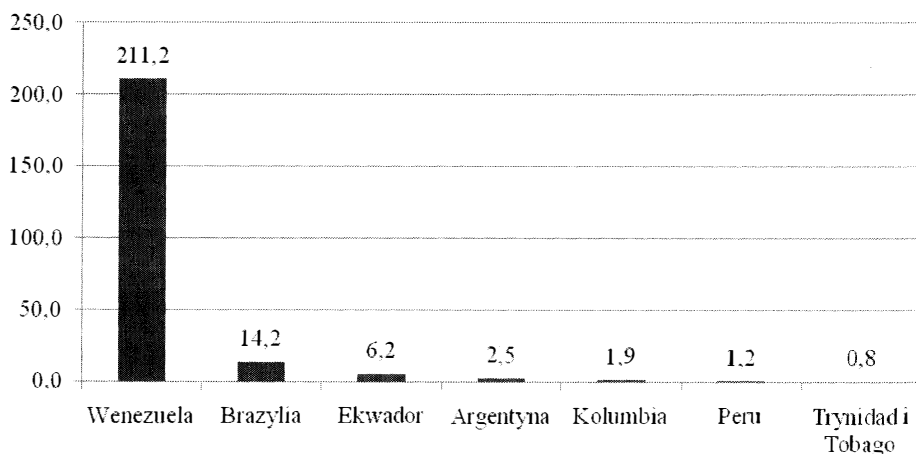
<sup>292</sup> EIA Mexico, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Mexico/Full.html> – March 2009.

<sup>293</sup> T. Młynarski, op. cit., s. 77.

**Wykres 73. Produkcja i konsumpcja gazu ziemnego w Meksyku (w mld m<sup>3</sup>)**

Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

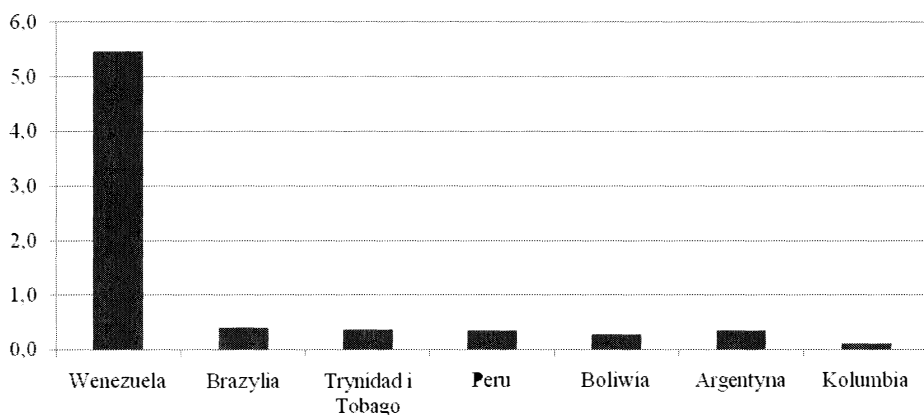
6 989 tys. b/d, tj. 350 mln ton rocznie, czyli osiągnęła szczyt wydobycia sprzed 1998 roku. Według danych statystycznych BP, w regionie wraz ze wzrostem produkcji zauważalny jest wzrost konsumpcji, która w 2010 roku wyniosła 6 104 tys. b/d, czyli 282 mln ton rocznie.

**Wykres 74. Udokumentowane zasoby ropy naftowej w Ameryce Łacińskiej w 2010 roku (w mld baryłek)**

Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Główne zasoby gazu ziemnego w Ameryce Łacińskiej są skoncentrowane w Argentynie, Boliwii, Kolumbii, Trynidadzie i Tobago oraz w Wenezueli (wykres 75). Produkcja i konsumpcja gazu ziemnego w tym regionie w 2010 roku wynosiły 7,4 trln m<sup>3</sup>, czyli 4% światowych zasobów gazu. Jednocześnie państwa te są największymi producentami i konsumentami gazu ziemnego w regionie. Pod koniec 2010 roku produkcja gazu ziemnego w regionie wynosiła 162,2 mld m<sup>3</sup>, a konsumpcja 147,7 mld m<sup>3</sup>, i powoli wzrastają, jednak konsumpcja nie przewyższa produkcji, co pozwala państwom regionu nadwyżkę gazu eksportować. Głównymi odbiorcami zazwyczaj są USA i reszta państw regionu.

Wykres 75. Udokumentowane zasoby gazu ziemnego w Ameryce Łacińskiej w 2010 roku (w trln m<sup>3</sup>)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Mimo że region jest bogaty w zapasy ropy i gazu, nacjonalizm i polityka niektórych rządów zniechęcają zagranicznych inwestorów do inwestowania tam w sektor węglowodorowy. To zmusza niektóre kraje do importu gazu w formie skroplonej spoza regionu, zamiast sprowadzania poprzez system rurociągów z sąsiednich państw surowca tańszego i zapewniającego szybsze dostawy. Wynika to stąd, że przez stulecia Ameryka Łacińska była ekonomicznie wykorzystywana zarówno przez mocarstwa europejskie, jak i przez USA (doktryna Monroe z 1823), które uznawały ten region za własną strefę wpływów<sup>294</sup>.

<sup>294</sup> M. Maroszek, *Sukcesy lewicy w Ameryce Łacińskiej – analiza zjawiska „Biuletyn OPINIE”* Fundacji Amicus Europae, 9/2009, <http://fae.pl/publikacje>.

Dzisiaj państwa latynoamerykańskie są zainteresowane rozbudową sektora LNG. Na obecnym etapie kilka terminali LNG jest w trakcie budowy lub w trakcie planowania – zwłaszcza trzy w Brazylii, dwa w Chile i po jednym w Argentynie i Urugwaju. Jeśli wszystkie projekty zostaną zrealizowane w terminie, to oczekuje się, że do 2012 roku moce produkcyjne tych terminali, przyjmując i regazyfikując LNG, osiągną potencjał przepustowy 27 mld m<sup>3</sup> rocznie i będą mogły eksportować blisko 14 mld m<sup>3</sup> gazu w formie skroplonej<sup>295</sup>.

Wzrost potencjału surowcowego w regionie spowodowany jest wieloma przyczynami. W kwietniu 2007 na szczycie państw Ameryki Południowej powołano South American Energy Council, którego celem była koordynacja polityki energetycznej państw regionu<sup>296</sup>. Ważne znaczenie dla regionu ma budowa gazociągu, który połączy Argentynę, Brazylię, Urugwaj i Wenezuelę. Projekt Hugoducto jest częścią planu Hugo Chaveza „dekolonizacji” latynoamerykańskich bogactw naturalnych, celem którego jest odsunięcie od regionalnych źródeł międzynarodowych koncernów energetycznych. Mimo wszystko, infrastruktura połączeń gazowych w Ameryce Łacińskiej jest jeszcze słaba, co powoduje przerwy w dostawach tego surowca.

## WENEZUELA

Wenezuela posiada największe zasoby ropy naftowej w Ameryce Łacińskiej, należy do pierwszej dziesiątki państw producentów ropy i jest jednym z założycieli Organizacji Państw Eksporterów Ropy (OPEC). Od 1999 roku, kiedy prezydentem kraju został Hugo Chaves, Wenezuela wspiera politykę wysokich cen surowca<sup>297</sup>.

Wenezuela posiada drugie co do wielkości zasoby ropy naftowej na świecie, ustępując jedynie Arabii Saudyjskiej. Według danych BP, udokumentowane zasoby ropy pod koniec 2010 roku wynosiły tam 211,2 mld baryłek<sup>298</sup>. Potencjał energetyczny kraju cały czas stopniowo wzrasta, a rezerwy ropy naftowej podwoiły się w ostatnich trzech latach dzięki odkryciu nowych złóż, które znacznie zwiększyły potencjał surowcowy kraju. Ogółem w latach 2000–2010 rezerwy wzrosły prawie trzykrotnie – z 76,7 mld do 211,2 mld baryłek. Główne zasoby surowca są skupione w czte-

<sup>295</sup> *World Energy Outlook 2008*, p. 302.

<sup>296</sup> T. Młynarski, op. cit., s. 71.

<sup>297</sup> T. Kaczmarek, R. Jarosz, op. cit., s. 88.

<sup>298</sup> *EIA Venezuela*, <http://www.eia.doc.gov/emeu/cabs/Venezuela/Full.html> – January 2009.

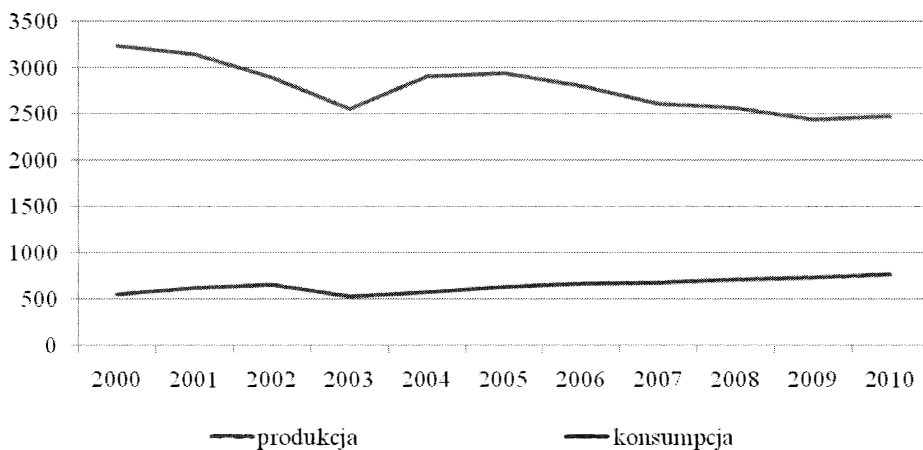


rech basenach: Maracaibo, Falcon, Apure oraz Oriental. Złóża w basenie Maracaibo są dojrzałe (prawie wyeksploatowane) i wymagają wielkich inwestycji w celu utrzymania wydobycia na istniejącym poziomie. Najważniejsze ośrodki wydobywcze to Tomoporo, Lagunillas oraz Tijuana. Aby zmniejszyć spadek wydobycia ropy naftowej w basenie Maracaibo, kompania PdVSA wstrzykuje gaz ziemny w odwierty w celu zwiększenia w nich ciśnienia.

W latach 2008-2010 Wenezuela prowadziła aktywne poszukiwania nowych pokładów ropy w regionie Orinoco Belt. Kompania PdVSA rozpoczęła program certyfikacji zasobów ropy w celu większego ich udokumentowania. Program jest porównywany z programem Magna Reserva. W kraju zostały przeprowadzone sejsmiczne badania dotyczące poszukiwania nowych pokładów. W programie brały udział zagraniczne przedsiębiorstwa, m.in. Petrobras (Brazylia), Petropars (Iran), CNPC (Chiny) oraz ONGC (India). To właśnie dzięki realizacji tego programu zasoby ropy w kraju znacznie powiększyły się.

Mimo odkrycia nowych złóż produkcja ropy naftowej w kraju spada. W ostatnich 10 latach zmniejszyła się z 3 239 tys. b/d w 2000 roku do 2 471 tys. b/d pod koniec 2010. Natomiast konsumpcja w kraju stopniowo rośnie, ale zapotrzebowanie na ten surowiec nie jest w Wenezueli wysokie w porównaniu z innymi państwami świata. W 2010 roku konsumpcja ropy wynosiła 765 tys. b/d, czyli 35,2 mln ton (wykres 76).

**Wykres 76. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Wenezueli**  
(w mld baryłek)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Sektor naftowy Wenezueli jest nacjonalizowany od lat 1975-1976, właśnie wtedy została powołana państwowa kompania *Petroleos de Venezuela SA (PdVSA)*. W 1990 roku Wenezuela otworzyła ten segment rynku dla inwestorów zagranicznych. Obecnie na wenezuelskim rynku działają – *Chevron, BP, Total* oraz *Repsol-YPF*. W wyniku przeprowadzenia reform prawnych w sektorze energetycznym w latach 2001-2007 miały miejsce poważne zmiany – opłaty z tytułu prawa własności (*royalties*), wnoszone przez kompanie zagraniczne, wzrosły z 1-17% do 20-30%; część akcji kompanii *PdVSA* w większości nowych projektów wzrosła z 40% do 78%; wszystkie inwestycje państwa w sektor naftowy mają formę *joint venture (JV)* z *PdVSA*. W taki sposób sześć kompanii międzynarodowych na rynku wenezuelskim zmieniło kierunek swojej działalności, w szczególności dwie z nich – *Total* i *Statoil* – zmniejszyły swoje udziały, by powiększyć część akcji *PdVSA*, *Chevron* oraz *BP* nie poczyniły zmian, a *ConocoPhillips* i *ExxonMobil* całkowicie wyszły z projektów. Dotychczas nie wiadomo, jak zmiany w ustawodawstwie państwa będą oddziaływać na przyływ kapitału zagranicznego do sektora naftowego Wenezueli. Wiele zagranicznych kompanii przyjęło zmiany w umowach. Wpłynęły na to wysokie ceny ropy naftowej oraz chęć zachowania dostępu do złóż naftowych.

Wydajność rafinacji ropy w Wenezueli w 2010 roku wyniosła 1 303 tys. b/d.<sup>299</sup> Główne rafinerie w kraju to: *Paraguana Refining Center* (940 tys. b/d), *Puerto de la Cruz* (195 tys. b/d) oraz *El Palito* (126,9 tys. b/d)<sup>300</sup>. *PdVSA* uczestniczy w dwóch wspólnych przedsięwzięciach rafinacji ropy (*joint refining ventures*); w Europie jej część (*share*) wynosi 291 tys. b/d. *PdVSA* posiada 50% udziałów (*share*) w *AB Nynas*, szwedzkiej firmie, która kontroluje działalność pięciu rafinerii: *Nynashamm* i *Göteborg* (Szwecja), *Antwerpia* (Belgia), *Eastham* (Anglia) i *Dundee* (Szkocja); udział *PdVSA* wynosi 50 tys. b/d. *PdVSA* posiada także 50% udziałów w *Ruhr Oel*, we współpracy z *British Petroleum*. *Ruhr Oel* posiada udziały w pięciu niemieckich rafineriach: *Gelsenkirchen*, *Neustad*, *Karlsruhe* i *Schwedt*, wraz z *PdVSA* część tej zdolności wynosi 241 tys. b/d.

Większość wenezuelskiej ropy eksportowana jest do USA, chociaż ostatnio obserwuje się spadek eksportu, głównie produktów naftowych, do USA. Poza tym Wenezuela eksportuje ropę do Unii Europejskiej, Ameryki Południowej oraz państw basenu Morza Karaibskiego. Ropa eksportowana na Karaiby jest następnie przekazywana do USA w charakterze produk-

<sup>299</sup> *BP Statistical Review...*

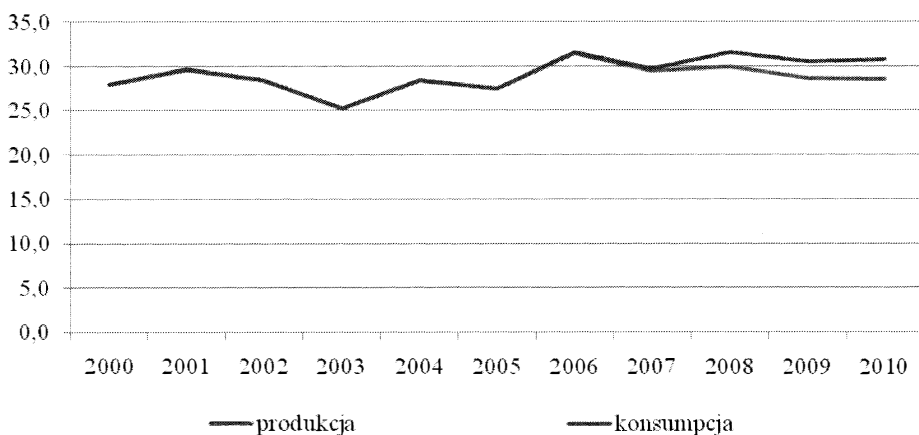
<sup>300</sup> *EIA Wenezuela, 2011.*

tów naftowych. Wzrasta eksport wenezuelskiej ropy do Chin (39 tys. b/d w 2005 roku oraz 80 tys. b/d w 2006).

Wenezuela posiada drugie pod względem wielkości zasoby gazu ziemnego na półkuli zachodniej, ustępując tylko USA. Według danych BP, udokumentowane zasoby gazu ziemnego w Wenezueli pod koniec 2011 roku wynosiły 5,5 trln m<sup>3</sup>. W 1999 Wenezuela przyjęła ustawę, która pozwala na dostęp do złóż gazowych inwestorom prywatnym. Było to związane z rozwojem złóż gazowych, szczególnie złóż gazu ziemnego występującego swobodnie, udoskonaleniem infrastruktury transportowej. Ustawa zezwala kompanii PdVSA na posiadanie 35% udziałów w jakimkolwiek projekcie.

Do 2007 roku produkcja gazu ziemnego dorównywała konsumpcji, jednak w tym roku zapotrzebowanie na kraju w gaz ziemny zaczęło wzrastać i przewyższać poziom jego wydobywania. W związku z tym kraj ten zaczął uzależniać się od importu tego surowca z innych regionów (wykres 77).

Wykres 77. Produkcja i konsumpcja gazu ziemnego w Wenezueli (w mld m<sup>3</sup>)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Ponad 90% wenezuelskiego gazu występuje wraz z ropą naftową. Od 2008 roku w kraju funkcjonuje transkaraibski rurociąg, który łączy Wenezuelę z Kolumbią. W 2010 roku importowano nim 2,18 mld m<sup>3</sup> gazu z Kolumbii. Jednocześnie w tym samym czasie zostały ogłoszone plany rządu dotyczące budowy terminali LNG wzdłuż północnego wybrzeża kraju, co

umożliwiłoby eksport gazu ziemnego nie tylko do USA, ale i do UE oraz na rynki azjatyckie.

Podsumowując, głównym odbiorcą wenezuelskiej ropy pozostają USA, dokąd w 2010 roku eksportowano 43% ropy; 37% importują kraje Ameryki Środkowej. UE importuje jedynie 7% wenezuelskiej ropy. Wynika to stąd, że od czasu objęcia rządów przez Hugo Chavesa, polityka energetyczna państwa uległa znacznym zmianom. Jeśli w sektorze gazowym rząd umożliwił otwarcie wszystkich części sektora gazowego na prywatne inwestycje, gwarantując 100% udziałów międzynarodowym kompaniom energetycznym w projektach gazowych, to w sektorze naftowym Wenezuela dąży do ograniczenia wpływów firm z kapitałem zagranicznym, szczególnie europejskich i amerykańskich, natomiast pogłębia współpracę z koncernami naftowymi państw latynoamerykańskich, przede wszystkim z Petroecuador (Ekwador), ANCAP (Urugwaj), Enarsa (Argentyna). Tak duże zainteresowanie Hugo Chavesa tymi państwami spowodowane jest przede wszystkim przyczynami politycznymi – rozszerzeniem wpływów Wenezueli na kraje karaibskie. W tym celu została powołana inicjatywa PetroCaribe w 2005 roku, w ramach której ropa naftowa jest dostarczana do państw latynoamerykańskich po cenach niższych niż rynkowe<sup>301</sup>.

## BRAZYLIA

Brazylia jest dziewiątym największym konsumentem energii na świecie i trzecim na półkuli zachodniej, po USA i Kanadzie. Posiada drugie pod względem wielkości zapasy ropy naftowej w Ameryce Południowej, po Wenezueli. W ciągu ostatnich 10 lat zasoby te wzrosły z 8,5 mld baryłek w 2000 roku do 14,2 mld w 2010. Przyczyniło się do tego odkrycie dużych podmorskich złóż ropy naftowej. Największe rezerwy posiadają morskie złoża Campos i Santos, które położone są na południowo-wschodnim wybrzeżu kraju.

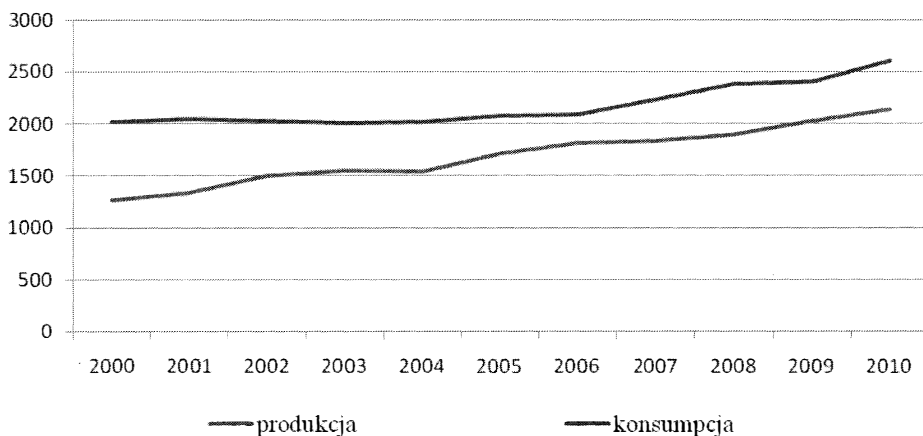
W 2010 roku Brazylia wydobywała 2 604 tys. b/d. ropy naftowej. Wydobywanie wzrasta dzięki powiększeniu rezerw naftowych. Państwowa kompania Petroleo Brasileiro SA (Petrobras) kontroluje większość rynku naftowego kraju. Kompania posiada doświadczenie w eksploatacji złóż na dużych głębokościach i jest światowym liderem w tej dziedzinie. Do 1996 roku kompania Petrobras była monopolistą na rynku energetycznym Brazylii,

<sup>301</sup> T. Młynarski, op. cit., s. 82-82.

w 1997 brazylijski rząd zdecydował się na umiarkowaną demonopolizację i wprowadzenie konkurencji w sektorze energetycznym, dopuszczając na rynek kompanie zagraniczne. W tym samym roku została powołana agencja National Petroleum Agency (ANP), która jest odpowiedzialna za wydawanie licencji na prace poszukiwawcze i wydobywcze. Mimo otwarcia sektora, Petrobras prawie całkowicie kontroluje wydobycie ropy w Brazylii<sup>302</sup>. Pierwszą energetyczną kompanią, która weszła na rynek Brazylii była Royal Dutch Shell, z czasem dołączyły: Chevron, Repsol, Anadarko, Devon, Statoil oraz BG Group<sup>303</sup>.

Większość brazylijskiej ropy produkowana jest na południowym wschodzie kraju, w stanach Rio de Janeiro i Espírito Santo. 90% ropy pochodzi z morskich złóż i jest wydobywanych w głębinowych pozaszelfowych strefach. Prawie połowa produkcji pochodzi z pięciu złóż (Marlim, Marlim Sul, MarlimLeste, Roncador oraz Barracuda) w basenie Campos. Każde z nich produkuje od 100 do 400 tys. b/d (wykres 78).

**Wykres 78. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Brazylii (w tys. b/d)**



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w kraju stale wzrasta. W ostatnich 10 latach produkcja zwiększyła się z 1 268 tys. b/d (63,2 mln ton) w 2000 roku do 2 137 tys. b/d (105,7 mln ton) w 2010<sup>304</sup>. Konsumpcja w kraju przewyższa produkcję co spowodowane jest gwałtownym wzro-

<sup>302</sup> Ibidem, s. 87-89.

<sup>303</sup> EIA Brazil, [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov) – October 2011.

<sup>304</sup> BP Statistical Review...

stem brazylijskiej gospodarki w ostatnim dziesięcioleciu oraz dążeniem Brazylii do roli regionalnego mocarstwa ekonomicznego.

W kraju funkcjonuje 13 rafinerii, najważniejsze to: Paulinia – Sao Paulo (360 tys. b/d), Mataripe w Bahii (293 tys.), Duque de Caxias – Rio de Janeiro (2 322 tys.), São José dos Campos w São Paulo (241,5 tys.), Canoas – Rio Grande do Sul (180,9 tys.), Araucaria – Parana (180,9 tys.), Cubatao w São Paulo (162,9 tys.), Betim Minas Gerais (144,8 tys.)<sup>305</sup>. Ogólny potencjał przetwórczy brazylijskich rafinerii pod koniec 2010 wynosił 2095 tys. b/d<sup>306</sup>. Petrobras jest operatorem 11 rafinerii. W planach kompanii jest zwiększenie mocy przetwórczych brazylijskich rafinerii do 3 mln b/d w 2020 roku w celu zaspokojenia wewnętrznych potrzeb kraju. Według biznesplanu już w latach 2010-2014 Petrobras ma zamiar zbudować pięć rafinerii.

Operatorem brazylijskiej sieci przesyłu ropy naftowej jest Transpetro, spółka zależna od Petrobras. System rurociągowy wynosi 6500 km i jest dobrze rozbudowany, co pozwala na przesył ropy z wybrzeża w głąb kraju. Infrastruktura naftowa to nie tylko rurociągi, ale również terminale przybrzeżne dla importu ropy, zakłady rafinacji i magazyny do składowania.

Według danych BP, udokumentowane zasoby gazu ziemnego w Brazylii pod koniec 2010 roku wynosiły 0,4 trln m<sup>3</sup>. Większość skupiona jest w basenach morskich – Campos, Espírito Santo i Santos. Znaczące rezerwy gazu znajdują się również w głębi kraju, w stanach Amazonas i Bahia. Wzrost produkcji gazu ziemnego w ciągu ostatnich lat jest niewielki. Jest to spowodowane głównie słabo rozbudowaną wewnętrzną infrastrukturą przesyłu gazu oraz niskimi cenami na rynku krajowym. Produkcja gazu ziemnego w ostatnich 10 latach wzrosła prawie dwukrotnie i w 2010 wyniosła 14,4 mld m<sup>3</sup>. Natomiast konsumpcja w tym samym okresie wzrosła prawie trzykrotnie i przeszła dwukrotnie przewyższyła produkcję. W 2000 roku konsumpcja gazu ziemnego wynosiła jedynie 9,4 mld m<sup>3</sup>, a pod koniec 2010 roku już 26,5 mld m<sup>3</sup> (wykres 79)<sup>307</sup>.

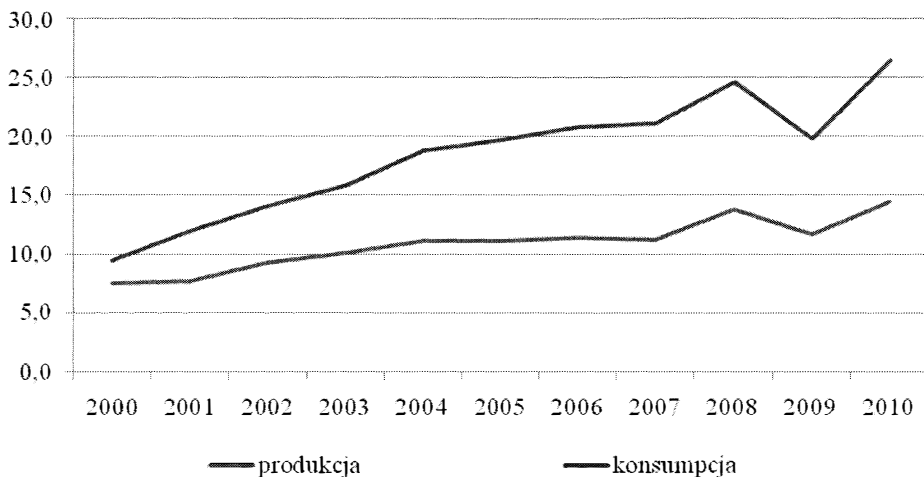
Kompania Petrobras jest największym producentem i dostawcą gazu ziemnego (powyżej 90%). Na brazylijskim rynku gazu obecne są m.in. Sulgas oraz brytyjski BG. Większość brazylijskiego gazu to gaz towarzyszący. W celu zaspokojenia rosnącego zapotrzebowania na ten surowiec na rynku krajowym w planach Petrobras jest realizacja projektu Mexilhao, według którego szacuje się potencjał złoża na około 84 mld m<sup>3</sup>. Większość rurociągów Petrobras przebiega w południowo-wschodniej i północno-

<sup>305</sup> EIA Brazil, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Brazil/Full.html> – October 2008.

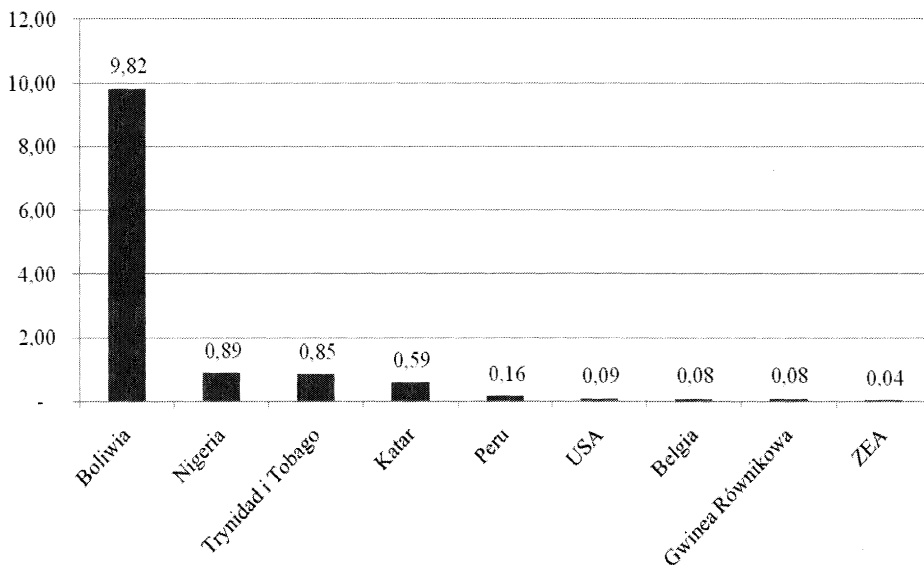
<sup>306</sup> Ibidem.

<sup>307</sup> BP Statistical Review...



Wykres 79. Produkcja i konsumpcja gazu ziemnego w Brazylii (w mld m<sup>3</sup>)

Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Wykres 80. Import gazu ziemnego do Brazylii (w mld m<sup>3</sup>)

Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

-wschodniej części kraju. W 2010 roku został uruchomiony system przesyłu gazu ziemnego Southeast Northeast Interconnection Gas Pipeline (GASENE) o długości 1 387 km. Jest to największy w Brazylii system przesyłowy, który połączył Rio de Janeiro z Bahią. Brak infrastruktury przesyłowej w centrum kraju opóźnia wydobywanie gazu w Brazylii, co wymusza import tego surowca. W 2010 roku Brazyliia importowała 12,6 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Głównym dostawcą gazu ziemnego do Brazylii jest Boliwia. W 2010 roku gazociągiem Gasbol, który łączy te kraje, przetransportowano 9,82 mld m<sup>3</sup> gazu. Resztę gazu importowano w formie skroplonej z Nigerii, Trynidadu i Tobago, Belgii, Kataru, USA, Peru ZEA (wykres 80).

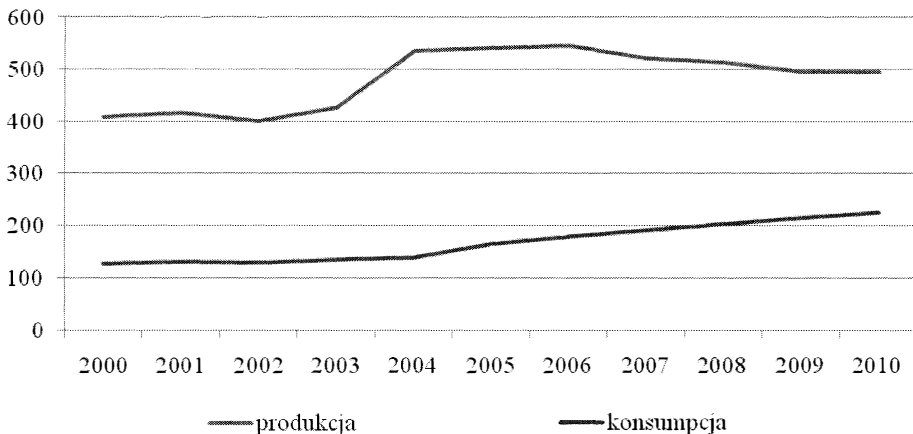
Brazyliia posiada dwa pływające terminale dla regazyfikacji i magazynowania gazu – Pecem na północnym wschodzie kraju oraz Guanabara Bay – na południowym wschodzie.

## EKWADOR

W 2007 roku Ekwador po raz drugi został członkiem OPEC (w 1993 roku zrezygnował z uczestnictwa w tej organizacji). Ekwador zajmuje trzecie miejsce pod względem wielkości zasobów ropy naftowej w Ameryce Południowej (po Wenezueli i Brazylii). W ciągu ostatnich trzech lat w kraju zauważalna jest tendencja do zmniejszenia tych rezerw z 6,5 mld baryłek w 2007 roku, do 6,2 mld baryłek w 2010, według danych BP.

Spośród państw członkowskich OPEC, Ekwador jest najmniejszym producentem ropy naftowej. Szczyt wydobywania ropy naftowej w kraju przypadł na 2006 rok, wtedy produkcja wynosiła 545 tys. b/d (27,7 mln ton). Od tamtego czasu wydobywanie stopniowo spada i w 2010 roku wynosiło 495 tys. b/d (25,2 mln ton). Największe złoża znajdują się w północno-wschodniej części kraju. Są to m.in. Shushufindi Petroecuador's oraz Sacha (Petroecuador), Dorine (Andes), Eden Yuturi (Petroecuador). W przyszłości rząd planuje wpuścić na rynek energetyczny inwestorów zagranicznych. Bardzo ważne znaczenie w wydobywaniu ropy posiada Blok ITT, którego zasoby wynoszą około 900 mln baryłek. Według prognoz analityków Blok ITT może produkować do 190 tys. b/d. Przeciwno rozszerzeniu prac związanych z poszukiwaniem nowych złóż w regionie Amazonki występują ekolodzy. Protesty wywierają bezpośredni wpływ na sektor naftowy<sup>308</sup>.

<sup>308</sup> EIA Ecuador, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Ecuador/Full.html> – August 2010.

**Wykres 81. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Ekwadorze (w tys. b/d)**

Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Konsumpcja ropy naftowej w kraju stopniowo wzrasta, ale nie przewyższa poziomu wydobycia, co pozwala nadwyżki produkcji eksportować. W 2010 roku konsumpcja wynosiła 226 tys. b/d (10,6 mln ton), czyli 2 razy mniej niż produkcja. Ponad 50% nadwyżki wydobytej ropy Ekwador eksportuje do USA, pozostałą część do Chile i Peru oraz państw środkowoazjatyckich (wykres 81).

Państwowa kompania Petroecuador kontroluje 51% wydobycia ropy w kraju. Na rynku obecne są również zagraniczne kompanie: Andes Petroleum (12%), Repsol-YPF (13%), Agip (4,7%), Perenco (4,9%). Funkcjonują trzy rafinerie o łącznej mocy 176 tys. baryłek ropy dziennie, są to: Esmeraldas (110 tys. b/d), La Libertad (46 tys.), Shushufindi (20 tys.)<sup>309</sup>.

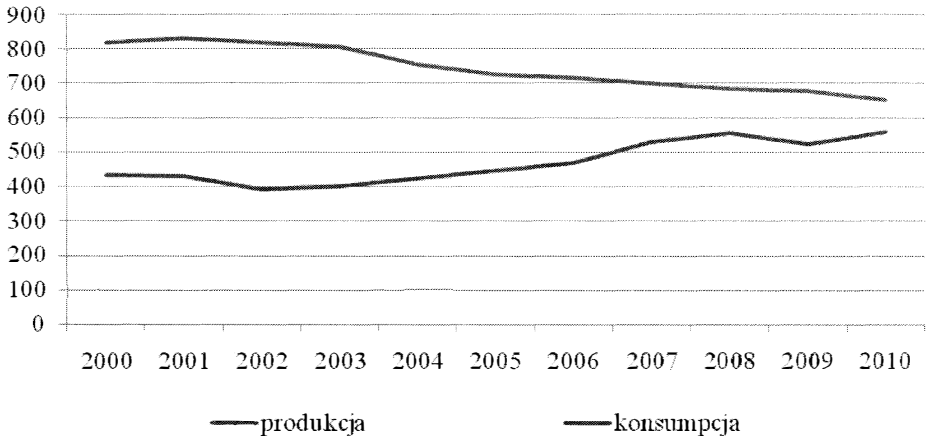
Udokumentowane zasoby gazu ziemnego w Ekwadorze nie są duże. Według danych The World Factbook w 2011 roku wynosiły one 6,51 mld m<sup>3</sup>. W większości przypadków jest to gaz ziemny związany z pokładami ropy naftowej i równocześnie z nią wydobywany, jednak znaczna część gazu jest spalana w wyniku braku odpowiedniej infrastruktury.

309 Ibidem.

## ARGENTYNA

Argentyna jest netto-eksporterem ropy naftowej, mimo że jej wydobycie w ciągu ostatnich lat maleje. Według danych „Oil and Gas Journal”, udokumentowane zasoby ropy naftowej w Argentynie wynosiły na początku 2011 roku 2,5 mld baryłek, a wydobycie – 651 tys. b/d.

Wykres 82. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Argentynie (w tys. b/d)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

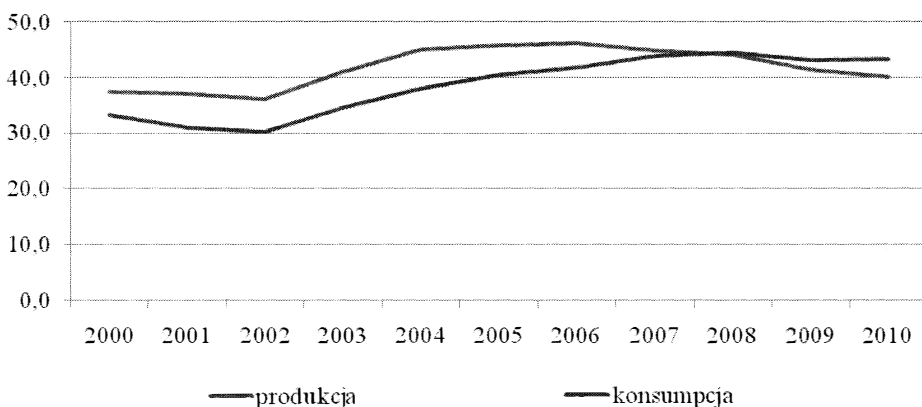
Szczyt wydobycia ropy w kraju miał miejsce w 1998 roku i wyniósł 890 tys. b/d (wykres 82). Od tamtego czasu obserwuje się obniżenie poziomu wydobycia, co jest spowodowane brakiem prac poszukiwawczych i zagospodarowania nowych złóż, które mogłyby zastąpić już wyczerpane<sup>310</sup>. Mimo że produkcja ropy naftowej spada, konsumpcja powoli wzrasta. W 2000 roku wynosiła 434 tys. b/d, a w 2010 – 557 tys. b/d. Większość ropy wydobywanej przez Argentynę jest eksportowana do państw na kontynencie południowoamerykańskim – Brazylii i Chile.

W kraju funkcjonuje 10 rafinerii, ich moc produkcyjna w 2010 roku wynosiła 638 tys. b/d. Największymi rafineriami są: La Plata (189 tys. b/d) i Lujan de Cuyo (105,5 tys. b/d), operatorem których jest YPF, Buenos Aires (110 tys. b/d) – operator Shell, oraz rafineria Campana (87 tys. b/d) – operator ExxonMobil. W 2010 roku Argentyna eksportowała 35,8 mln baryłek. Najwięcej ropy eksportuje się do USA i Chile oraz do Chin.

<sup>310</sup> *Argentina*, [www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Argentina/pdf.pdf](http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Argentina/pdf.pdf) – January 2009.

Udokumentowane zasoby gazu ziemnego w Argentynie na początku 2010 roku wynosiły 0,3 trln m<sup>3</sup> (BP). Pod względem wielkości rezerw Argentyna zajmuje czwarte miejsce na obszarze obu Ameryk, ustępując USA, Kanadzie i Wenezueli. W ciągu ostatnich 10 lat w kraju obserwuje się stopniowe obniżenie rezerw. W 2000 roku zasoby gazu ziemnego w kraju wynosiły 0,8 trln m<sup>3</sup>, w porównaniu z 2010 zmniejszyły się prawie trzykrotnie. Złóża znajdują się w regionach Neuquen (około 50% wydobycia), Salta, Tierra del Fuego (Ziemia Ognista) oraz Santa Cruz.

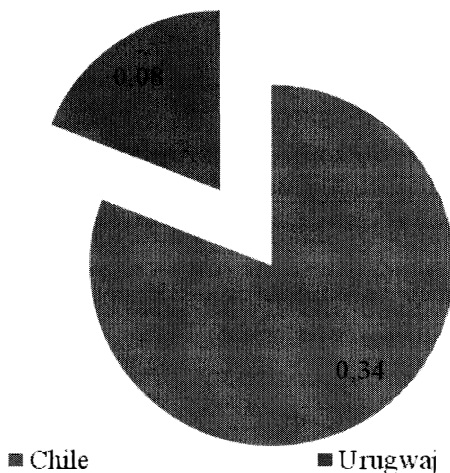
Wykres 83. Konsumpcja i produkcja gazu ziemnego w Argentynie (w mld m<sup>3</sup>)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Szczyt wydobycia gazu ziemnego miał miejsce w 2006 roku, wynosząc 46,1 mld m<sup>3</sup> – i od tamtej pory stopniowo spada. Największym producentem gazu ziemnego w Argentynie jest kompania Repsol-YPF oraz Transportadora Gas de del Sur (TGS), a także Transportadora de Gas del Norte (TGN). Argentyna rozważa liczne propozycje dotyczące budowy terminali rozładunkowych skroplonego gazu ziemnego (wykres 83).

Argentyński gaz eksportowany jest zwłaszcza do państw regionu – Chile oraz do Urugwaju (od 2003 roku). Argentyna jest jedynym dostawcą gazu do Chile (wykres 84).

Wykres 84. Eksport gazu ziemnego z Argentyny (w mld m<sup>3</sup>)

Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

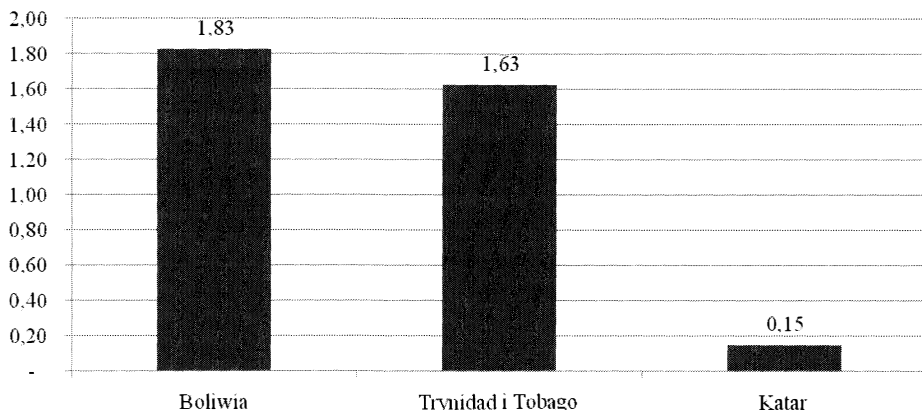
Jak wynika z danych statystycznych, w 2010 roku eksport gazu ziemnego z Argentyny wynosił 0,42 mld m<sup>3</sup>. Argentyna posiada rozbudowaną sieć rurociągów, które pozwalają jej eksportować gaz ziemny do Chile. Są to: Gasoducto del Pacífico pomiędzy argentyńską prowincją Neuquén i Concepción Area w Chile, NorAndino oraz GasAtacama. W 1997 roku został uruchomiony GasAndes Pipeline, który przebiega przez góryste tereny i łączy argentyńską prowincję Mendoza ze stolicą Chile – Santiago. Niewielkie ilości gazu Argentyna eksportuje do elektrociepłowni w Uruguayana w Brazylii rurociągiem Transportadora de Gas del Mercosur. W planach rządów obydwu państw jest zwiększenie mocy przepustowych i przedłużenie gazociągu do Porto Alegre w Brazylii. Do Urugwaju gaz ziemny dostarczany jest gazociągiem Buenos Aires – Montevideo oraz rurociągiem Colón (Argentyna) – Paysandú (Urugwaj). Gazu w formie skroplonej w 2010 roku Argentyna nie eksportowała.

Mimo że Argentyna jest eksporterem gazu ziemnego, by zaspokoić wewnętrzne potrzeby, jest zmuszona importować gaz z Boliwii, Trynidadu i Tobago oraz z Kataru (wykres 85). Oficjalnie największym producentem gazu ziemnego jest Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos (YPFB). Gaz płynie do Argentyny rurociągiem YABOG, który biegnie z Río Grande w Boliwii do Salta w Argentynie. Gazociąg ma moc przepustową 200 mln stóp<sup>3</sup> dziennie i został wybudowany w 1972 roku. W lipcu 2011 został



uruchomiony drugi transgraniczny gazociąg, Juana Azurduy Integration Pipeline łączący oba państwa<sup>311</sup>.

Wykres 85. Import gazu ziemnego do Argentyny (w mld m<sup>3</sup>)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Argentyna aktywnie rozbudowuje potencjał do skraplania, regazyfikacji i magazynowania gazu ziemnego. Gaz skroplony Argentyna zaczęła importować w 2008 roku, kiedy w kraju uruchomiono fabrykę regazyfikacji LNG – Bahía Blanca GasPort. W czerwcu 2011 miała miejsce inauguracja pływającej platformy do regazyfikacji i magazynowania gazu – GNL Escobar. W formie skroplonej Argentyna importuje gaz z Trynidadu i Tobago oraz Kataru. W 2010 roku import z Trynidadu i Tobago wyniósł 1,63 mld m<sup>3</sup>. Istnieją plany budowy pływającego terminalu LNG w pobliżu Montevideo, który eksploatować będą: kompania Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA), która kontroluje sektor gazowy i wydaje koncesje na zagospodarowanie złóż gazowych, wspólnie z wenezuelską kompanią naftową PdVSA. Obie kompanie rozważają też budowę fabryki do regazyfikacji LNG. Zresztą Argentyna i Katar podpisały porozumienie w sprawie budowy trzeciego terminalu LNG, który będzie przerabiał 5,4 mln ton katarskiego LNG rocznie<sup>312</sup>.

Podsumowując, potencjał surowcowy Argentyny nie ma wielkiego znaczenia dla UE. Współpraca w sektorze energetycznym zazwyczaj odbywa się w skali regionu, szczególnie z Chile i Urugwajem, które są ubogie w surowce energetyczne. Argentyna w ostatnich latach intensywnie rozbudowuje infrastrukturę niezbędną do skraplania, regazyfikacji i magazynowania gazu ziem-

<sup>311</sup> *EIA Argentina*, [www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Argentina/pdf.pdf](http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Argentina/pdf.pdf) – January 2009.

<sup>312</sup> *Ibidem*.

nego, co w przyszłości może być korzystne również dla UE, która też aktywnie rozwija moce produkcyjne do skraplania i regazyfikacji gazu ziemnego, a LNG staje się coraz bardziej popularną metodą dostarczania energii do UE.

## KOLUMBIA

Kolumbia posiada piąte co do wielkości rezerwy ropy naftowej w Ameryce Południowej. Według danych BP, udokumentowane zasoby w 2010 roku wynosiły 1,9 mld baryłek. Od 1992 stopniowo jednak maleją – z 3,2 mld do 1,4 mld baryłek w 2009. Największym złożem w kraju jest Rubiales (500 mln baryłek), w departamencie Meta. Do innych złóż zaliczamy: Cano Limon, Castilla oraz Cupiagua. W przeszłości większość złóż ropy naftowej znajdowała się w kompleksie Cusiana/Cupaigua i Cano Limon.

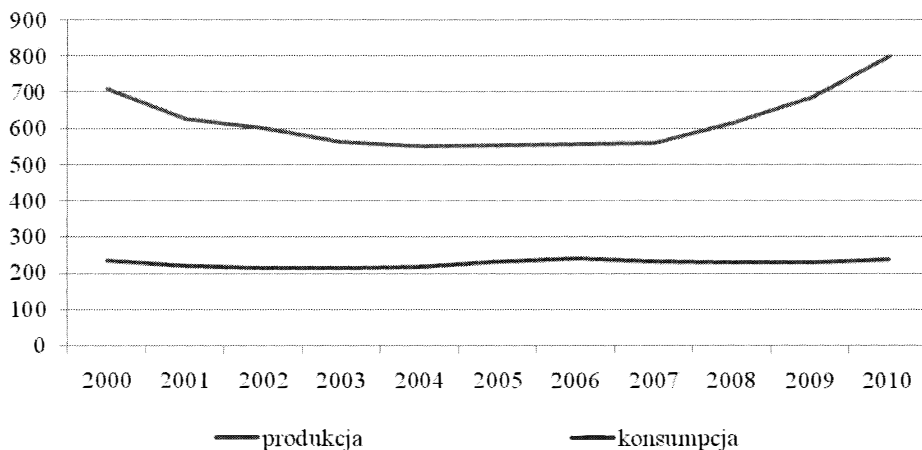
Szczyt wydobycia ropy miał miejsce w 1999 roku i wynosił 838 tys. b/d (41,6 mln ton), a w 2005 – 551 tys. b/d (27,3 mln ton). Wydobycie surowca spadało w wyniku wyczerpywania się istniejących złóż i przez brak nowych odkryć i inwestycji w sektorze naftowym. W 2007 roku zostały odkryte nowe złoża, co zwiększyło potencjał surowcowy kraju i tym samym spowodowało wzrost produkcji i konsumpcji ropy naftowej w kraju. Pod koniec 2010 roku produkcja ropy naftowej wynosiła 801 tys. b/d (39,9 mln ton), tj. o 16,9% więcej niż rok wcześniej (34,1 mln ton). Wraz ze wzrostem produkcji o 4,1% wzrosła również konsumpcja i wynosiła 238. tys. b/d, tj. 11,0 mln ton (wykres 86)<sup>313</sup>.

Empresa Colombiana de Petroleos (Ecopetrol) jest największym producentem ropy naftowej i kontroluje blisko 1/3 narodowej produkcji. W celu poprawy klimatu inwestycyjnego w kraju część udziałów w Ecopetrol zostało sprzedanych zagranicznym inwestorom prywatnym. Poza tym zostały obniżone stawki opłat licencyjnych, które dotychczas wynosiły 20% bez względu na wielkość wydobycia. Wprowadzone zmiany spowodowały wzrost zainteresowania sektorem energetycznym zagranicznych inwestorów i zwiększyły intensywność prac wydobywczo-poszukiwawczych.

Państwo eksportuje prawie połowę wydobywanej ropy, przeważnie do USA i Chin. Ropa wydobywana jest na przedgórzach Andów i na wschodzie amazońskich dżungli. Wśród zagranicznych inwestorów na kolumbijskim rynku obecne są: BP, Occidental, Chevron. Negatywny wpływ na intensywność inwestycji zagranicznych ma trwająca od lat wojna domowa w Kolum-

<sup>313</sup> BP Statistical Review...

Wykres 86. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Kolumbii (w tys. b/d)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

bii. Często dochodzi tam do ataków terrorystycznych na rurociągi, organizowanych przez Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia (FARC).

W państwie działa pięć rafinerii, których operatorem jest Ecopetrol. Największe to: Barrancabermeja – Santander (205 tys. b/d), Cartagena (75 tys. b/d), Apiay (2,25 tys. b/d), Orito (1,8 tys. b/d) oraz Tibu (1,8 tys. b/d)<sup>314</sup>.

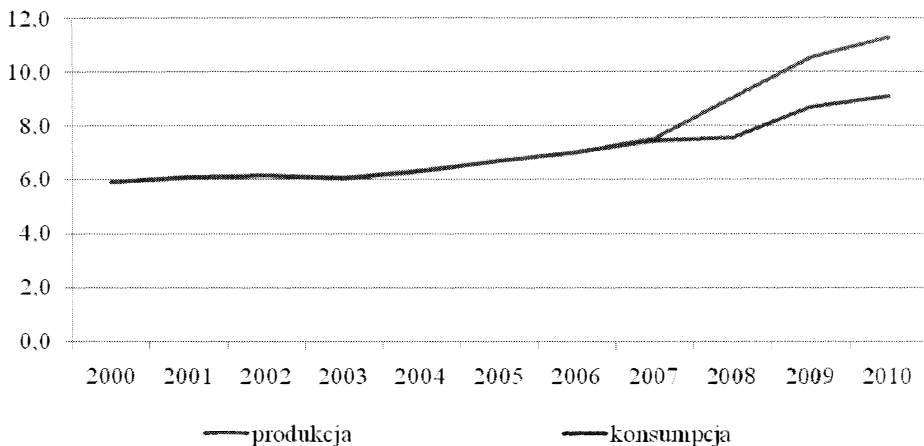
Kolumbia posiada dobrze rozbudowany system ropociągowy. W kraju funkcjonuje 6 rurociągów, z których cztery łączą kolumbijskie złoża z karaibskim terminalem eksportowym w Covenas. Są to: Orensa o mocy przepustowej 615 tys. b/d, Cano Limon, Alto Magdalena, Kolumbia Oil, Llanos Orientales, TransAndino.

Udokumentowane złoża gazu ziemnego w Kolumbii to 0,1 trln m<sup>3</sup>. Przez ostatnich 10 lat zasoby tego surowca utrzymują się na stałym poziomie. Większość złóż znajduje się w dorzeczu Llanos, chociaż najwięcej gazu produkuje się ze złoża Guajira. Największym producentem gazu ziemnego w kraju jest kompania Chevron. Jest ona operatorem złoża Chuchupa w basenie Guajira, największego w kraju. Wydobycie gazu ziemnego pod koniec 2010 roku wynosiło 11,3 mld m<sup>3</sup>, a konsumpcja – 9,1 mld m<sup>3</sup>. Nadwyżkę gazu – 2,18 mld m<sup>3</sup>, Kolumbia eksportuje do Wenezueli. Jak wskazują dane statystyczne BP, konsumpcja w kraju stopniowo wzrasta, wraz ze wzrostem

<sup>314</sup> EIA Colombia, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Colombia/Full.html> – August 2011.

produkcji. Ponad 43% kolumbijskiego gazu ziemnego jest ponownie wstrzykiwanych pod ziemię w celu zwiększenia wydobywania ropy (wykres 87)<sup>315</sup>.

Wykres 87. Konsumpcja i produkcja gazu ziemnego w Kolumbii (w mld m<sup>3</sup>)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

W marcu 2011 kolumbijski rząd opublikował dekret, w którym przedstawił plan zwiększenia krajowej produkcji gazu ziemnego, w tym z niekonwencjonalnych źródeł. Polityka przewiduje jednocześnie zwiększenie konsumpcji i eksportu gazu ziemnego. Kolumbia posiada trzy główne magistrale przesyłowe. Na początku 2008 roku uruchomiono gazociąg Antonio Ricaurte, który łączy południowo-wschodnią Kolumbię z Wenezuelą.

Podsumowując, Kolumbia jest głównym eksporterem surowców energetycznych do USA, Wenezueli i innych krajów Ameryki Łacińskiej.

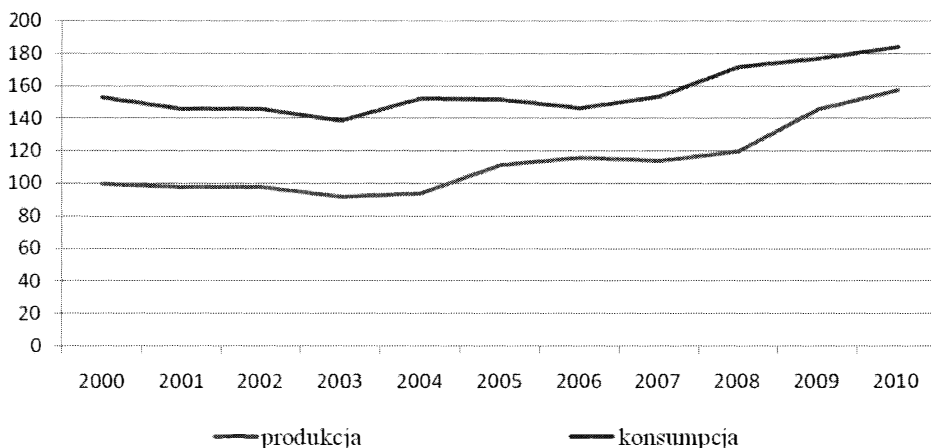
## PERU

Peru jest eksporterem ropy. Według danych OGJ, udokumentowane zasoby ropy naftowej w 2010 roku wynosiły 1,24 mld baryłek. Wzrosły w porównaniu z poprzednim rokiem o 10,6%. Nieco mniej niż połowa zasobów pochodzi z morskich źródeł, reszta znajduje się w regionie Amazo-

<sup>315</sup> Kolumbia jest jednym z największych eksporterów węgla. Udokumentowane zapasy węgla w państwie wynoszą 0,20 mld ton (2007). Wydobycie węgla w 2007 r. znajdowało się na poziomie 71,7 mln ton. Większość węgla eksportuje się do Unii Europejskiej, Ameryki Północnej i Łacińskiej. Większość infrastruktury eksportowej jest skupiona na wybrzeżu karaibskim.

nii, na wschodzie Peru. Ze względu na ochronę środowiska naturalnego w 2009 roku peruwiański rząd wydał rozporządzenie dotyczące powstrzymania wydobycia surowca w regionie Amazonii, ale prace poszukiwawcze trwają nadal.

Wykres 88. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Peru (w tys. b/d)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Największym producentem ropy naftowej jest kompania Pluspetrol, która kontroluje ponad połowę wydobycia. Od 2004 roku wydobycie ropy stopniowo wzrasta – z 94 tys. b/d do 157 tys. baryłek w 2010 roku. Wydobycie ropy skupione jest w północnej części kraju. Największe bloki naftowe położone są wzdłuż granicy z Ekwadorem; Blok 8 (Pluspetrol) – na południowym wschodzie regionu amazońskiego (Amazon region), Blok X (Petrobras) – na północnym zachodzie oraz Blok Z-2B (Petro-Tech Peruana) na szelfie wybrzeża północno-zachodniego. Blok 1-AB oraz 8 produkują prawie 2/3 peruwiańskiej ropy<sup>316</sup>. Konsumpcja ropy w ciągu ostatnich 10 lat na początku miała charakter zmienny, wahający się pomiędzy spadkiem i wzrostem. Stałą tendencją wzrostu konsumpcji obserwuje się od 2006 roku, kiedy wynosiła ona 147 tys. b/d (6,9 mln ton), a w 2010 już 184 tys. b/d, tj. 8,4 mln ton (wykres 88).

W kraju działa 6 rafinerii o mocy 198,95 tys. b/d (według danych OGJ). Kompania Repsol-YPF kontroluje największą rafinerię – La Pampilla Lima (102 tys. b/d). Operatorem rafinerii Purcallpa, która przetwa-

<sup>316</sup> *EIA Peru*, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Peru/Full.html> – February 2011.

rza 3,25 tys. b/d, jest prywatna kompania Maple Gas. Kompania Petroperu jest operatorem czterech rafinerii – Talara (62 tys. b/d), Iquitos Loreto (10,5 tys. b/d), Conchan (13,5 tys. b/d), El Milagro (1,7 tys. b/d).

Infrastruktura przesyłu ropy naftowej w kraju nie jest dobrze rozbudowana. W Peru funkcjonuje tylko jeden rurociąg o mocy 250 tys. b/d, który łączy dwa baseny: Ucayali i Maranon na północnym wschodzie dżungli i biegnie do terminalu Bayovar na wybrzeżu Oceanu Spokojnego. Operatorem rurociągu jest Petroperu.

Udokumentowane zasoby gazu ziemnego w Peru w 2010 roku wynosiły 0,4 trln m<sup>3</sup> i powoli rosną. Pod względem wielkości złóż gazu ziemnego, Peru posiada szóste miejsce w regionie Ameryki Łacińskiej. Największe złoża to: Camisea – na południowym wschodzie Peru, oraz Madre de Dios na południu. Spośród morskich złóż na uwagę zasługuje Talara na południowym zachodzie kraju<sup>317</sup>. Realizacja projektu Camisea spowodowała szybki wzrost wydobycia gazu ziemnego w Peru. Projekt składa się z kilku złóż gazu ziemnego, usytuowanych w basenie Ucayali na południowym wschodzie Peru, szczególnie w Blok 88, wzdłuż Camisea River. Zdaniem analityków, Blok 88 posiada zasoby gazu ziemnego o wielkości 11 trln stóp<sup>3</sup> oraz 482 mln baryłek asocjowanego gazu ziemnego. Operatorem projektu jest kompania Pluspetro.

Produkcja gazu ziemnego w kraju stopniowo wzrastała – z 0,3 mld m<sup>3</sup> w 2000 roku do 3,5 mld m<sup>3</sup> w 2009. W 2010 roku wydobycie gazu znacząco wzrosło, aż o 108,4% w porównaniu z 2009 rokiem, i wynosiło 7,2 mld m<sup>3</sup>. W ciągu ostatnich 10 lat produkcja wzrosła, jak już wcześniej wspomniano, – z 0,3 mld m<sup>3</sup> w 2000 roku do 3,5 mld m<sup>3</sup> w 2009. Wraz ze wzrostem produkcji rosła też konsumpcja – w porównaniu z poprzednim rokiem o 56%, i wynosiła 5,4 mld m<sup>3</sup> (wykres 89).

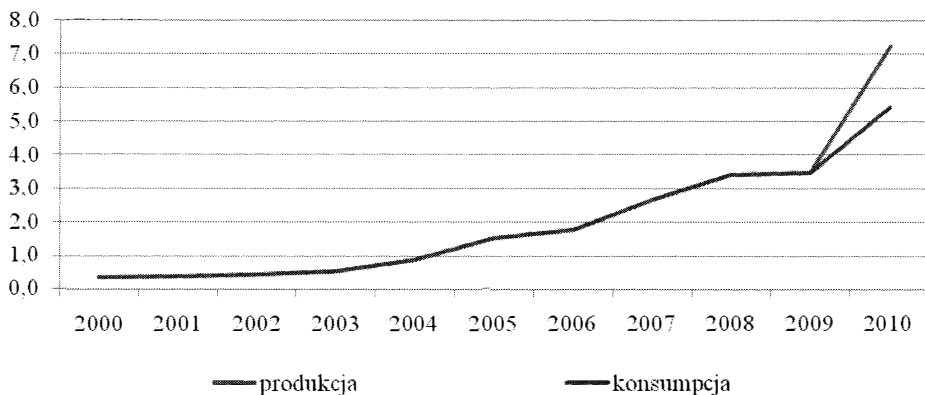
W kraju funkcjonują dwa gazociągi, za pomocą których gaz ziemny jest tłoczony ze złoża Camisea. Gazociąg Camisea o długości 540 km biegnie do terminalu Pisco. Drugi rurociąg łączy fabrykę Malvinas z Limą i Callao I dostarcza gaz na potrzeby stolicy.

W 2010 roku w Peru został uruchomiony terminal LNG w Pampa Melchorita o mocy produkcyjnej 215 mld m<sup>3</sup> rocznie. Gaz w formie skroplonej był eksportowany do: Hiszpanii – 0,63 mld m<sup>3</sup>, USA – 0,45 mld m<sup>3</sup>, Meksyku – 0,26 mld m<sup>3</sup>, Brazylii – 0,16 mld m<sup>3</sup>, Belgii – 0,8 mld m<sup>3</sup>, oraz do Kanady i Korei Południowej. Ogółem w 2010 roku z Peru eksportowano 1,82 mld m<sup>3</sup> LNG, z czego 0,71 mld m<sup>3</sup> do Unii Europejskiej (wykres 90)<sup>318</sup>.

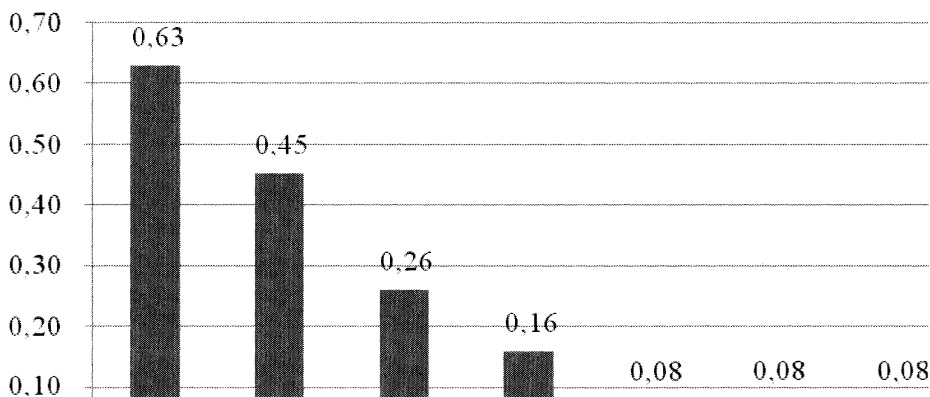
<sup>317</sup> Ibidem.

<sup>318</sup> BP Statistical Review...



Wykres 89. Produkcja i konsumpcja gazu ziemnego w Peru (w mld m<sup>3</sup>)

Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Wykres 90. Eksport LNG z Peru (w mld m<sup>3</sup>)

Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

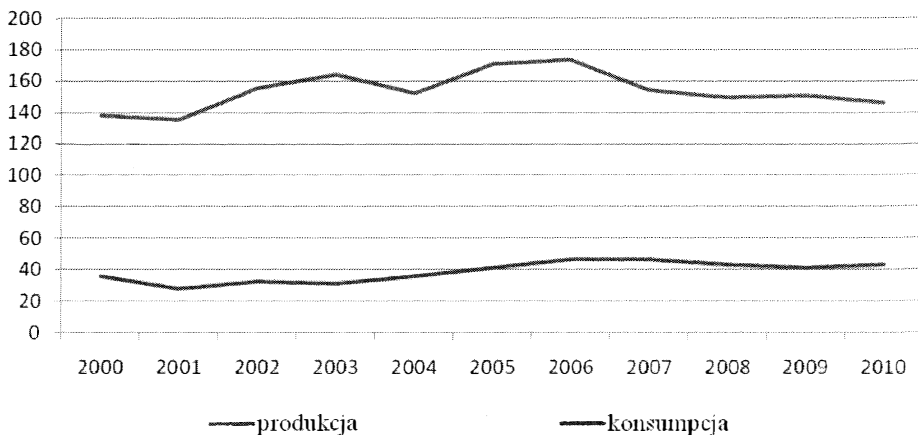
Podsumowując, potencjał surowcowy Peru ma duże znaczenie dla państw latynoamerykańskich. Niestety, słabo rozbudowana infrastruktura i położenie geograficzne nie pozwalają transportować surowców rurociągami na dalekie odległości. Peru jest jednym z niewielu krajów w regionie, które eksportują skroplony gaz do Unii Europejskiej, szczególnie do Hiszpanii i Belgii. Państwo w celu poprawy klimatu inwestycyjnego dopuszcza na swój rynek zagraniczne koncerny energetyczne, co w przyszłości może doprowadzić do zwiększenia prac poszukiwawczych i wydobyw-

czych, i dalszej rozbudowy terminali LNG, a zarazem zwiększy potencjał eksportowy.

## TRINIDAD I TOBAGO

Największymi producentami ropy naftowej w regionie Morza Karaibskiego są Trynidad i Tobago. Udokumentowane zasoby ropy naftowej w państwie pod koniec 2010 roku wynosiły 0,8 mld baryłek, a wydobyte – 146 tys. b/d. Większość ropy jest wydobywana na Morzu Karaibskim<sup>319</sup>. Największym producentem ropy naftowej jest państwowa kompania Petroleum Company of Trynidad and Tobago (Petrotrin). Na rynku obecne są również BP Trynidad i Tobago oraz BHP Billiton<sup>320</sup>. W ostatnich 10 latach produkcja ropy naftowej w kraju wahała się, z tendencją do zmniejszenia, i w 2010 roku wyniosła 146 tys. b/d (6,5 mln ton). Wraz z wahaniami wydobywania identyczną tendencję obserwuje się w konsumpcji ropy, która w 2010 roku wyniosła 43 tys. b/d, tj. 2,1 mln ton (wykres 91). Jest to najmniejsza konsumpcja spośród państw latynoamerykańskich. Nadwyżkę ropy państwo eksportuje do USA.

Wykres 91. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Trynidadzie i Tobago (w tys. b/d)



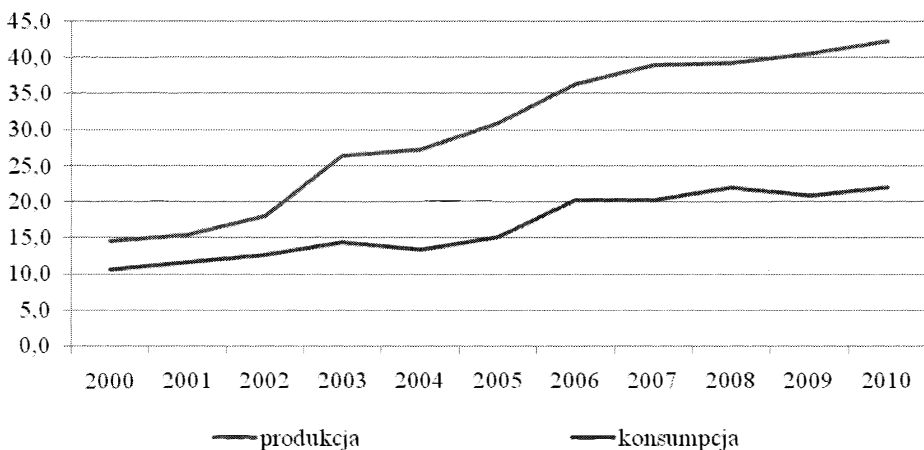
Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

<sup>319</sup> EIA. *Caribbean*, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Caribbean/Full.html> – March 2011.

<sup>320</sup> Ibidem.

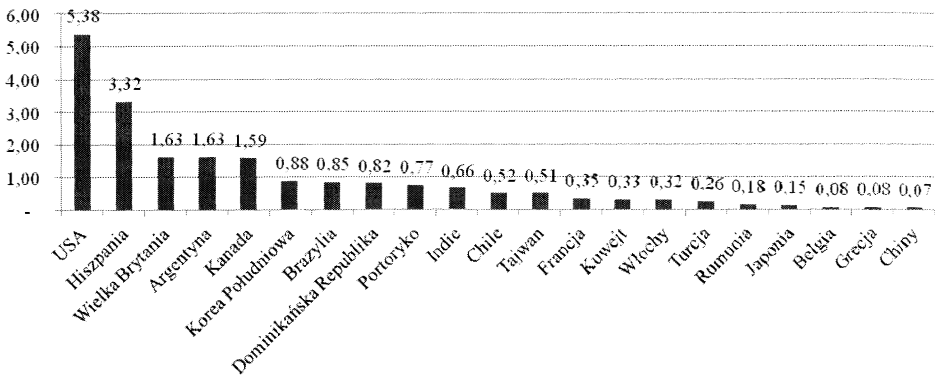
Udokumentowane zasoby gazu ziemnego w Trynidadzie i Tobago w 2010 roku wynosiły 0,4 trln m<sup>3</sup>. W porównaniu z poprzednim rokiem zmniejszyły się one o 10,6%. Mimo to produkcja gazu ziemnego w kraju stale wzrasta. W 2000 roku wynosiła 14,5 mld m<sup>3</sup>, a na początku 2011 aż 42,2 mld m<sup>3</sup>. Konsumpcja też wzrasta i w 2010 roku wynosiła 22,0 mld m<sup>3</sup>, co stanowiło 5,5% więcej w porównaniu z poprzednim rokiem (wykres 92). Przyczyną wzrostu wydobycia i konsumpcji gazu były inwestycje zagraniczne w sektorze gazowym. Zagraniczne kompanie działające na rynku gazu to British Gas (BG) oraz Chevron. Trynidad i Tobago jest największym dostawcą skroplonego gazu ziemnego (LNG) do USA i jednym z największych eksporterów skroplonego gazu na świecie. Atlantic LNG Company to konsorcjum, w skład którego wchodzi: BP, BG, oraz Repsol-YPF. Konsorcjum jest operatorem czterech zakładów skraplania gazu ziemnego, które są usytuowane w Point Fortin, na południowo-zachodnim wybrzeżu Trynidadu.

Wykres 92. Produkcja i konsumpcja gazu ziemnego (w mld m<sup>3</sup>)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy June 2011*.

Ze względu na to, że Trynidad i Tobago jest położony na wyspach, infrastruktura rurociągową nie jest rozbudowana, natomiast sektor LNG jest jednym z najlepszych w regionie. Kraj eksportuje gaz ziemny tylko w formie skroplonej i jest piątym światowym eksporterem, ustępując Katarowi, Malezji, Indonezji i Algierii. Głównym odbiorcą LNG są USA oraz państwa UE – Hiszpania, Francja, Włochy, Portugalia, Belgia i Grecja (wykres 93).

Wykres 93. Eksport LNG z Trynidadu i Tobago (w mld m<sup>3</sup>)

Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

Podsumowując, Trynidad i Tobago posiada czołowe miejsce spośród państw eksporterów LNG. Biorąc pod uwagę, że konsumpcja zarówno ropy naftowej jak gazu ziemnego w kraju nie jest duża, nadwyżka surowca jest eksportowana. Głównym odbiorcą surowców są USA. Bardzo duże znaczenie ma również eksport LNG do UE. Głównymi importerami są państwa tzw. Starej Europy, których gospodarka jest zależna od zewnętrznych dostaw ropy naftowej i gazu ziemnego. W państwach tych w ostatnich latach szybko rozwija się sektor LNG. Na razie nie ma on tak dużego znaczenia jak w państwach azjatyckich, ale państwa europejskie upatrują w LNG źródła dywersyfikacji dostaw gazu na ich rynki w przyszłości.

## BOLIWIA

Udokumentowane zasoby ropy naftowej w 2010 roku wynosiły 465 mln baryłek<sup>321</sup>, są to najmniejsze rezerwy w Ameryce Południowej. Pod koniec 2010 roku produkcja ropy naftowej w kraju wynosiła jedynie 43 tys. b/d. Według boliwijskich danych statystycznych więcej niż połowa ropy naftowej pochodzi z dwóch złóż: Sabalo (36,6%) i San Alberto (20,6%). Rezerwy ropy są również w departamentach Cochabamba (15%), Santa Cruz (12%) oraz Chuquisaca (3%). Operatorem na boliwijskim rynku ropy naftowej jest Petrobras, który kontroluje 60% produkcji oraz Repsol-YPF (18%),

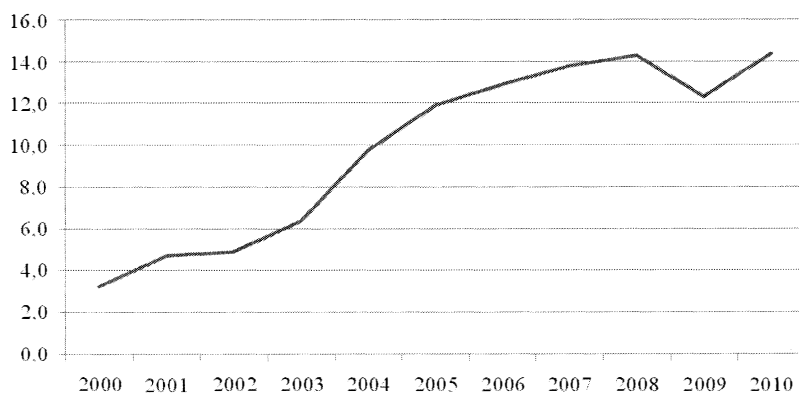
<sup>321</sup> *Oil & Gas Journal*, <http://www.ogj.com>.

YPFB Chaco (11,9%) i YPFB Andina (5,5%)<sup>322</sup>. Mimo że Boliwia posiada niewielkie zasoby ropy naftowej, surowiec eksportuje się w nieznaczących ilościach z północy kraju do Arica w Chile i Pocitos w Argentynie. Sieć wewnętrznych ropociągów łączy pomiędzy sobą główne centrum produkcji ropy Cochabamba z Oruro oraz La Paz. W kraju działa 5 rafinerii, dwie największe to Cochabamba (25 tys. b/d) i Santa Cruz de la Sierra (15 tys. b/d) oraz Santa Cruz, Oro Negro i Parapetí.

Boliwia (wraz z Argentyną) zajmuje drugie miejsce pod względem wielkości udokumentowanych zasobów gazu ziemnego w Ameryce Południowej – 0,3 trln m<sup>3</sup> (2010). Jak wskazują dane statystyczne, zasoby gazu ziemnego w kraju od 2005 roku stale maleją. Drastyczne ich obniżenie nastąpiło pod koniec 2010 roku, w porównaniu z 2009 zmniejszyły się one o 56,9%. Większość zasobów znajduje się w południowo-wschodniej części kraju. Posiadając znaczący potencjał surowcowy w regionie Ameryki Łacińskiej, Boliwia jest jednym z najbiedniejszych państw regionu, przez długi czas nie prowadzono tam prac poszukiwawczych. Inwestycje zagraniczne napłynęły do kraju po przeprowadzeniu reform i prywatyzacji sektora energetycznego. Największe zasoby gazu w Boliwii są skupione w departamencie Tarija (powyżej 85%) oraz w departamencie Santa Cruz (10,6%) i Cochabamba (2,5%).

Mimo że rezerwy gazu w Boliwii maleją, produkcja stale wzrasta i w 2010 roku wyniosła 14,4 mld m<sup>3</sup> (wykres 94). Konsumpcja gazu ziemnego w kraju jest niska i wynosi jedynie 2,4 mld m<sup>3</sup>, co pozwala nadwyżkę gazu eksportować.

Wykres 94. Produkcja gazu ziemnego w Boliwii (w mld m<sup>3</sup>)



Źródło: opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*.

<sup>322</sup> EIA Bolivia, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Bolivia/Full.html> – April 2011.

Największymi importerami gazu ziemnego z Boliwii są aktualnie Brazylia (9,98 mld m<sup>3</sup>) i Argentyna (1,85 mld m<sup>3</sup>)<sup>323</sup>. Wśród kompanii zagranicznych na boliwijskim rynku gazowym działają: BG, BP, Chevron, Petrobras, Pluspetrol, Repsol-YPF, Total. Rozwój eksportu boliwijskiego gazu ziemnego będzie zależał od zdolności efektywnego wykorzystania sprawdzonych rezerw<sup>324</sup>.

Podsumowując, Boliwia jest jednym z najbiedniejszych państw Ameryki Łacińskiej, która boryka się z trudnościami zarówno polityczno-historycznymi, jak też gospodarczymi, i związanymi z położeniem geograficznym. Największy problem dla kraju stanowi zmniejszenie zapotrzebowania na boliwijski gaz ziemny w Brazylii i Argentynie<sup>325</sup>. Taka sytuacja zmusza La Paz do szukania możliwości powiększenia własnych magazynów oraz pozyskania nowych rynków zbytu.

Bogactwo zasobów naturalnych oraz fakt dynamicznego rozwoju przemysłowego głównych państw czynią z Ameryki Łacińskiej interesującego partnera do współpracy gospodarczej. Odgrywa ona coraz większą rolę na arenie międzynarodowej, zwłaszcza w strukturach ONZ. Meksyk jest członkiem OECD (o przyznanie statusu członka wystąpiło niedawno Chile). Meksyk i Brazylia są obserwatorami szczytów najbardziej rozwiniętych państw świata (Grupa Ośmiu). Chile, Meksyk i Peru należą do APEC<sup>326</sup>.

Jeśli chodzi o przyszłość stosunków Unii Europejskiej i obu Ameryk, to można przypuszczać, że będą one rozwijać się bardziej intensywnie. Sprzyjają temu warunki współpracy między UE i tym regionem. Dziś na poziomie kontaktów dwustronnych należy zacieśnić współpracę z takimi partnerami, jak Argentyna, Brazylia, Kanada, Chile i Stany Zjednoczone w celu opracowania wspólnego stanowiska w dziedzinie światowego bezpieczeństwa energetycznego, zwiększenia przejrzystości światowych rynków energetycznych oraz rozwiązania kwestii zrównoważonego wytwarzania energii<sup>327</sup>. Trwają prace nad ramami współpracy z Ameryką Łacińską

<sup>323</sup> BP Statistical Review of World Energy June 2007, 2008, 2009, [www.bp.com/statisticalreview](http://www.bp.com/statisticalreview).

<sup>324</sup> EIA Bolivia, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Bolivia/Full.html> – August 2011.

<sup>325</sup> M. Maroszek, *Boliwijskie problemy z gazem*, [http://www.stosunkimiedzynarodowe.info/artukul,317,Boliwijskie\\_problemy\\_z\\_gazem](http://www.stosunkimiedzynarodowe.info/artukul,317,Boliwijskie_problemy_z_gazem) – 27.01.2009.

<sup>326</sup> *Strategia RP w relacji do krajów rozwijających się*, [http://www.exporter.pl/kraje/k\\_afryka/swiat\\_3\\_swiat\\_strategia\\_05.html#A14](http://www.exporter.pl/kraje/k_afryka/swiat_3_swiat_strategia_05.html#A14).

<sup>327</sup> *Komunikat Komisji do Parlamentu europejskiego, Rady, Europejskiego komitetu ekonomiczno-społecznego oraz Komitetu regionów – Drugi strategiczny przegląd sytuacji energetycznej: plan działania dotyczący bezpieczeństwa energetycznego i solidarności energetycznej UE* {SEC(2008) 2870} {SEC(2008) 2871} {SEC(2008) 2872} / KOM/2008/0781 wersja ostateczna/, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:52008DC0781:PL:HTML; Raport generalny na temat działalności Unii Europejskiej, Sprawozdanie ogólne 2008, Bruksela – Luksemburg, 2009, s. 96, http://europa.eu/generalreport/pl/2008/rg35>.



i Karaibami<sup>328</sup>. W razie pozytywnych zmian politycznych, gospodarczych, kulturalnych w państwach Ameryki Łacińskiej istnieją perspektywy większego zaangażowania europejskich korporacji energetycznych w poszukiwanie nowych złóż ropy naftowej i gazu oraz ich wydobywania. Z czasem Ameryka Łacińska może stać się partnerem UE w sprawie alternatywnych dostaw surowców energetycznych tankowcami, co tym samym zmniejszy zależność Unii od dostaw z Rosji.

Analiza potencjału energetycznego regionu Ameryki Północnej i Południowej świadczy o tym, że państwa regionu posiadają znaczące zasoby surowców energetycznych; o ile jednak w Ameryce Północnej sytuacja polityczno-ekonomiczna jest stabilna i nie zdarzają się tam niekorzystne dla państw tego regionu wydarzenia, trudno to samo powiedzieć o Ameryce Łacińskiej<sup>329</sup>. Unia Europejska nieustannie obserwuje wydarzenia w Ameryce Łacińskiej, ponieważ widzi tam własny interes gospodarczy. Jeszcze w latach 80. XX wieku Wspólnota Europejska mocno angażowała się w rozwiązywanie krwawych i długotrwałych konfliktów w regionie. Bezspornie kontakty między Ameryką Łacińską a Europą nabrały tempa, gdy do Wspólnoty przystąpiły Portugalia i Hiszpania. Latynoamerykańskie państwa nigdy nie były centrum zainteresowania Unii, szczególnie gdy chodziło o surowce energetyczne. Ale w ciągu ostatniego dziesięciolecia priorytety regionalne zjednoczonej Europy uległy zmianom, przyczyniły się do tego kryzysy gazowe i napięte stosunki energetyczne z Rosją – głównym dostawcą ropy i gazu do Unii. Dziś Unia zainteresowana jest podejmowaniem efektywnych działań w celu intensyfikacji wzajemnych stosunków energetycznych. Ważną rolę w tym obszarze odgrywają właśnie Portugalia i Hiszpania, których korporacje energetyczne już są obecne na rynku amerykańskim. Dalszy rozwój stosunków UE i obu Ameryk nadal będzie zależeć od tego, jak te państwa poradzą sobie z kryzysem gospodarczo-finansowym, który dotknął najsilniejsze gospodarki regionu. Najbardziej destabilizujący wpływ w regionie Ameryki Łacińskiej może mieć kryzys polityczny w Wenezueli i Kolumbii. W tej sytuacji Unia powinna włączać się w rozwiązywanie tych problemów i angażować się w integracyjne procesy w tym regionie w ramach wspólnej polityki zagranicznej i bezpieczeństwa.

<sup>328</sup> Ibidem.

<sup>329</sup> D. Heidrich, *Stosunki Unii Europejskiej z Ameryką Łacińską*, [http://209.85.129.132/search?q=cache:WzLRyx6m6s4J:www.batory.org.pl/ftp/program/forum/lekcje\\_z\\_historii.pdf+Dorota+Heidrich,+Stosunki+Unii+Europejskiej+z+Ameryką+Łacińska,&cd=2&hl=ru&ct=clnk&gl=ru](http://209.85.129.132/search?q=cache:WzLRyx6m6s4J:www.batory.org.pl/ftp/program/forum/lekcje_z_historii.pdf+Dorota+Heidrich,+Stosunki+Unii+Europejskiej+z+Ameryką+Łacińska,&cd=2&hl=ru&ct=clnk&gl=ru).



## ROZDZIAŁ V

# ZASOBY ENERGETYCZNE JAKO NARZĘDZIE POLITYCZNE

Problem wyczerpywania surowców energetycznych ma bardzo ważne znaczenie dla wszystkich państw świata. Pomiędzy krajami bogatymi w ropę i gaz a krajami, które potrzebują tych surowców, są istotne różnice, zarówno w rozwoju gospodarczym, jak i politycznym. Cechą charakterystyczną państw surowcowych jest to, że z reguły należą one do gospodarek rozwijających się lub słabo rozwiniętych, gdzie panują reżimy autorytarne. Państwa te zaliczamy do tzw. państw naftowych, a głównym źródłem ich dochodów jest wydobywanie i eksport ropy naftowej. Większość tych państw jest zrzeszona w OPEC. Terytorium, na którym znajdują się lub potencjalnie mogą być zasoby ropy i gazu, tworzą przestrzeń dla rywalizacji energetycznej.

W doktrynach wojskowych USA i Federacji Rosyjskiej, które ukazały się w ciągu ostatnich kilku lat, zaznaczono, że główną przyczyną konfliktów w przyszłości będzie walka o dostęp do surowców. Potwierdzeniem tego jest „wiosna arabska”, która rozpoczęła się w 2011 roku i ogarnęła Afrykę Północną oraz Bliski Wschód, napięcia w regionie kaukaskim, wzrastająca rywalizacja o zasoby Oceanu Arktycznego.

W dokumencie Joint Operating Environment wydanym przez United States Joint Forces Command pod koniec 2010 roku, zaznaczono, że w przyszłości strategiczny interes dla USA spoza regionu bliskowschodniego i OPEC będą stanowić m.in. region Morza Kaspijskiego, Brazylia, Kolumbia, Alaska. Z punktu widzenia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego będzie wzrastać zainteresowanie państwami Azji Środkowej. Ważne znaczenie w przesyłaniu surowców będą mieć tzw. wąskie gardła (Przesmyki Panamski i Sueski, cieśnina Bab al-Mandeb, Cieśniny Malakka, Ormuz oraz tureckie cieśniny Dardanele i Bosfor) oraz kto będzie sprawował kontrolę nad nimi<sup>1</sup>.

Analizując konflikty i wojny, które miały miejsce w 2. połowie XX wieku, z pewnością można powiedzieć, że większość z nich pośrednio doty-

---

<sup>1</sup> *Joint Operating Environment, United States Joint Forces Command* 2010, p. 28-31, [www.ndu.edu/pinnacle/docUploaded/JOE%202010%20FINAL.pdf](http://www.ndu.edu/pinnacle/docUploaded/JOE%202010%20FINAL.pdf).

czyła bogactw naturalnych (tabela 23). Przyczyną interwencji w Egipcie w 1956 roku było niedopuszczenie do nacjonalizacji Przesmyku Sueskiego, który jest główną bramą transportu surowców z regionu Zatoki Perskiej do Unii Europejskiej. Przyczyną wojny irańsko-irackiej były roszczenia terytorialne, a chodziło przede wszystkim o dostęp do złóż naftowych. Interwencja Iraku w Kuwejcie miała również podłoże terytorialne, ponieważ Kuwejt posiada ogromne zasoby ropy naftowej. Oficjalną przyczyną wojny w Iraku w 2003 roku było oskarżenie reżimu Saddama Husajna o łamanie praw człowieka oraz podejrzenie o posiadanie broni chemicznej. Nie potwierdził się zarzut posiadania broni chemicznej, natomiast prawa człowieka były rzeczywiście łamane. Realną przyczyną interwencji NATO w Iraku było jednak przejęcie przez Amerykanów kontroli nad przemysłem wydobywczym Iraku.

Konflikt gruzińsko-osetyjski był spowodowany przede wszystkim skomplikowanymi stosunkami pomiędzy Gruzją i Rosją, która utraciła wpływy w Gruzji. Gruzja na arenie międzynarodowej uważana jest za państwo tranzytowe surowców energetycznych, mające ważne znaczenie dla transportu ropy i gazu z regionu Morza Kaspijskiego, a także w niedalekiej przyszłości z obszaru Azji Środkowej. W Gruzji znajdują się strategiczne szlaki rurociągowe i gazociągowe, które pozwalają na ominięcie terytorium Rosji.

Libijska kampania NATO miała na celu obalenie reżimu Muamara Kaddafiego i uzyskanie dostępu do złóż surowców. Z kolei w Sudanie, który w lipcu 2011 został podzielony na dwa państwa, coraz częściej wybuchają konflikty na tle dostępu do roponośniej prowincji Abyei, która została częścią Sudanu Południowego, jednak Sudan ze względu na potencjał surowcowy zgłasza do niej pretensje, co powoduje starcia na granicy obydwu państw i może doprowadzić do kolejnego konfliktu zbrojnego.

Obecnie najważniejsze dla Unii Europejskiej strategiczne regiony to Afryka Północna i Zatoka Perska, Morze Kaspijskie i Azja Środkowa oraz Arktyka. Unia Europejska nie wyklucza również Ameryki Łacińskiej i Antarktydy jako regionów strategicznie ważnych pod względem potencjału surowców energetycznych. W żadnym z tych regionów UE nie jest głównym graczem. W regionie Afryki Północnej i Zatoki Perskiej sytuację geopolityczną i energetyczną kontrolują USA, w regionie Morza Kaspijskiego i Azji Środkowej – Rosja, a w Arktyce rywalizują o wpływy USA, Kanada, Rosja, Dania, Norwegia<sup>2</sup>. Antarktyda jest obecnie otwarta tylko dla badań naukowych, a z niektórymi państwami Ameryki Łacińskiej na razie nie udało się nawiązać partnerskich stosunków ze względu na panujące tam reżimy antydemokratyczne (Wenezuela). W transporcie surowców energetycznych

<sup>2</sup> Problem został szczegółowo przeanalizowany w dalszej części rozdziału.

ważną rolę odgrywa również odległość pomiędzy UE i Ameryką Łacińską. Nie mniej ważne znaczenie ma również niedostępność terenów, na których odkryto nowe złoża, co powoduje duże utrudnienia w ich zagospodarowaniu oraz częste awarie technologiczne, jak np. w Zatoce Meksykańskiej czy na szelfie Morza Północnego<sup>3</sup>.

**Tabela 24. Konflikty zbrojne w ostatnich 50 latach, które pośrednio związane były z dostępem do surowców energetycznych**

Kraj, rok, nazwa operacji	Strony konfliktu	Cel	Przyczyna	Skutki
Interwencja w Egipcie, 1956, „Kadesz”	Izrael, Wielka Brytania, Francja/ /Egipt	Kontrola nad Kanałem Sueskim, jedyną drogą transportu surowców z Bliskiego Wschodu do Europy	Niedopuszczenie do nacjonalizacji Kanału Sueskiego oraz utrzymanie kontroli nad Kanałem przez Wielką Brytanię i Francję	Zawieszenie broni narzucone przez ONZ
Iran – Irak, 1980-1988	Iran/Irak	Zniszczenie przemysłu petrochemicznego przeciwnika	Roszczenia terytorialne i spory religijne	Porażka strategiczna Irakijszczyków, porażka taktyczna Irańczyków, powrót do status quo
Kuwejt – Irak, sierpień 1990, „Pustynna Burza”, „Pustynny Miecz”	Wojska irackie / koalicja państw NATO	Podbicie terytoriów bogatych w ropę naftową	Roszczenia do terytorium Kuwejtu bogatego w zasoby ropy	Podpalenie większości szybów naftowych w Kuwejcie, co doprowadziło do skażenia środowiska i klęski ekologicznej; zapobieżenie irackiej ekspansji
Irak, 20 marca 2003 r.	NATO / wojska Saddama Husajna	Dostęp do złóż naftowych przez USA, kontrola przepływu surowców w regionie	Łamanie praw człowieka; posiadanie broni chemicznej; domniemane sponsorowanie terroryzmu przez Irak	Obalenie reżimu; porażka prób znalezienia dowodów na współpracę między rządem Husajna i Al-Kaidą; porażka prób odnalezienia broni masowej zagłady; rozpoczęcie długoletnich walk partyzancko-terrorystycznych między armią okupacyjną i tworzoną przez Amerykanów nową, a wierną dyktatorowi armią iracką

<sup>3</sup> Wyciek ropy z platformy Shella na Morzu Północnym, <http://ebe.org.pl/aktualnosci/europa/wyciek-ropy-z-platformy-shella-na-morzu-polnocnym.html> – 13.08.2011.

Gruzja, sierpień 2008	Gruzja / Osetia Południowa, Abchazja, Rosja	Destabilizacja kraju w celu przeszkodzenia transportowi surowców z regionu Morza Kaspijskiego z wyłączeniem Rosji	Zatargi etniczne pomiędzy Gruzinami a Osetyjczykami; dążenia Osetii Południowej i Abchazji do osiągnięcia pełnej niepodległości	Porażka wojsk gruzińskich; polityczny sukces Rosji; zwiększenie zakresu autonomii Osetii Południowej i Abchazji
Libia, marzec 2011, „Świt Odysei”	NATO, powstańcy / wojska Kaddafiego	Dostęp do taniej ropy, gospodarcze usunięcie Chin z regionu	Zbrojny konflikt wewnątrz państwa, spowodowany demonstracjami w państwach sąsiednich; łamanie praw człowieka, niezadowolenie z sytuacji materialnej, bezrobocie, autorytarne rządy w kraju i ograniczanie swobód obywatelskich, krwawe tłumienie protestów	Obalenie reżimu; chaos polityczny; uzyskanie dostępu do taniej ropy, kontrola nad jej eksportem
Sudan	Sudan / Sudan Południowy	Dostęp do roponośnych prowincji	Konflikty zbrojne pomiędzy plemionami z północy i południa	Konflikty o roponośną prowincję Abyei

Źródło: *Нефтяные войны*, <http://www.vedomosti.ru> – wrzesień 2011.

W porównaniu z innymi regionami świata, UE jest stosunkowo uboga w zasoby surowców energetycznych, takich jak ropa naftowa czy gaz ziemny i ciągle dąży do zmniejszenia zależności energetycznej oraz do wzmocnienia swojej pozycji w strategicznie ważnych regionach energetycznych.

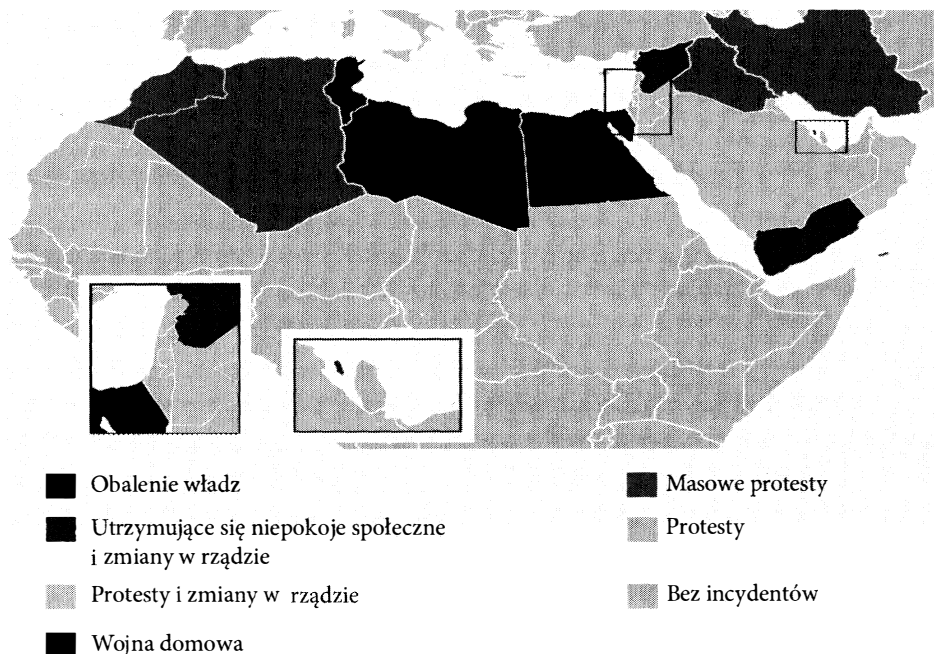
## AFRYKA PÓŁNOCNA

Do 2011 roku region Afryki Północnej był jednym z niewielu, które nie należały do strefy wpływów USA. W państwach północnoafrykańskich – Algierii, Tunezji, Egipcie, Libii przeważały reżimy autorytarne i władze w większym lub mniejszym stopniu bezpośrednio kontrolowały dostęp firm zagranicznych do surowców energetycznych na ich terytorium. Zmiany w regionie przyniosła „wiosna arabska” 2011 roku, która rozpoczęła się i stosunkowo pokojowo zakończyła w Tunezji, ale spowodowała „efekt do-



mina” i rozprzestrzeniła się po całym regionie Afryki Północnej oraz na Bliski Wschód. Przyczyną wydarzeń ze stycznia 2011 było zmęczenie wieloletnimi autorytarnymi rządami, wysoki poziom bezrobocia i wysoka skala ubóstwa. Masowe protesty miały zarówno podłoże polityczne, jak również społeczno-ekonomiczne. Region Afryki Północnej, bogaty w zasoby ropy i gazu, które są eksportowane do UE i USA, przykuł uwagę całego świata. Analizując przebieg tych rewolucji można powiedzieć, że były one bardzo burzliwe – od masowych protestów prawie we wszystkich krajach regionu do wojny domowej w Libii.

Mapa 7. Protesty w krajach Bliskiego Wschodu i Afryki Północnej w latach 2010-2011



Źródło: *Arabska wiosna ludów*, [http://pl.wikipedia.org/wiki/Protesty\\_w\\_krajach\\_arabskich\\_\(2010-2011\)](http://pl.wikipedia.org/wiki/Protesty_w_krajach_arabskich_(2010-2011)).

Libia, która posiada jedynie 3% światowych zasobów ropy naftowej, zajmuje 10. miejsce na świecie w odniesieniu do ich wielkości i 17. co do wielkości wydobycia. Sprawia to, że jest na drugim miejscu wśród afrykańskich państw, po Nigerii, pod względem wydobycia ropy naftowej. Bar-

dzo ważne znaczenie ma również cena ropy, która jest najniższa na świecie i wynosi jedynie 1 dolara za baryłkę<sup>4</sup>.

Rosyjskie media, analizując przyczyny interwencji NATO w Libii, za główną przyczynę uznawały dążenie USA do ustanowienia pełnej kontroli nad libijskim przemysłem naftowym, ponieważ Libia była jedynym państwem, którego eksport ropy naftowej nie był kontrolowany przez Stany Zjednoczone<sup>5</sup>. Wśród innych przyczyn interwencji sił koalicji wskazują deklarację Kaddafiego o nacjonalizacji przemysłu petrochemicznego i gazowego<sup>6</sup> oraz usunięcie Chińczyków z regionu<sup>7</sup>. Ważną przyczyną (której media rosyjskie już nie podnosiły) było nieprzestrzeganie praw człowieka w Libii. W związku z sytuacją w Libii świat podzielił się na dwie grupy: pierwsza – to państwa, które wsparły operację wojskową NATO – USA, Katar, Arabia Saudyjska oraz większość państw UE, w tym również Polska; druga – to przeciwnicy interwencji, jak Rosja, państwa BRICS\*.

Głównymi odbiorcami libijskiej ropy są Włochy, Hiszpania, Francja i Niemcy. Do wybuchu wojny były odbiorcami ponad 63% tego surowca. Do tego też czasu udziały w przemyśle naftowym miały: brazylijska Petrobras, indyjska Oil India, chińska China Oil oraz rosyjski Gazprom, obecnie udział tych kompanii w gospodarce kraju jest pod znakiem zapytania. Pojawiają się wątpliwości i u włoskich analityków, którzy obawiają się, że sojusznicy NATO (Amerykanie, Anglicy i Francuzi) będą we własnym interesie zabiegać o zagospodarowanie libijskich złóż, co może zagrażać włoskiemu ENI, który posiada koncesję do 2042 roku. Pod znakiem zapytania jest również udział w przemyśle wydobywczym Libii niemieckiej Wintershall. Kraj ten wystąpił przeciwko interwencji w Libii i nie brał udziału w wojnie w ramach koalicji. W skomplikowanej sytuacji znalazły się również Chiny. USA starają się zmniejszyć udział Chińczyków w afrykańskim rynku naftowym<sup>8</sup>. Do początku działań wojennych w Libii ponad 75 kompanii chińskich prowadziło prace poszukiwawczo-wydobywcze, w tym największa chińska kompania energetyczna – CNPC. Dwanaście tysięcy Chińczyków zatrudnionych w przemyśle petrochemicznym zostało ewa-

<sup>4</sup> *Oil and Libya*, [http://www.koreatimes.co.kr/www/news/opinion/2011/09/160\\_94813.html](http://www.koreatimes.co.kr/www/news/opinion/2011/09/160_94813.html) – 15.09.2011.

<sup>5</sup> *Всему причиной – нефть*, <http://www.warandpeace.ru/ru/commentaries/view/58493/> – 29.05.11.

<sup>6</sup> И. Панкратенко, *Ливия – это только начало. Впереди – эпоха колониальных войн?*, <http://www.win.ru/school/6996.phtml> – 2.09.11.

<sup>7</sup> Е. Примаков, *Какое будущее ждет Ливию?*, <http://www.warandpeace.ru/ru/commentaries/view/61475/> – 6.09.11.

\* BRICS – Brazylia, Rosja, Indie, Chiny, Republika Południowej Afryki.

<sup>8</sup> *Война в Ливии: причиной всему – нефть?*, <http://nm2000.kz/news/2011-06-01-41204> – 1.06.2011.

kuowanych wraz z rozpoczęciem działań wojennych. Tak duża liczba chińskich pracowników w tym kraju świadczy o tym, że w ostatnich 10 latach Pekinowi udało się nawiązać ścisłą współpracę z Trypolisem<sup>9</sup>. Chiny już zadeklarowały, że będą walczyć o własne interesy na Bliskim Wschodzie i w Afryce Północnej<sup>10</sup>.

Tereny saharyjskie Libii nie są do końca zbadane pod względem zasobów surowców energetycznych i dlatego są bardzo obiecujące. Libijska ropa jest stosunkowo łatwa w rafinacji, jest najwyższej jakości (z powodu niewielkiego zasiarczenia) i łatwo ją wydobywać, gdyż pokłady surowca znajdują się dosyć płytko pod powierzchnią ziemi. Niektórzy zachodni eksperci zaznaczają, że rywalizacja o dostęp do libijskich złóż może dotyczyć szczególnie Francji i Włoch. Francuski Total miał w Libii niewiele koncesji na wydobycie w porównaniu z włoskim koncernem ENI<sup>11</sup>. Kraje UE niepokoją się o bezpieczeństwo dostaw ropy, zwłaszcza Włochy, które do początku działań wojennych w Libii kupowały około 20% ropy<sup>12</sup>. Nieco mniejsze dostawy mieli zagwarantowane Francuzi (Total), Hiszpanie (Repsol) i Niemcy (Wintershall) oraz Chińczycy (CPNC) i Amerykanie (ExxonMobil, Chevron, Occidental Petroleum, Hess, ConocoPhillips)<sup>13</sup>. Zwycięstwo powstańców w Libii na pewno doprowadzi do poważnych zmian w sektorze petrochemicznym kraju. Przedstawiciel libijskiej Tymczasowej Rady, Zeidan, zapowiedział, że przyszłe libijskie władze będą respektować dotychczasowe kontrakty na ropę i jednocześnie „wezmą pod uwagę państwa, które nam pomogą” [w utrwaleniu przejętej władzy]<sup>14</sup>. Libia ma strategiczne znaczenie dla europejskich odbiorców ropy, nie tylko ze względu na duże zasoby tego surowca, ale również ze względu na jej położenie geograficzne wobec Europy.

Libia to nie tylko źródła ropy i gazu, ale również wrota do Afryki. Obalenie reżimu Kaddafiego otworzyło Amerykanom i Europejczykom dostęp lądowy do bogatych w zasoby naturalne Czadu i Sudanu. Kompanie ExxonMobil i Chevron uczestniczą w wydobyciu ropy w południowym Czadzie

<sup>9</sup> *Oil and Libya*, [http://www.koreatimes.co.kr/www/news/opinion/2011/09/160\\_94813.html](http://www.koreatimes.co.kr/www/news/opinion/2011/09/160_94813.html) – 15.09.2011.

<sup>10</sup> *What's really at stake in Libya*, By Pepe Escobar, [http://www.atimes.com/atimes/Middle\\_East/MF30Ak02.html](http://www.atimes.com/atimes/Middle_East/MF30Ak02.html) – 30.06.2011.

<sup>11</sup> J. Szygiel, *Libia: drobne problemy w wojnie o ropę*, <http://www.nacjonalista.pl/2011/04/05/libia-drobne-problemy-w-wojnie-o-rope/> – 05.04.2011.

<sup>12</sup> J. Różalski, *Wojna o ropę, nie o ludzi?*, [http://www.emetro.pl/emetro/1,85648,9296617,Wojna\\_o\\_ropę\\_nie\\_o\\_ludzi\\_.html](http://www.emetro.pl/emetro/1,85648,9296617,Wojna_o_ropę_nie_o_ludzi_.html) – 21.03.2011.

<sup>13</sup> *Libijski Tort Naftowy – o co chodzi w wojnie w Libii?*, <http://strefainfo.blogspot.com/2011/03/libijski-tort-naftowy-czyli-o-co-chodzi.html> – 23.03.2011.

<sup>14</sup> J. Szygiel, *Libia: cicha wojna o ropę, czyli jak do tego doszło*, <http://szygiel.salon24.pl/292724,libia-cicha-wojna-o-rope-czyli-jak-do-tego-doszlo> – 31.03.2011.

oraz są zaangażowane w budowę ropociągu. Południowy Czad to z kolei brama do ogromnych złóż ropy naftowej w sąsiednim Darfurze (Sudan)<sup>15</sup>.

Podsumowując, wojna w Libii o „demokrację” i „ochronę praw człowieka” miała w rzeczywistości zupełnie inną misję. Kraj bogaty w zasoby naturalne ma ważne znaczenie strategiczne w rejonie Morza Śródziemnego, jednak jest on bardzo zróżnicowany etnicznie, nie posiada instytucji politycznych, które ułatwiłyby formowanie nowego systemu politycznego, co może doprowadzić do konfliktu interesów grup etnicznych i spowodować kolejną wojnę domową o prawo do zarządzania strategicznymi sektorami gospodarki. Na razie trudno prognozować, jak potoczy się życie w Libii po zakończeniu wojny i jak szybko kraj ten wstąpi na drogę reform.

Afryka nadal boryka się z problemami wewnętrznymi, szukając nowych rozwiązań zażegnania tragicznych wydarzeń na kontynencie. Dotyczą one głównie walki o polityczną i ekonomiczną kontrolę zasobów naturalnych<sup>16</sup>. Delta Nigru to jeden z regionów kontynentu afrykańskiego, gdzie aktywnie działają zagraniczne kompanie naftowe wydobywające ropę, co od wielu lat stanowi przedmiot narastających konfliktów wewnętrznych toczących się pomiędzy nigeryjską ludnością a wielkimi koncernami naftowymi. Z chwilą, gdy zachodnie koncerny zainteresowały się bogatym w ropę obszarem delty, pojawiły się pierwsze ruchy separatystyczne żądające autonomii i równego dostępu do zysków z wydobycia surowca<sup>17</sup>.

Burzliwa historia „gorączki czarnego złota” rozpoczęła się w Nigerii wraz z aktywną działalnością Ruchu na Rzecz Przetrwania Ludu Ogoni (Mosop). Akcje podejmowane przez Mosop skierowane były przeciwko korporacyjnej globalizacji i skupiały się na walce z polityką rządu w porozumieniu z kompanią naftową Shell. Demonstracje, które miały miejsce na początku lat 90. XX wieku miały na celu zwrócenie uwagi wspólnoty międzynarodowej na łamanie praw człowieka i korupcję w przemyśle wydobywczym. Egzekucje ludzi (10 listopada 1995), którzy pragnęli zmienić „naftową” politykę Nigerii, zapoczątkowały falę konfliktów pomiędzy miejscową ludnością a kompaniami naftowymi. Zaczęły powstawać kolejne ruchy protestacyjne, które walczyły o wpływ na proces wydobywania ropy naftowej w kraju. Napięta sytuacja w regionie zwróciła uwagę organizacji międzynarodowych ONZ i Amnesty International. Aby uzyskać dostęp

<sup>15</sup> Libia to nie tylko złoża ropy i gazu, <http://af.reuters.com/article/investingNews/idAFJ0E69100F20101002>.

<sup>16</sup> M. Piasecka, *Nigeria – wojna o czarne złoto*, <http://www.psz.pl/tekst-2231/Malgorzata-Piasecka-Nigeria-wojna-o-czarne-zloto> – 6.02.2006.

<sup>17</sup> B. Marcinkowski, *Czarny ład – czarne złoto – czarny scenariusz? Przypadek Nigerii*, <http://ebe.org.pl/misja-specjalna/czarny-lad-czarne-zloto-czarny-scenariusz-przypadek-nigerii.html> – 13.07.2011.

do złóż, koncerny naftowe zmuszone były do współpracy z miejscowymi firmami sektora gospodarczego. Jednak nie dało to oczekiwanych rezultatów, a posłużyło tylko celom medialnym, aby zapewnić świat, że sytuacja w delcie Nigru jest opanowana. Koszty transferowane do państw – właścicieli złóż były minimalne w porównaniu z zyskami, jakie osiągały koncerny naftowe – Shell, Chevron czy Agip, zlokalizowane w Nigerii. W regionie nadal kwitła korupcja, a miejscowa ludność nadal żyła na granicy nędzy. Taka sytuacja doprowadziła do aktywizacji bojówek (grupa „Młodych”), które zaczęły atakować miejscowości objęte wpływami kompanii naftowych (np. Basambiri, Benisede). Częstość zjawiskiem stały się porwania pracowników koncernów, liczne sabotaże, uszkodzanie rurociągów i platform wiertniczych<sup>18</sup>. Poważny konflikt w Nigerii wybuchł w 2006 roku, kiedy rebelianci z ugrupowania Ruch na Rzecz Wyzwolenia Delt Nigru (MEND) rozpoczęli ataki na instalacje naftowe w delcie rzeki. MEND jest jedną z najaktywniejszych organizacji na scenie politycznej południowej Nigerii, walczącą o zwiększenie udziału w zyskach od sprzedaży ropy przez ludność południa i zmianę charakteru pracy zachodnich koncernów, dewastujących środowisko Zatoki Gwinejskiej<sup>19</sup>. To właśnie ta organizacja doprowadziła do wybuchu tzw. wojny naftowej (14-21 września 2008).

W delcie Nigru działa kilka dużych koncernów naftowych, takich jak: Shell, ExxonMobil, Total, ENI, czy Chevron<sup>20</sup>. W 2008 roku nigeryjscy rebelianci zaatakowali platformę naftową Chevronu w Kula<sup>21</sup> i platformę koncernu Royal Dutch Shell w Alakiri w stanie Rivers<sup>22</sup>. Konflikt doprowadził do chaosu w regionie i znacznie ograniczył wydobycie ropy naftowej w kraju. W rezultacie Nigeria straciła na rzecz Angoli pozycję największego producenta ropy w Afryce<sup>23</sup>.

Sytuacja w Nigerii coraz bardziej niepokoi wspólnotę międzynarodową, szczególnie USA, które importują 15% ropy z Zatoki Gwinejskiej<sup>24</sup>. Niektórzy analitycy wydarzeń w Nigerii z ostatnich 15 lat nie wykluczają,

<sup>18</sup> M. Piasecka, op. cit.

<sup>19</sup> B. Marcinkowski, op. cit.

<sup>20</sup> „Wojna naftowa” w Nigerii. Atak na Chevrona, [http://www.rp.pl/arttykul/190643\\_Wojna\\_naftowa\\_w\\_Nigerii\\_Atak\\_na\\_Chevrona.html](http://www.rp.pl/arttykul/190643_Wojna_naftowa_w_Nigerii_Atak_na_Chevrona.html) – 14.09.2008.

<sup>21</sup> Ibidem.

<sup>22</sup> Nigeryjscy rebelianci wysadzili Shella, <http://www.tvn24.pl/12691,1564816,0,1,nigeryjscy-rebelianci-wysadzili-shella,wiadomosc.html> – 15.09.2008.

<sup>23</sup> P. Szczepaniak, *Rebelianci z delty Nigru grożą włoskim firmom*, <http://www.psz.pl/tekst-17353/Rebelianci-z-delty-Nigru-groza-wloskim-firmom> – 12.02.2009.

<sup>24</sup> M. Konarski, *Nigeryjscy rebelianci deklarują zawieszenie broni*, <http://www.psz.pl/tekst-13573/Nigeryjscy-rebelianci-deklaruja-zawieszenie-broni> – 21.09.2008.



że jeśli sytuacja w regionie nie ustabilizuje się, to państwo czeka los Sudanu, czyli rozpad na części<sup>25</sup>.

Mimo że demokratyczny system polityczny Nigerii i federalna struktura państwa gwarantują wysoką, jak na Afrykę, stabilność, brak porozumienia pomiędzy bojownikami i przedstawicielami amerykańskich i europejskich kompanii naftowych może doprowadzić do niekorzystnej sytuacji dla obu stron. Wspólnota międzynarodowa, która pilnie nadzoruje sytuację w kraju bardzo liczy na to, że stronom uda się dojść do porozumienia. Ponadto, obecny prezydent Nigerii, pochodzący z południa, chrześcijanin Jonathan Goodluck, być może złagodzi część napięć politycznych w regionie poprzez zwiększenie partycypacji południowych Nigeryjczyków w dochodach przemysłu naftowego<sup>26</sup>. Bogactwo zasobów naturalnych nie zawsze wiąże się z dobrobytem gospodarczym kraju i doskonałym przykładem tego jest Nigeria, zresztą jak i większość państw Afryki Północnej bogatych w zasoby energetyczne.

Na początku 2011 roku poważne zmiany (referendum niepodległościowe) zaszły w Sudanie – jednym z największych państw na kontynencie afrykańskim. Kraj ten, bogaty w złoża ropy naftowej, jest bardzo zróżnicowany etnicznie i przeżył dwie wojny domowe, najkrwawsze w Afryce. Główne przyczyny konfliktu to sztucznie wytyczone granice państwa, różnice etniczne i religijne – muzułmańska północ i chrześcijańskie animistyczne południe. Jednak najważniejszą przyczyną wojen było nierównomierne występowanie zasobów ropy naftowej na terytorium państwa, a co za tym idzie – nierównomierny podział zysków z handlu „czarnym złotem” oraz rywalizacja o dostęp do złóż naftowych i prawo do ich zagospodarowania.

Gdy Sudan Południowy zbliżał się do formalnej niepodległości, w maju 2011 roku doszło do eskalacji konfliktu pomiędzy plemionami północy i południa o roponośną prowincję Abyei. Znajduje się ona na spornym terytorium i zarówno Chartum jak i Dżuba roszczą pretensje do tego regionu, który od ponad 50 lat jest przyczyną krwawych starć. Abyei obfituje w pastwiska, wodę i posiada jedno z największych naftowych złóż – Defra, które wspólnie eksploatują Greater Nile Petroleum Operating Company (GNPOC) oraz konsorcjum na czele z China National Petroleum

<sup>25</sup> M. Barański, *Konflikt w Delcie Nigru uderza w nigeryjski sektor naftowy*, <http://www.psz.pl/tekst-17571/Walki-w-Delcie-Nigru-odbija-sie-na-wydobyciu-ropy> – 19.02.2009.

<sup>26</sup> Nigeria jest państwem złożonym z trzech różnorodnych regionów: muzułmańskiej północy, południowego zachodu zamieszkanego przez plemię Jorubów (chrześcijanie i muzułmanie) oraz chrześcijańskiego południowego wschodu. Największym roponośnym regionem jest delta rzeki Niger na południu kraju, B. Marcinkowski, op. cit.



Corporation (CNPC)<sup>27</sup>. Abyei posiada „specjalny status administracyjny” i jest wspólnie zarządzana przez koalicję przedstawicieli Ludowego Ruchu Wyzwolenia Sudanu (SPLM) z Południa i Partię Kongresu Narodowego (NCP) z Północy. Problem z przynależnością prowincji miał zostać uregulowany w czasie referendum niepodległościowego, kiedy planowano, że jednocześnie będzie przeprowadzone głosowanie o przynależności Abyei do jednego z państw. Jednak do głosowania w sprawie prowincji nie doszło, co doprowadziło do kolejnych starć w maju 2011 roku.

9 lipca 2011 został podpisany Akt Niepodległości Południowego Sudanu i w ten sposób na mapie politycznej świata pojawiło się najmłodsze i jednocześnie najbiedniejsze państwo ze stolicą w mieście Dżuba. Jednak w momencie ogłoszenia niepodległości Sudanu Południowego pogorszyły się jego stosunki z Sudanem. Najpierw rząd w Chartumie nałożył opłaty tranzytowe wynoszące 22,8 dolara za baryłkę ropy, kiedy opłaty innych państw wynoszą 1,8 dolara za baryłkę. Nieco później, oskarżając Dżubę o niepłacenie obowiązkowego cła, Chartum zablokował eksport ropy z Sudanu Południowego przez porty morskie Sudanu<sup>28</sup>.

Od czasu uzyskania niepodległości Sudan Południowy przyciąga uwagę większości państw świata, a szczególnie USA i Chin, które są zainteresowane zasobami ropy naftowej. USA już wyraziły wsparcie nowo powstałemu państwu w sferze gospodarki<sup>29</sup>. Amerykańska kompania Chevron, jako pierwsza, w 1979 roku przeprowadziła prace poszukiwawcze w Sudanie Południowym. Jednak projekt został zamrożony w związku z wybuchem wojny w regionie.

Trudno przewidzieć, czy władze Sudanu i Sudanu Południowego dojdą do porozumienia i rozstrzygną konflikt wokół Abyei pokojowo. Region jest pod czujnym nadzorem ONZ i wspólnoty międzynarodowej, które apelują do władz obydwu państw o powstrzymanie użycia siły, aby zażegnane konflikty nie wybuchły ponownie.

<sup>27</sup> D. Ooko, *Abyei: sudańska beczka prochu*, [http://www.stosunkimiedzynarodowe.info/arttykul,1009,Abyei\\_sudanska\\_beczka\\_prochu](http://www.stosunkimiedzynarodowe.info/arttykul,1009,Abyei_sudanska_beczka_prochu) – 24.05.2011.

<sup>28</sup> *Sudan zablokował dostawy ropy do nowego państwa!*, [http://korwin-mikke.pl/afryka/zobacz/sudan\\_zablokował\\_dostawy\\_ropy\\_do\\_nowego\\_panstwa/45257](http://korwin-mikke.pl/afryka/zobacz/sudan_zablokował_dostawy_ropy_do_nowego_panstwa/45257) – 7.08.2011.

<sup>29</sup> А. Вишнеvesкий, *Африка вступает в эпоху передела границ. Черный континент может взорваться?*, <http://www.win.ru/school/8156.phtml> – 13.01.11.

## ZATOKA PERSKA

W związku z wydarzeniami w Afryce Północnej pojawiły się obawy, że „efekt domina” może rozprzestrzenić się na monarchie arabskie w rejonie Zatoki Perskiej. Skutki destabilizacji mogą być tam o wiele poważniejsze niż wydarzenia w Tunezji czy Egipcie. Pierwsze demokratyczne wybory w Egipcie mogą zagrozić Izraelowi, może powrócić kwestia granicy w Strefie Gazy i rewizji umów z Camp David (1978).

Zupełnie inne zagrożenie może wiązać się z Arabią Saudyjską, która jest nawet nie autorytarną, a totalitarną monarchią, z bardzo niskim poziomem kultury politycznej i poważnym zróżnicowaniem społecznym. W kraju nie istnieje legalna działalność opozycyjna. Zamieszki wewnętrzne mogą doprowadzić do wojny domowej. Arabia Saudyjska od ponad pół wieku jest głównym partnerem USA w regionie. Utrata pozycji lidera negatywnie odbija się na interesach energetycznych USA. Co gorsze, zamieszki w Arabii Saudyjskiej mogą rozprzestrzenić się na inne monarchie Zatoki Perskiej, szczególnie na Kuwejt i Zjednoczone Emiraty Arabskie. Destabilizacja w regionie doprowadzi do wstrzymania dostaw ropy naftowej<sup>30</sup>.

W związku z wydarzeniami w Libii monarchie Zatoki Perskiej po raz pierwszy wyszły na arenę światową w roli samodzielnych graczy, wykorzystując przy tym maksymalnie własne środki pieniężne oraz zasoby informacyjne. Poza tym państwom tym udało się odwrócić bieg negatywnych wydarzeń w świecie arabskim i zahamować rozprzestrzenianie się rewolucji w Zatoce. Sytuacja w Libii potwierdziła, że dzisiaj kraje arabskie tamtego obszaru stają się w pewnym stopniu samodzielnym centrum geopolitycznym i są lojalnymi partnerami państw zachodnich<sup>31</sup>. Jednak taka sytuacja też budzi obawy u obserwatorów międzynarodowych, ponieważ prawie we wszystkich państwach Zatoki Perskiej panują rządy autorytarne, którym udaje się zachować stosunkowo stabilną sytuację tylko dzięki obecności sił wojskowych i baz USA.

W obecnej sytuacji w regionie szczególną uwagę należy poświęcić strategii energetycznej USA. Jest to jedyny kraj na świecie, który posiada własne olbrzymie zasoby ropy i gazu, wydobyte których w rezultacie reform w latach 70. XX wieku zostało zamrożone i stanowi strategiczne rezerwy państwa. W związku z taką polityką USA na początku lat 80. XX

<sup>30</sup> А. Рублев, *Эффект домино: Тунис, Египет, далее – нефтяные монархии Персидского залива? В 2011 году начнется стремительный рост цен на нефть*, <http://www.win.ru/school/6643.html> – 31.01.11.

<sup>31</sup> Idem, *Ливия: кто победил и кто проиграл. Во что обойдется Европе ошибка Саркози?*, <http://win.ru/school/8242.html> – 16.09.11.

wieku z największego eksportera ropy naftowej stały się największym jej importerem. Posiadanie zamrożonych rezerw w przyszłości pozwoli USA zachować status światowego mocarstwa oraz może spowodować sytuację, że USA okażą się jednym z niewielu państw, które jeszcze posiadają zasoby ropy, co pozwoli dyktować warunki na rynku energetycznym. Obecnie USA aktywnie poszukują nowych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na świecie i próbują zapewnić sobie kontrolę nad strategicznie ważnymi regionami, jak Bliski Wschód i Afryka Północna, a także nawiązać współpracę w regionie Morza Kaspijskiego i w Azji Środkowej<sup>32</sup>.

Ropa naftowa stanowi rdzeń współczesnej gospodarki przemysłowej USA, które jako pierwsze państwo na świecie rozwinęło przemysł wydobywczo-przetwórczy ropy naftowej na szeroką skalę (Titusville, Pensylwania, 1859). Odgrywa on strategiczną rolę w gospodarce w zakresie narodowego bezpieczeństwa USA. Połączenie tych elementów czyni ropę naftową centralnym ogniwem amerykańskiej siły gospodarczej i militarnej. Zdaniem Roberta E. Ebla, eksperta z Centrum Badań Strategicznych i Międzynarodowych, „ropa naftowa napędza potęgę militarną, skarb państwa i politykę międzynarodową”. Jest „czynnikiem zapewniającym dobrobyt, narodowe bezpieczeństwo oraz międzynarodową potęgę tym, którzy posiadają ten kluczowy surowiec, i czymś przeciwnym dla tych, którzy są go pozbawieni”<sup>33</sup>.

W 1983 roku zostało formalnie utworzone Centralne Dowództwo (Centcom), którego głównym zadaniem jest ochrona globalnego przepływu ropy naftowej. Obszar odpowiedzialności (Area of Responsibility) Centcomu rozciąga się od Egiptu po Kirgistan, jego geograficzne i strategiczne znaczenie stanowi basen Zatoki Perskiej, obejmujący terytorium pięciu największych producentów ropy – Iranu, Iraku, Kuwejtu, Arabii Saudyjskiej oraz Zjednoczonych Emiratów Arabskich. Najważniejszym szlakiem transportowania ropy z tego regionu jest Cieśnina Ormuz. Ochrona drożności tej trasy oraz zapobieganie i likwidowanie wszelkich przeszkód w ciągłości produkcji ropy w Zatoce Perskiej jest głównym zadaniem sił Centcomu. USA prowadzą prace poszukiwawczo-wydobywcze niemalże we wszystkich krajach posiadających złoża ropy i gazu. Ponadto w regionie Zatoki Perskiej rozmieszczone są amerykańskie bazy wojskowe, co pozwala na stałą kontrolę regionu (mapa 8).

<sup>32</sup> *Энергетические войны США: кто на очереди?*, <http://army-news.ru/2011/05/energeticheskie-vojny-ssha/> – 14.05.2011.

<sup>33</sup> R.E. Ebel, *Geopolitics of Energy into the 21st Century*, Resource Person IGAD Symposium, 16-18 August, 2002, s. 45-58; M.T. Klare, *Krew i nafta. Niebezpieczeństwa i konsekwencje rosnącej zależności Ameryki od importowanej ropy naftowej*, Agencja Wydawnicza i Reklamowa AKCES, Warszawa 2006, s. 23-24.

## Mapa 8. Bazy wojskowe USA w Zatoce Perskiej



Źródło: *The Asia-Pacific Journal. Japan Focus*, <http://www.japanfocus.org/data/1.%20us-bases-in-the-middle-east-a.jpg>.

Od 1983 roku siły Centcomu walczyły w czterech poważnych konfliktach: podczas wojny Iraku z Iranem w latach 1980-1988, wojny w Zatoce Perskiej w 1991, wojny w Afganistanie w 2001, oraz w wojnie z Irakiem w 2003 roku. Prawie wszystkie konflikty, oprócz Afganistanu, pośrednio dotyczyły zasobów energetycznych.

Zależność od ropy naftowej osłabia Amerykę na kilka sposobów: przede wszystkim państwo może być zagrożone przerwami w dostawach z zagranicy (kryzysy naftowe w latach 1973-1974 oraz 1979-1980), zależność pociąga za sobą olbrzymi transfer zasobów ekonomicznych ze Stanów Zjednoczonych do ich zagranicznych dostawców. Z politycznego punktu widzenia taka zależność często wymaga od Ameryki wyświadczenia przysług zagranicznym dostawcom. W zamian za ropę państwa eksporterzy ropy regularnie domagają się nie tylko pieniędzy, ale również poparcia na forum Organizacji Narodów Zjednoczonych, transferu zaawansowanego uzbrojenia, wojskowej ochrony. Często USA są zobowiązane tak czynić, żeby zapewnić sobie dopływ ropy. Taka zależność może zagrażać bezpieczeństwu Ameryki, wciągając ją w zamorskie wojny naftowe lub wywołując gwałtowną wrogość religijnych

i politycznych frakcji, dla których obecność USA na ich terytorium jest drażliwa<sup>34</sup>. W takiej sytuacji Stany Zjednoczone są narażone na ataki zarówno za granicą, jak i na własnym terytorium (np. atak 11 września 2001).

Cechą charakterystyczną Zatoki Perskiej jest to, że państwa tego regionu zużywają niewielki procent ropy na własne potrzeby, podczas gdy większość pozostałych (Rosja, Norwegia, Kanada, Meksyk i inne) wykorzystują znaczącą część wydobytej ropy na potrzeby wewnętrzne. Ważnym czynnikiem jest fakt, iż ryzyko niepokoju i konfliktów w regionie Zatoki Perskiej jest w znacznym stopniu związane z destabilizującym wpływem samej produkcji ropy. Wywołuje to społeczne i polityczne napięcia, które przekształcają się w zamęty i konflikty, spowodowane przepaścią pomiędzy uprzywilejowanymi i upośledzonymi warstwami miejscowej ludności.

Dane zgromadzone przez Departament Energii USA oraz największe kompanie naftowe, takie jak British Petroleum (BP), pokazują, jak bardzo zależne od największych dostawców z regionu Zatoki Perskiej staną się w przyszłości Stany Zjednoczone i inne państwa importujące ropę z krajów tamtego rejonu. Jest to spowodowane tym, że wielkość złóż z obszaru Zatoki Perskiej nie ma potwierdzonych szacunków rezerw ropy. Państwa spoza Zatoki posiadają rozwiniętą i wyrafinowaną infrastrukturę, podczas gdy kraje arabskie wspomnianego regionu musiałyby zainwestować setki miliardów dolarów w nową infrastrukturę, a także pozyskać nowe technologie wydobywania od największych międzynarodowych korporacji naftowych, ale podjęcie takich decyzji wymaga odpowiednich możliwości finansowych oraz chęci. Według Międzynarodowej Agencji Energetycznej (International Energy Agency, IEA), odpowiednie do przewidywanego zapotrzebowania zwiększenie wydobywania wymagałoby od producentów z regionu Zatoki Perskiej przeznaczenia w latach 2001-2030 około 523 miliardów dolarów na zakup nowego sprzętu i technologii<sup>35</sup>. Jeszcze jednym bardzo ważnym czynnikiem jest to, że przemysł naftowy w większości państw Zatoki Perskiej jest kontrolowany przez państwo, co nie pozwala międzynarodowym kompaniom naftowym na prowadzenie pełnej działalności na ich terytorium. Na przykład, sektor naftowy Arabii Saudyjskiej kontroluje państwowa kompania naftowa Saudi Aramco i saudyjscy przywódcy nie zgadzają się na jakikolwiek udział zagranicznych firm w krajowym wydobywaniu ropy. Podobnie wygląda sytuacja w Kuwejcie, gdzie konstytucja nie pozwala na to, by właścicielem rezerw ropy były podmioty zagraniczne<sup>36</sup>. Rządząca ro-

<sup>34</sup> R.E. Ebel, op. cit., p. 12-25.

<sup>35</sup> *EIA Saudi Arabia*, [http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Saudi\\_Arabia/Full.html](http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Saudi_Arabia/Full.html) – November 2009.

<sup>36</sup> *EIA Kuwait*, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Kuwait/Full.html> – April 2009.



dzina al-Sabah była gotowa znieść te bariery, jednak parlament sprzeciwił się jakimkolwiek zmianom. Inne szejkanaty Zatoki – Katar i Zjednoczone Emiraty Arabskie, są bardziej otwarte na zagraniczne inwestycje, ale zwiększenie wydobycia napotyka tam na problemy prawne i techniczne<sup>37</sup>.

Iran i Irak stanowią inny problem. Dwie dekady wojen i sankcje gospodarcze nałożone przez ONZ w przypadku Iraku, i przez USA w przypadku Iranu, nadwątlili ich infrastrukturę naftową oraz ograniczyły zdolności produkcyjne. Odbudowa infrastruktury i zwiększenie wydobycia w obu państwach wymagają dużego napływu zagranicznego kapitału<sup>38</sup>.

Istnieją poważne przeszkody natury politycznej i wojskowej w regionie – złożone i o zróżnicowanym charakterze. Stany Zjednoczone starają się utrzymywać przyjazne stosunki z wieloma kluczowymi producentami – zwłaszcza z Arabią Saudyjską, Kuwejtem, Katar, Omanem, Zjednoczonymi Emiratami Arabskimi, ale państwa te niezbyt chętnie „bratają się” z Ameryką, szczególnie ze względu na bardzo bliskie związki USA z Izraelem.

Jeszcze w 2001 roku administracja prezydenta Busha zdefiniowała dwa kluczowe cele polityki dotyczące państw Zatoki Perskiej produkujących ropę naftową – znaczący wzrost wydobycia ropy oraz poprawa bezpieczeństwa. Zwiększenie poziomu bezpieczeństwa było zależne od działań na kilku poziomach: zapewnienia stabilizacji w Arabii Saudyjskiej pod rządami dynastii Saudów; usunięcia Saddama Husajna z Iraku i zastąpienia go stabilnym rządem; wzmocnienia nacisku na rząd irański, prowadzącego ostatecznie do powstania rządu przyjaznego Stanom Zjednoczonym.

Od początku 2001 do końca 2008 roku administracja Busha przeznaczyła olbrzymie środki na podporządkowanie sobie krajów regionu Zatoki Perskiej i zwiększenie wydobycia ropy naftowej na wspomnianym obszarze. Rezultatem takiej działalności było obalenie Saddama Husajna, wzmocnienie pozycji saudyjskiej rodziny królewskiej, znacznie ograniczono możliwości działania Al-Kaidy w Afganistanie. Przedsięwzięcia te nie osiągnęły jednak swoich podstawowych celów. Region pozostał niebezpieczny i niestabilny, a wzrost produkcji ropy był nieznaczny. Najbardziej kłopotliwą kwestią był Irak. Wojna tam wciąż trwa, a przywrócenie pokoju i rozpoczęcie wydobycia ropy na pełną skalę jest raczej odległe. Równie niepewna jest przyszłość Arabii Saudyjskiej. Źródeł destabilizacji w państwie było kilka – obecność wojskowa Amerykanów w królestwie, zarzuty wobec rodziny królewskiej o brak reakcji władz na stałe poparcie Waszyngtonu dla działań Izraela przeciwko Palestyńczykom – poprzez zerwanie lub

<sup>37</sup> EIA, Qatar, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Qatar/Background.html> – December 2009.

<sup>38</sup> EIA Iran, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Iran/Full.html> – February 2009; EIA Iraq, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Iraq/Full.html> – June 2009.



osłabienie związków ze Stanami Zjednoczonymi. Chociaż amerykańskie jednostki wojskowe opuściły to państwo – inne kluczowe problemy, takie jak korupcja rodziny królewskiej oraz jej opór wobec reform, nie znikły<sup>39</sup>.

Unia Europejska jest trzecim co do wielkości importerem ropy naftowej z regionu Zatoki Perskiej. O wpływy w regionie rywalizują z USA przede wszystkim państwa azjatyckie – Chiny, Japonia, Malezja, Indonezja, Indie.

## REGION MORZA KASPIJSKIEGO

Na północ od Zatoki Perskiej, wzdłuż zachodniej granicy Iranu, rozciąga się kolejny obszar bogaty w surowce energetyczne. Jest to region Morza Kaspijskiego. Obszar ten uznawany jest za kryjący drugie co do wielkości pokłady ropy naftowej i gazu ziemnego.

Obszar wokół Morza Kaspijskiego znalazł się w centrum uwagi już w latach 90. XX wieku, od kiedy republiki radzieckie odzyskały niepodległość. Rosja (ZSRR), która przez 72 lata była monopolistą, zarówno pod względem wydobycia surowców naturalnych z tego regionu, jak i ich transportu, utraciła pozycję lidera na rzecz nowych inwestorów z Zachodu, lecz pragnąc ją utrzymać, jak również zachować monopol na tranzyt ropy naftowej i gazu ziemnego przez swoje terytorium, zaczęła prowadzić politykę zastraszania i szantażu energetycznego<sup>40</sup>.

Ze względu na rosnący popyt na surowce występujące w regionie Morza Kaspijskiego widoczna jest konfrontacja pomiędzy dwoma mocarstwami – Rosją i Stanami Zjednoczonymi. Jednak coraz bardziej interesują się tym regionem państwa azjatyckie – Chiny, Indie, Japonia, również Unia Europejska. Region Morza Kaspijskiego to teren wielu sporów religijnych i etnicznych, nieuregulowanych granic państwowych, roszczeń terytorialnych, rozpowszechniania się autorytarnej formy rządów, nierównomiernego rozwoju gospodarczego. Sytuację komplikuje fakt, iż obszar Morza Kaspijskiego jest zamknięty i surowce wydobywane w tym regionie trzeba transportować przez państwa trzecie, co często jest przyczyną konfliktów i napięć politycznych i ekonomicznych<sup>41</sup>.

Największym rywalem Rosji na Morzu Kaspijskim stały się Stany Zjednoczone, których obecność w regionie wynikała z programu Pokój dla Pokoju (PdP), podczas gdy Rosja traktowała to jako ingerencję w strefę

<sup>39</sup> T. Kaczmarek, R. Jarosz, *Czy ropa rządzi światem?*, Oficyna Wydawnicza Branta, Bydgoszcz – Warszawa 2006, s. 141.

<sup>40</sup> Ibidem, s. 101.

<sup>41</sup> Ibidem.

swoich wyłącznych i żywotnych wpływów. Sytuacja uległa zmianie po wydarzeniach 11 września 2001 roku, gdy w ramach koalicji walczącej z terroryzmem międzynarodowym Rosja zmieniła zdanie i pozwoliła na obecność w regionie Morza Kaspijskiego wojsk amerykańskich, widząc w tym korzyści (mniejsze wydatki na utrzymanie własnego wojska).

Głównym celem Moskwy jest zapewnienie swoim firmom kontraktów na transport większości ropy naftowej z regionu Morza Kaspijskiego przez istniejącą sieć rurociągów rosyjskich do Morza Czarnego i dalej, do Europy. Ponadto Rosja chce zapewnić wiodącą rolę swoim korporacjom naftowym we wszelkich projektach oraz w istniejących już konsorcjach, takich jak AIOC (Azerbejdżan International Operating Company) oraz CPC (Caspian Pipeline Consortium), co niewątpliwie gwarantowałoby ogromne zyski.

Waszyngton ma dwa strategiczne cele, nieco odmienne od rosyjskich. Pierwszy – to dostrzeżenie regionu Morza Kaspijskiego jako alternatywnego źródła nośników energii dla tych dostarczanych z Zatoki Perskiej. Drugi, który jest częścią sporu pomiędzy Rosją i USA, to stworzenie takiej infrastruktury rurociągów, która omijałaby terytorium Rosji i Iranu. USA chcą, aby nowe ropociągi i gazociągi przebiegały przez Kazachstan, Turkmenistan do Azerbejdżanu, dalej przez Gruzję do Turcji. Rosja natomiast stara się zaprowadzić względny spokój w Czeczenii i Dagestanie, bowiem jest to niezbędny warunek, by projektowane rurociągi mogły biec w dalszym odcinku przez Rosję. Jednocześnie Moskwa jest zainteresowana destabilizowaniem sytuacji w Gruzji, aby podważyć wizerunek międzynarodowy tego kraju. Nie do końca zrozumiała jest postawa Rosji wobec konfliktu o Górny Karabach, co też powoduje napięcia w regionie.

Gospodarka amerykańska jest największym na świecie konsumentem ropy naftowej, zużywając jej ponad 1 mld ton rocznie, co stanowi 23,9% globalnego wydobycia<sup>42</sup>. Jednocześnie staje się ona coraz bardziej zależna od dostaw zewnętrznych, gdyż już obecnie 58% zużywanej w USA ropy pochodzi z importu. Według danych British Petroleum, Stany Zjednoczone posiadają 29,4 mld baryłek ropy naftowej (2008), co stanowi 2,4% rozpoznanych światowych zasobów tego surowca i 5,98 trln m<sup>3</sup> gazu ziemnego, czyli 3,4% globalnych zasobów. Z danych wynika, że uzależnienie gospodarki amerykańskiej, szczególnie od ropy naftowej, będzie się sukcesywnie zwiększać<sup>43</sup>. Dlatego Morze Kaspijskie ma bardzo ważne znaczenie dla USA i nietrudno przewidzieć, że ich wpływy w regionie będą rosnąć.

<sup>42</sup> BP Statistical Review of World Energy, June 2011.

<sup>43</sup> *Region Azji Centralnej jako obszar wpływów międzynarodowych*, red. B. Bojarczyk, A. Ziętek, Wydawnictwo Uniwersytetu Marii Curie-Skłodowskiej, Lublin 2008, s. 142.

Morze Kaspijskie posiada również strategiczne położenie geograficzne, ponieważ z jednej strony graniczy z Azerbejdżanem, a z drugiej – z państwami Azji Środkowej: Kazachstanem i Turkmenistanem. Poza tym dostęp do morza posiadają Rosja i Iran. Projekty, które są realizowane w tym regionie, wiążą się też z projektami energetycznymi w Azji Środkowej. Azerbejdżan i Gruzja są państwami, przez których terytorium przebiegają alternatywne rurociągi eksportujące zasoby energetyczne do Unii Europejskiej. Dlatego też ostatnim wydarzeniom w Gruzji i Azerbejdżanie należy poświęcić szczególną uwagę.

### KAUKAZ POŁUDNIOWY<sup>44</sup>

Regionem Kaukazu Południowego szczególnie zainteresowana jest Rosja. Polityka rosyjska w tym regionie ma charakter bardziej bilateralny niż regionalny. Wynika to przede wszystkim z braku wspólnie wypracowanej koncepcji politycznej pomiędzy Rosją a Azerbejdżanem, Gruzją i Armenią. Przyczyn tego jest kilka – państwa regionu różnią się poziomem rozwoju gospodarczego oraz prowadzoną polityką zagraniczną. Poza tym te trzy państwa Kaukazu Południowego również nie posiadają wspólnej strategii politycznej i współpracy pomiędzy sobą.

Głównym celem Rosji na Kaukazie Południowym jest utrzymanie państw tego regionu w strefie własnych wpływów, co z każdym rokiem jest trudniejsze, o czym świadczyć może konflikt gruzińsko-osetyjski, w którym Rosja opowiedziała się po stronie Osetii Południowej. Jako główne przyczyny wojny nazywanej rosyjsko-gruzińską zachodni analitycy wskazują:

- starania Rosji o niedopuszczenie do rozszerzenia NATO,
- starania o pogorszenie wizerunku Gruzji, która po rewolucji róż uzyskała silne wsparcie ze strony UE i USA,
- starania Gruzji o posiadanie roli głównego państwa tranzytowego w regionie południowego Kaukazu.

Poprzez wywołanie konfliktu Kreml w pewnym stopniu osiągnął postawione cele.

Rok 2008 był trudny pod względem politycznym i ekonomicznym: narastał światowy kryzys gospodarczy, co spowodowało wzrost cen na surowce o znaczeniu strategicznym, czyli – ropę i gaz; miały miejsce niełatwe negocjacje z udziałem Francji, Wielkiej Brytanii, USA, UE i Rosji w sprawie irańskiego programu nuklearnego; odbywała się kampania wyborcza w USA

<sup>44</sup> Nie poświęcono uwagi Armenii, która jest uboga w zasoby surowców energetycznych i w porównaniu z Gruzją oraz Azerbejdżanem nie odgrywa znaczącej roli w transporcie surowców.

– to wszystko spowodowało sytuację, iż Zachód pogrążył się we własnych problemach i mniejszą uwagę poświęcono problemom międzynarodowym, w tym i na południowym Kaukazie. Taka sytuacja dawała Rosji pewną swobodę manewru. W 2008 roku Gruzja przeżywała kryzys polityczny i aby jeszcze bardziej pogorszyć sytuację oraz osłabić pozycję Tbilisi w regionie, Rosja spowodowała konflikt, który zachodnie media nazwały wojną o ropę i gaz.

Gruzja jest pozbawiona znaczących zasobów surowców energetycznych, jednak posiada dogodne położenie geograficzne, które z pewnością daje jej predyspozycje ekonomiczne jako obszarowi tranzytowemu. Od czasu kiedy do władzy w Gruzji doszła ekipa proeuropejska na czele z prezydentem Saakaszwili, sytuacja ekonomiczna zaczęła się poprawiać, głównie dzięki inwestycjom zagranicznym, które dotychczas państwa zachodnie wstrzymywały w związku z niestabilną sytuacją polityczną w regionie. Rozpoczęła się budowa ropociągów: Baku – Tbilisi – Ceyhan, Baku – Tbilisi – Supsa oraz gazociągu Baku – Tbilisi – Erzurum. Ogłoszone zostały także ambitne plany budowy gazociągu White Stream, co wywołało niezadowolone Rosji, ponieważ infrastruktura, która powstała i miała powstać omijała jej terytorium i stanowiła konkurencję w przesyłaniu surowców.

Kiedy rozpoczęły się działania wojenne tranzytowa infrastruktura Gruzji została uszkodzona (bombardowanie rafinerii w Poti oraz azerbejdzańskich cystern z ropą na kolejowym szlaku Baku – Tbilisi – Kars), ale szybko udało się ją naprawić. Wydarzenia z 2008 roku pokazały, jak wrażliwa jest infrastruktura energetyczna i to spowodowało zawieszenie inwestowania w alternatywne projekty transportu surowców energetycznych z południowego Kaukazu, zatrzymanie realizacji projektu Nabucco oraz jeszcze bardziej zwiększyło zależność europejskich państw od rosyjskich dostaw surowców.

Jednak Gruzja nie odstąpiła od planów integracji z UE i NATO, i w styczniu 2009 w Waszyngtonie została podpisana Karta o strategicznym partnerstwie pomiędzy USA i Gruzją, której głównym celem jest wzmocnienie bezpieczeństwa tranzytu surowców energetycznych na rynki europejskie przez terytorium Gruzji<sup>45</sup>.

Rozpoczęcie eksploatacji złóż na Morzu Kaspijskim, w azerbejdzańskim sektorze, coraz bardziej pozwala Azerbejdżanowi uniezależnić się od Rosji, zarówno politycznie jak i ekonomicznie. Uruchomienie rurociągów do Gruzji i Turcji pozwala Azerbejdżanowi eksportować surowce energetyczne do UE omijając terytorium Rosji i samodzielnie zawierać umowy na

<sup>45</sup> *Stany Zjednoczone i Gruzja podpisały Kartę strategicznego partnerstwa*, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/tydzien-na-wschodzie/2009-01-14/stany-zjednoczone-i-gruzja-podpisyaly-karte-strategicznego> – 14.01.2009.

dostawy z odbiorcami. Azerbejdżan jest otwarty na współpracę z zachodnimi koncernami przy zagospodarowaniu własnych złóż.

Głównym problemem, który może destabilizować sytuację w regionie i zakłócić dostawy surowców z Baku jest kwestia karabaska. Konflikt, który obecnie jest zamrożony, stał się dogodnym sposobem nacisku na Azerbejdżan przez Rosję, która podczas jego zaostrzenia poparła Armenię. Jednak od 2008 roku to właśnie Rosja przejęła inicjatywę działań pokojowych, organizując spotkania trójstronne<sup>46</sup>. 24 czerwca 2011 fiaskiem zakończyły się rozmowy prezydentów Azerbejdżanu – Ilhama Alijewa oraz Armenii – Serża Sargsjana, prowadzone w układzie 2+1 (Armenia, Azerbejdżan i Rosja) pod patronatem Rosji. Stronom nie udało się dojść do porozumienia w kwestii uregulowania konfliktu o Górny Karabach. Brak postępu w rozmowach nie zwiększa prawdopodobieństwa wybuchu kolejnego konfliktu zbrojnego, strony nie są zainteresowane takim rozwiązaniem sporu i są świadome, że przeciągający się brak konsensusu może przyczynić się do wzrostu napięcia<sup>47</sup>. Głównymi przyczynami braku porozumienia są: brak woli politycznej, wzrost potencjału militarnego Azerbejdżanu<sup>48</sup> oraz osłabienie ekonomiczne Armenii i niejasność stanowiska Rosji. Wznowieniem konfliktu nie jest zainteresowana żadna ze stron, jednak nie można go wykluczyć.

Niestabilność na południowym Kaukazie w pewnym stopniu jest wygodna dla Rosji, ponieważ nie pozwala na tranzyt surowców przez terytorium Gruzji, więc główną drogą kaspijskiej ropy na europejskie rynki pozostaje terytorium Rosji. Jednak należy pamiętać, że obok Gruzji jest jeszcze jeden, nawet bardziej ekonomicznie korzystny i najkrótszy szlak transportowania kaspijskich surowców do UE – to terytorium Iranu, który, mimo że pozostaje w izolacji politycznej, stara się prowadzić aktywną politykę w regionie Morza Kaspijskiego i Azji Środkowej.

Region południowego Kaukazu ze względu na korzystne położenie geograficzne ma strategiczne znaczenie dla UE. Dlatego został objęty Europejską Polityką Sąsiedztwa oraz Programem Partnerstwa Wschodniego. Południowy Kaukaz jest ważnym węzłem komunikacyjnym pod względem transportu surowców z regionu Morza Kaspijskiego i Azji Środkowej do Unii Europejskiej. Poza tym państwa regionu deklarują chęć dalszego zacieśnienia współpracy z UE, a Gruzja jest głównym partnerem UE w tym regionie.

<sup>46</sup> *Karabaska odyseja*, [http://www.new.org.pl/2011-03-08,karabaska\\_odyseja.html](http://www.new.org.pl/2011-03-08,karabaska_odyseja.html) – 8.03.2011.

<sup>47</sup> *Fiasko rozmów dotyczących uregulowania konfliktu karabaskiego*, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/tydzien-na-wschodzie/2011-06-29/fiasko-rozmow-dotyczacych-uregulowania-konfliktu-karabaskiego> – 29.06.2011.

<sup>48</sup> *Azerbejdżan się zbroi*, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/tydzien-na-wschodzie/2010-10-27/azerbejdzan-sie-zbroi> – 27.10.2010.

UE oraz USA aktywnie wspierają ten kraj na jego drodze budowania społeczeństwa demokratycznego, poszanowania praw człowieka, wzmocnienia rządów prawa, przeciwdziałania korupcji, likwidacji problemów na tle etnicznym. Podobne cele UE stawia pozostałym państwom regionu – Armenii i Azerbejdżanowi. Szczególnie UE zainteresowana jest w stabilności politycznej tego regionu, w rozwiązaniu zamrożonych konfliktów oraz w utrzymaniu bezpieczeństwa dostaw surowców energetycznych na rynki europejskie<sup>49</sup>.

## AZJA ŚRODKOWA

W aspekcie przedstawionych wcześniej tendencji, Azja Środkowa zapewne będzie stawać się jednym z priorytetowych obszarów amerykańskich interesów w zapewnieniu sobie trwałego dostępu do źródeł energii. Jednak w tym regionie, jak i na Morzu Kaspijskim, USA mają więcej konkurentów niż w regionie Zatoki Perskiej. O dostęp do środkowoazjatyckich surowców rywalizują również UE, Rosja, Chiny, Japonia, Indie, Korea Południowa i inne kraje.

Biorąc pod uwagę oficjalne stanowisko i wypowiedzi niektórych przedstawicieli administracji amerykańskiej, strategiczne interesy Stanów Zjednoczonych wobec Azji Środkowej obejmują trzy zasadnicze kwestie: 1) bezpieczeństwo, 2) energię i 3) regionalną współpracę gospodarczą oraz reformy polityczne i gospodarcze<sup>50</sup>. W niniejszym rozdziale omówione zostaną tylko zagadnienia energetyczne.

Jedną z kluczowych kwestii w amerykańskich działaniach na terenie państw Azji Środkowej, także w obszarze basenu Morza Kaspijskiego, jest realizacja projektów budowy gazociągów i ropociągów w ramach tzw. multiple pipeline strategy, zakładającej dywersyfikację dróg transportu nośników energii z pominięciem terenów Rosji i Iranu<sup>51</sup>.

Ewentualne nowe projekty inwestycyjne mają mieć charakter wielonarodowy i komercyjny, z wykorzystaniem przy ich realizacji finansowego i technologicznego wsparcia strony amerykańskiej. Deklarowana w oficjalnych dokumentach pomoc administracji waszyngtońskiej w budowie

<sup>49</sup> *Polityka zagraniczna i bezpieczeństwa na obszarze Wspólnoty Niepodległych Państw*, red. nauk. A. Legucka, K. Malak, Oficyna Wydawnicza RYTM, Warszawa, s. 115-128.

<sup>50</sup> *Region Azji Centralnej jako obszar wpływów międzynarodowych...*, s. 136; D. Fried, *A Strategy for Central Asia*, „The DISAM Journal”, Winter 2006, s. 99; A. Boucher, *U.S. Policy in Central Asia: Balancing Priorities, Statement to the House International Relations Committee, Subcommittee on Middle East and Central Asia*, [www.state.gov/p/sca/rls/rm/2006/65292.htm](http://www.state.gov/p/sca/rls/rm/2006/65292.htm) – 26.04.2006.

<sup>51</sup> *Region Azji Centralnej jako obszar wpływów międzynarodowych...*, s. 142-143; Z. Brzeziński, *Wielka szachownica. Główne cele polityki amerykańskiej*, Warszawa 1998, s. 175.



nowych linii przesyłowych ropy i gazu ziemnego ma na celu zwiększenie niezależności energetycznej przede wszystkim od Rosji i integracji regionalnej państw Azji Środkowej, oraz wzmocnienie ich więzi z gospodarką amerykańską i europejską (tabela 2)<sup>52</sup>.

Aby zwiększyć swój wpływ polityczny w tym regionie, oba mocarstwa starają się pozyskać sojuszników wśród państw powstałych po rozpadzie ZSRR, obiecując im pomoc gospodarczą, militarną i polityczną. Dotychczas ani Moskwa, ani Waszyngton nie zapewniły sobie pełnej realizacji założonych celów strategicznych. Rosja nadal stopniowo traci dominującą pozycję w transporcie ropy naftowej na rynki światowe, podczas gdy USA mają ogromne problemy z przekonaniem korporacji, aby dokonywały bardzo kosztownych inwestycji w budowę dróg transportowych z pominięciem terenów Rosji. Pod względem wielkości posiadanych złóż surowców energetycznych na szczególną uwagę w tym regionie zasługują dwa państwa – Turkmenistan i Kazachstan<sup>53</sup>.

Największym problemem Kazachstanu w zakresie realizacji polityki energetycznej jest transport ropy i jej dostawy na rynki światowe. Wokół tego zagadnienia rozwinęła się gra geopolitycznych interesów wielu państw spoza regionu. Kazachstan nie posiada własnej sieci rurociągów, dlatego jest zmuszony ściśle współpracować z Rosją, ale jednocześnie jest zainteresowany dywersyfikacją rurociągów i budową transnarodowych sieci niezależnych od Rosji<sup>54</sup>. Rzeczywiste plany Kazachstanu trudno określić, z jednej strony kraj deklaruje chęć współpracy w dziedzinie energetycznej z koncernami zachodnimi, z drugiej strony sam tę współpracę hamuje. Państwa zachodnie od dawna są zainteresowane inwestowaniem w sektor naftowy tego kraju z kilku powodów. Po pierwsze, Kazachstan jest najbardziej stabilnym krajem w regionie, do którego zalicza się jeszcze Turkmenistan, Uzbekistan, Tadżykistan i Kirgistan. Po drugie, posiada ogromny, do końca niezbadany, potencjał surowcowy. Tymczasem Rosja pracuje nad modernizacją innych połączeń z Kazachstanem, żeby polepszyć swój potencjał tranzytowy i jednocześnie utrudnić Astanie realizację projektów dywersyfikacyjnych<sup>55</sup>.

<sup>52</sup> *Region Azji Centralnej jako obszar wpływów międzynarodowych...*, s. 143.

<sup>53</sup> Uzbekistan odgrywa mniejszą rolę w regionie i rozwija bardziej ścisłą współpracę z Japonią i Chinami w sektorze energetycznym, szczególnie w dziedzinie eksploatacji uranowych złóż na terytorium kraju.

<sup>54</sup> Д. Прейгер, *Розвиток міжнародної системи транспортування вуглеводнів в умовах глобального та регіонального перерозподілу контролю за їх видобуванням і постачанням*, „Стратегічна панорама”, 2004, №1, [http://www.niisp.gov.ua/vydanna/panorama/issue.php?s=epoll&issue=2004\\_1](http://www.niisp.gov.ua/vydanna/panorama/issue.php?s=epoll&issue=2004_1).

<sup>55</sup> *Geopolityka rurociągów. Współzależność energetyczna a stosunki międzypaństwowe na obszarze postowieckim*, red. E. Wyciszewicz, Polski Instytut Spraw Międzynarodowych, Warszawa 2008, s. 164-165.

**Tabela 25. Realizacja strategicznych celów w regionie Morza Kaspijskiego przez Rosję i USA**

Cele USA w regionie Morza Kaspijskiego	Cele Rosji w regionie Morza Kaspijskiego	Realizacja postawionych celów przez USA	Realizacja postawionych celów przez Rosję
Zagwarantowanie niezależności i bezpieczeństwa terytorialnego państw południowego Kaukazu – Gruzji, Azerbejdżanu, Armenii	Poparcie reżimów autorytarnych i zachowanie wpływu na obszarze byłego ZSRR	Współpraca z Gruzją w zakresie bezpieczeństwa narodowego, znoszenie sankcji nałożonych na Azerbejdżan, negocjacje z liderami grup etnicznych na północnym Kaukazie	Dostawy uzbrojenia i pomoc wojskowa do zaprzyjaźnionych państw regionu – Armenii, Kazachstanu, Tadżykistanu, Turkmenistanu, Uzbekistanu
Utrzymanie kontroli nad Iranem i wpływami politycznymi fundamentalizmu islamskiego	Zapewnienie rosyjskiej obecności wojskowej w regionach o strategicznym znaczeniu dla Rosji oraz integracji przestrzeni poradzieckiej	Próby dania do zrozumienia Rosji, że wspieranie przez nią reżimów separatystycznych oznacza zakończenie amerykańskiej pomocy	Wsparcie separatyzmów z regionu naddniestrańskiego, abchaskiego, południowoosetyjskiego przez oddziały rosyjskie poprzez ich dozbrajanie
Zagwarantowanie dostępu do surowców energetycznych	Zachowanie monopolu na tranzyt przez swoje terytorium ropy naftowej i gazu ziemnego z regionu Morza Kaspijskiego	Ochrona i popieranie amerykańskich interesów energetycznych i handlowych. Realizacja budowy rurociągów (ropociąg Baku – Ceyhan)	Wstrzymywanie budowy rurociągów sprzecznych z interesami strategicznymi Rosji w regionie Morza Kaspijskiego
Zapobieganie potencjalnym ambicjom imperialistycznym Rosji w regionie			Utrzymywanie państw regionu Morza Kaspijskiego w ekonomicznej zależności

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: *Region Azji Centralnej jako obszar wpływów międzynarodowych*; T. T. Kaczmarek, R. Jarosz, *Czy ropa rządzi światem?*; M. T. Klare, *Krew i nafta*; *Polityka Federacji Rosyjskiej na obszarze WNP*.

Turkmenistan leży na skrzyżowaniu głównych szlaków transportowych regionu Azji Środkowej. Wspólna granica z Iranem oraz rozległa granica z Afganistanem sprawiają, że państwo to znajduje się w centrum szczególnego zainteresowania państw trzecich<sup>56</sup>. Zwiększone zainteresowanie

<sup>56</sup> B. Parakhonsky, *Central Asia: Geostrategic Survey*, <http://www.ca-c.org>; *Turkmenistan. Historia – Społeczeństwo – Polityka*, red. T. Bodio, Warszawa 2005, s. 534.

eksploatacją węglowodorów o światowym znaczeniu przejawiają państwa sąsiednie, odczuwające deficyt źródeł energii – Indie, Chiny, Japonia, Pakistan<sup>57</sup> oraz państwa europejskie.

Infrastruktura transportowa odgrywa niezwykle ważną rolę w rozwoju gospodarczym Turkmenistanu. Zależność gospodarki tego państwa od sektora paliwowo-energetycznego sprawia, że poszukiwanie alternatywnych szlaków tranzytu gazu ziemnego i ropy naftowej stało się jednym z priorytetów polityki zagranicznej<sup>58</sup>. System gazociągów zbudowany za czasów istnienia Związku Radzieckiego nadal odgrywa kluczową rolę w eksporcie gazu na rynki zewnętrzne. Większość istniejących odcinków wymaga jednak prac remontowych, na które brakuje środków finansowych. Tranzyt turkmeńskiego gazu przez rosyjskie linie przesyłowe budzi poważne problemy w obszarze bezpieczeństwa tego kraju<sup>59</sup>.

Wpływy Unii Europejskiej bezpośrednio w regionie Azji Środkowej są niewielkie. Państwa członkowskie Unii powinny wypracować jednolitą politykę i długoterminową strategię współpracy z państwami Azji Środkowej. Jednak istnieją ambitne plany budowy rurociągów z regionu Azji Środkowej przez Morze Kaspijskie do wybrzeża Morza Czarnego, a stamtąd do UE.

## KONFLIKTY ENERGETYCZNE Z PAŃSTWAMI TRANZYTOWYMI

Obecnie ważne znaczenie ma nie tylko dostęp do surowców, ale również i trasy transportu tych surowców. W tej sytuacji na szczególną uwagę zasługują najbliżsi sąsiedzi UE – Ukraina i Białoruś. Za czasów ZSRR państwa te posiadały kluczowe znaczenie w transporcie surowców do UE. Jednak w ciągu ostatnich kilku lat sytuacja zaczęła się radykalnie zmieniać i dziś trudno przewidzieć, czy obu krajom uda się zachować status państw tranzytowych w przyszłości.

Główny problem w tej sytuacji polega na tym, że stosunki Rosji z Białorusią i Ukrainą nie układają się dobrze. Kiedyś były to państwa, które stanowiły ostoję ZSRR; po rozpadzie Związku Radzieckiego Rosja starała się zachować wpływ na te kraje. Jednak podstawowym problemem komplikującym stosunki pomiędzy tymi krajami była kwestia dostarczania surowców energetycznych i ich tranzytu do Europy. Za czasów ZSRR problemów

<sup>57</sup> *Turkmenistan. Historia...*, s. 534.

<sup>58</sup> С. Каменев, *Внешняя политика Туркменистана*, „Центральная Азия и Кавказ”, 2002, № 4, с. 1-2; *Turkmenistan. Historia...*, s. 534.

<sup>59</sup> *Turkmenistan. Historia...*, s. 534.

nie było i do Ukrainy jak i Białorusi gaz ziemny i ropa naftowa sprzedawane były po cenach wewnętrznych. Stosunki pogorszyły się od razu po uzyskaniu niepodległości przez te państwa.

Moskwa wielokrotnie oskarżała Kijów o niespłacanie długów za gaz oraz brak bieżących płatności, i kilkakrotnie, aby wywrzeć nacisk na Ukrainę, przerywała dostawy. Zdając sobie sprawę z tego, że Ukraina prawie w 100% zależna jest od dostaw z Rosji (a wcześniej z Turkmenistanu) kwestia energetyczna stała się kartą przetargową w dwustronnych stosunkach.

Sytuacja pogorszyła się jeszcze bardziej, kiedy do władzy doszła „pomarańczowa” ekipa na czele z Juszczenką. W latach 2005-2006 zostały wstrzymane dostawy gazu do UE przez Ukrainę ze względu na nieuregulowane płatności za gaz, a Moskwa oskarżyła Kijów o kradzież gazu, który tranzytem płynął przez Ukrainę do UE. W rezultacie tego konfliktu najbardziej ucierpiały państwa Europy Środkowo-Wschodniej i państwa nadbałtyckie, które prawie w 100% uzależnione są od rosyjskich dostaw<sup>60</sup>.

Po raz kolejny doszło do konfliktu w 2007 i 2008 roku, kiedy Gazprom znów groził odcięciem dostaw gazu, żądając, aby Ukraina zapłaciła za gaz, który będzie pobierany w 2008 roku. Starania Kijowa, aby wynegocjować korzystne warunki tranzytu, zwłaszcza cenę, za każdym razem kończyły się fiaskiem. Na początku 2009 roku konflikt gazowy wybuchnął z nową siłą, 1 stycznia zostały wstrzymane dostawy gazu na Ukrainę, 5 stycznia zmniejszył się tranzyt do państw UE, a 7 stycznia Rosja całkowicie przerwała tranzyt przez terytorium Ukrainy. Przyczyny konfliktu były te same co wcześniej – niewynegocjowanie cen za dostawy gazu na Ukrainę i za tranzyt gazu przez terytorium Ukrainy. Dostawy zostały wznowione 19 stycznia 2009 po podpisaniu 10-letnich umów na sprzedaż i tranzyt gazu do europejskich odbiorców<sup>61</sup>. Umowy te przewidują wyeliminowanie pośredników w handlu gazem z Ukrainą, czyli RosUkrEnergo, i co najważniejsze, cena gazu będzie odpowiadać wymogom rynku i nie będzie zależała od ceny tranzytu<sup>62</sup>.

Podobna sytuacja jak na Ukrainie, zaistniała na Białorusi. Spory ekonomiczne z płaszczyzny ekonomicznej przenieśli się na płaszczyznę polityczną i stały się instrumentem nacisku ze strony Rosji w celu zaspokojenia własnych interesów. Moskwie udało się skłonić Mińsk do sprzedaży białoruskiego systemu tranzytowego Bieltransenergo i jeszcze bardziej uzależnić Białoruś. Białoruś znalazła się w trudnej sytuacji, ponieważ została od-

<sup>60</sup> *Хроніки газових воїн. Тур перший*, <http://www.newsukraine.com.ua/news/2906/-21.04.2006>.

<sup>61</sup> *Росія й Україна підписали газовий контракт на 10 років*, <http://www.pravda.com.ua/news/2009/01/19/3680138/> – 19.01.2009.

<sup>62</sup> *Ibidem*.

izolowana od UE z powodu dyktatorskich rządów reżimu Łukaszenki, oraz boryka się z poważnym kryzysem ekonomicznym. Budowa i uruchomienie przez Rosjan drugiej nitki bałtyckiego systemu rurociągowego znacząco zmniejszyło potencjał tranzytowy Białorusi i jej znaczenie w transzycie surowców. Powiązania polityczne i ekonomiczne z Rosją, zewnątrzpolityczna izolacja ze strony UE i zagrożenie nałożeniem sankcji gospodarczych przez USA i UE, powodują, iż Białoruś nie jest w stanie podjąć konkretnych działań, aby zmniejszyć swoją zależność od rosyjskich dostaw, przede wszystkim w kategoriach politycznych. Zależność gospodarcza może w przyszłości doprowadzić do integracji politycznej poprzez wchłonięcie Białorusi do Federacji Rosyjskiej<sup>63</sup>.

W przeciwieństwie do Białorusi, Ukraina znalazła się w nieco lepszej sytuacji, jednak również niezwykle trudnej. Używając tych samych instrumentów co wobec Białorusi, Moskwa niejednokrotnie skłaniała Ukrainę do sprzedania systemu przesyłowego, strasząc budową nowych dróg transportu surowców omijających terytorium Ukrainy. Na razie rurociąg pozostaje jedynym obiektem strategicznym jeszcze niesprzedanym przez władze ukraińskie Rosjanom. Jednak czy uda się zachować niezależność tranzytową, na razie trudno prognozować ze względu na politykę prezydenta Janukowycza, którego uważa się za polityka prorosyjskiego, co już wcześniej swoimi działaniami udowodniał.

## AMERYKA ŁACIŃSKA

Ameryka Łacińska, z wyjątkiem Ameryki Środkowej i Karaibów, jest bogata w zasoby energetyczne, szczególnie ropę naftową. Region posiada 10% światowych zasobów ropy i 4% gazu ziemnego. Największe złoża ropy naftowej w regionie posiada Wenezuela, dalej – Meksyk, Kolumbia, Ekwador oraz Trynidad i Tobago; państwa te są jednocześnie największymi eksporterami surowca. Natomiast Argentyna, Brazylia i Boliwia, które posiadają nieco mniejsze zasoby, pokrywają z własnych złóż wewnętrzne zapotrzebowanie, a niebawem do tej grupy państw dołączy Peru. Najbiedniejsze państwa w zasoby surowców energetycznych to Paragwaj i Urugwaj w Ameryce Południowej oraz państwa basenu karaibskiego, za wyjątkiem Trynidadu i Tobago oraz Belize. Niewielkie ilości ropy wydobywają Kuba,

<sup>63</sup> E. Ракова, *Энергетический сектор Беларуси: повышая эффективность*, [www.eurasia.by/upload/Paper3.pdf](http://www.eurasia.by/upload/Paper3.pdf).

Gwatemala i Barbados, jednak ich wydobycie nie pokrywa wewnętrznego zapotrzebowania<sup>64</sup>.

W regionie występują dotkliwie odczuwane różnice w rozwoju społeczno-ekonomicznym. Poza tym państwa Ameryki Łacińskiej można podzielić na dwie grupy, pierwsza – popiera politykę USA, druga – politykę Wenezueli. Od 2003 roku w polityce państw Ameryki Łacińskiej obserwuje się falę zwycięstw lewicy, której popularność wynika z uwarunkowań historycznych, warunków geopolitycznych oraz specyfiki społeczno-gospodarczej regionu. W 2006 roku w regionie było 11 państw, w których rządy sprawowali prezydenci z partii lewicowych, a w 2011 było ich 9, czyli niewiele mniej<sup>65</sup>. Owa lewicowość często jest związana z antyamerykanizmem. Kraje, które wybrały rządy lewicowe głosiły hasła przełamania dotychczasowego status quo w regionie i ograniczenia wpływów Amerykanów oraz dążyły do bardziej niezależnej polityki od USA. Większość tych państw stanęła po stronie Hugo Chaveza i przyłączyła się do antyamerykańskiego bloku<sup>66</sup>. Waszyngton od dawna próbuje izolować Wenezuelę na arenie międzynarodowej oraz pomniejszać jej znaczenie geopolityczne i przeszkodzić Chavezowi w promowaniu „myśli rewolucyjnej” w krajach Ameryki Łacińskiej<sup>67</sup>. USA są niezadowolone ze współpracy Wenezueli z reżimami „antydemokratycznymi” – Iranem, Rosją, Chinami, Libią, Białorusią. W ostatnich latach Caracas bardzo aktywnie się zbroi, kupując sprzęt wojskowy w Rosji. Aby utrzymać kontrolę nad sytuacją w regionie Waszyngton zwiększa swoją aktywność wojskową w Ameryce Łacińskiej, szczególnie w punktach graniczących z Wenezuelą. Amerykanie posiadają wojskowe bazy w Ameryce Środkowej – Kostaryce i Panamie, Gwatemali i Hondurasie, znacząco zmilitaryzowali obszary przygraniczne z Meksykiem, które mogą posłużyć jako korytarz do interwencji na Kubę, Nikaraguę czy Ekwador, czyli na państwa bloku antyamerykańskiego. Tylko w samej Kolumbii Amerykanie posiadają 10 baz wojskowych, które mogą wykorzystać w każdej chwili, aby

<sup>64</sup> Д. Чоповой, *Нефть и газ Латинской Америки: инструменты политики или сферы сотрудничества?*, <http://analyticmsz.ru/?p=613>.

<sup>65</sup> Wenezuela (Hugo Chavez, od 1999), Boliwia (Evo Morales Ayma, od 2006), Brazylia (Luiz Inacio Lula da Silva, 2003-2010, Dilma Rousseff, od 2011), Argentyna (Nestor Kirchner, 2004-2007, Cristina Fernández de Kirchner, od 2007), Urugwaj (Tabare Vazquez, 2005-2010, José Mujica, od 2010), Nikaragua (Daniel Ortega Saavedra, od 2007), Ekwador (Rafael Correa, od 2007), Paragwaj (Fernando Lugo, od 2008), Salwador (Mauricio Funes, od 2009), Kuba (Raul Castro, od 2009); M. Maroszek, *Sukcesy lewicy w Ameryce Łacińskiej analiza jawiska*, [www.fae.pl](http://www.fae.pl) – wrzesień 2009.

<sup>66</sup> M. Maroszek, *Relacje Islamskiej Republiki Iranu z Ameryką Łacińską – pragmatyzm czy ideologia?*, [www.fae.pl](http://www.fae.pl) – czerwiec 2009.

<sup>67</sup> T. Osuch, *USA planują atak na Iran i Wenezuelę*, [http://www.wiadomosci24.pl/artukul/drukuj/usa\\_planuja\\_atak\\_na\\_iran\\_i\\_wenezuele\\_152371.html](http://www.wiadomosci24.pl/artukul/drukuj/usa_planuja_atak_na_iran_i_wenezuele_152371.html) – 2.08.2010.



wkroczyć na terytorium Wenezueli. Motywów do interwencji może być sporo – np. autorytarne i niedemokratyczne rządy Chaveza, łamanie praw człowieka, współpraca z reżimami niedemokratycznymi: Iranem, Kubą, Libią, zbrojenie się, rozprzestrzenianie idei antyamerykanizmu w regionie, wsparcie kolumbijskich partyzantów. Jednak skrytym celem, jak zawsze, jest chęć przejęcia kontroli nad wydobywaniem ropy, na co USA nie mają teraz wpływu<sup>68</sup>. Spekulacje wokół ewentualnej wojny o ropę w Ameryce Łacińskiej krążą już od 10 lat.

Posiadanie największych zasobów ropy naftowej w Ameryce Łacińskiej pozwala Wenezueli dyktować politykę energetyczną w regionie. Rozpoczynając w 2007 roku drugą kadencję na stanowisku prezydenta, Hugo Chavez ogłosił plan nacjonalizacji bogactw naturalnych kraju<sup>69</sup>. Wenezuelski rząd zdecydował się na nacjonalizację kilku firm obsługujących sektor naftowy, co wzmocniło integrację pionową państwowej spółki naftowej PdVSA i zwiększył efektywność pracy struktur prywatnych w tym sektorze<sup>70</sup>. Renacjonalizacja sektora naftowego (ponieważ to było nie po raz pierwszy w historii kraju) była jednym z głównych zamierzeń Chaveza, od kiedy został prezydentem (1999). W 2001 roku zostało uchwalone prawo o węglowodorach, zgodnie z którym zagraniczne spółki mogą posiadać maksymalnie 49% udziałów w projektach wydobywczych realizowanych na terytorium Wenezueli. Jednak już w maju 2007 plan nacjonalizacji przemysłu naftowego w delcie rzeki Orinoko został wstrzymany. Warto zaznaczyć, że największe aktywa w tym basenie posiadały koncerny amerykańskie i europejskie, zwłaszcza BP, ExxonMobil i Total. Celem planu nacjonalizacji jest zapewnienie 60% udziału państwowej firmy naftowej PdVSA we wszystkich większych projektach. Zmiany, które zaszły w przemyśle naftowym Wenezueli nie oznaczają, że zachodnie koncerny zostały pozbawione dostępu do złóż, jednak na wenezuelskim rynku pojawili się ich konkurenci – jak chiński koncern CNPC (40% udziałów) oraz koncerny brazylijskie i rosyjskie<sup>71</sup>. Nacjonalizacja sektora naftowego może negatywnie odbić się na jego rozwoju, ponieważ Caracas nie będzie w stanie poradzić sobie samodzielnie z zagospodarowaniem złóż. Większość wenezuelskiej ropy, to tzw. ciężka ropa i wymaga większych nakładów technologicznych, których państwo nie po-

<sup>68</sup> США готовят захват нефтяных ресурсов Венесуэлы, <http://oko-planet.su/politik/politikday/70790-ssha-gotovyat-zahvat-neftyanyh-resursov-venesuely.html> – 7.06.2011.

<sup>69</sup> Wenezuela znacjonalizuje sektor energetyczny, <http://wyborcza.pl/1,86760,3848133.html> – 13.01.2007.

<sup>70</sup> Венесуэла продолжает национализацию в нефтяном секторе, [http://www.igso.ru/articles.php?article\\_id=280](http://www.igso.ru/articles.php?article_id=280) – 28.06.2010.

<sup>71</sup> Udawana nacjonalizacja złóż naftowych w Kazachstanie i Wenezueli, [http://cia.media.pl/udawana\\_nacjonalizacja\\_zloz\\_naftowych\\_w\\_kazachstanie\\_i\\_wenezueli](http://cia.media.pl/udawana_nacjonalizacja_zloz_naftowych_w_kazachstanie_i_wenezueli) – 30.09.2007.

siada. Dlatego nacjonalizacja sektora nie oznacza jego izolacji, a tylko możliwość wkroczenia na wenezuelski rynek nowych graczy. Przewiduje się, że może to skutkować zacieśnieniem współpracy z krajami BRICS<sup>72</sup>.

Kolumbia i Wenezuela od dawna utrzymują bliskie więzi gospodarcze, jednak stosunki polityczne nigdy nie były łatwe. Od czasu do czasu na linii Bogota – Caracas iskrzy. W 2010 roku na forum Organizacji Państw Amerykańskich kolumbijskie władze oskarżyły Wenezuelę o wspieranie organizacji terrorystycznych, które pragną w sposób zbrojny obalić rząd w Bogocie i zerwały stosunki dyplomatyczne<sup>73</sup>. Nie było to pierwsze zerwanie stosunków dyplomatycznych. Podobna sytuacja miała miejsce w 2005 i 2007 roku, a przyczyną było podobne oskarżenie o obecność bojowników z największych kolumbijskich ugrupowań rebelianckich – Rewolucyjnych Sił Zbrojnych Kolumbii (FARC) i Armii Wyzwolenia Narodowego (ELN) w regionie graniczącym z Wenezuelą i również na jej terytorium<sup>74</sup>.

W 2009 roku, kiedy USA zwiększyły liczbę swoich baz wojskowych w Kolumbii, prezydent Wenezueli, będąc z wizytą na południu tego kraju w zakładach Ferrominera del Orinoko, apelował do władz kolumbijskich, aby nie dały się wciągnąć w wojnę. Zdaniem władz w Caracas, Stany Zjednoczone pod pretekstem walki z terroryzmem próbują rozwiązać konflikt pomiędzy Kolumbią a Wenezuelą, ale głównym celem Amerykanów są złoża wenezuelskiej ropy<sup>75</sup>. Stosunki pomiędzy oboma państwami (Kolumbią i Wenezuelą) poprawiły się po wyborach prezydenckich w sierpniu 2010, kiedy rządy objął Juan Manuel Santos.

Wybuch wojny pomiędzy USA a Wenezuelą jest mało prawdopodobny z kilku powodów. Mimo że USA okazują niezadowolenie z polityki zagranicznej Chaveza, żadnych działań wojennych w celu jego obalenia w najbliższym czasie nie będzie, ponieważ USA nie mają wystarczających środków na prowadzenie trzeciej z kolei wojny. Poza tym Wenezuela posiada bardzo mocne wsparcie w regionie ze strony swoich najbliższych sojuszników: Kuby, Hondurasu oraz Ekwadoru, a także Boliwii i Argentyny. Ma także sojuszników spoza regionu – Iran, Chiny, Rosję, z którymi łączy ją nie tylko współpraca gospodarcza, ale i wojskowa. Gdyby USA i Kolumbia

<sup>72</sup> B. Marcinkowski, *Wenezuela – naftowy numer jeden na świecie*, <http://ebe.org.pl/misja-specjalna/wenezuela-%E2%80%93-naftowy-numer-jeden-na-swiecie.html> – 2.08.2011; BRICS – Brazylia, Rosja, Indie, Chiny oraz Republika Południowej Afryki.

<sup>73</sup> *USA planują atak na Iran i Wenezuelę*, [http://www.wiadomosci24.pl/artukul/drukuj/usa\\_planuja\\_atak\\_na\\_iran\\_i\\_wenezuele\\_152371.html?drukuj=1](http://www.wiadomosci24.pl/artukul/drukuj/usa_planuja_atak_na_iran_i_wenezuele_152371.html?drukuj=1).

<sup>74</sup> *Stosunki dwustronne Wenezuela – Kolumbia*, [http://www.stosunkimiedzynarodowe.info/kraj,Wenezuela,stosunki\\_dwustronne,Kolumbia](http://www.stosunkimiedzynarodowe.info/kraj,Wenezuela,stosunki_dwustronne,Kolumbia) – 24.01.2011.

<sup>75</sup> *Chavez apeluje do Kolumbii: Nie dajcie wciągnąć się w wojnę*, <http://news.money.pl/artukul/chavez;apeluje;do;kolumbii;nie;dajcie;wciagnac;sie;w;wojne,5,0,518917.html> – 9.08.2009.

zaatakowały Wenezuelę, spotkałoby się to z odpowiedzią innych mocarstw, także tych posiadających broń nuklearną<sup>76</sup>. Co więcej, mogłoby to doprowadzić do rozpętania trzeciej wojny światowej (wojny o surowce). Wojna w Wenezueli mogłaby też doprowadzić do destabilizacji ekonomicznej i politycznej w regionie na dłuższy czas, a skutki byłyby bardziej tragiczne niż chociażby w Iraku, dlatego eskalacja konfliktu jest mało prawdopodobna, choć nie do końca wykluczona.

Wybuch wojny o ropę w Kolumbii jest bardziej prawdopodobny niż w Wenezueli. Wraz z odkryciem jej złóż w 1983 roku w departamencie Arauka, na wschodzie kraju, przy granicy z Wenezuelą, rozpoczęła się tam wojna partyzancka. W 1996 roku został oddany do użytku rurociąg Caño Limon, który połączył Kolumbię przez Wenezuelę z wybrzeżem Morza Karaibskiego. Często są ataki na rurociągi, na platformy wiertnicze oraz porwania pracowników w celu okupu. Jeszcze w trakcie budowy rurociągu niemiecka firma konstruktorska, która była odpowiedzialna za realizację projektu, doświadczyła takiego ataku, w rezultacie którego partyzanci z ugrupowania ELN porwali 3 pracowników. Firma zmuszona była zapłacić 2 mln dolarów okupu i 18 mln dolarów za to, aby partyzanci pozwolili na dokończenie budowy. Rurociąg był wielokrotnie wysadzany w powietrze. W 2001 roku partyzanci zaatakowali rurociąg 170 razy, ponad ośmiu miesięcy trzeba było, aby naprawić skutki tych ataków. W związku z tym Amerykanie, aby pomóc kolumbijskiemu rządowi, wynajęli firmę AirScan do ochrony rurociągu. Przyniosło to efekt, bo w kolejnych latach dywersji było mniej, w 2002 odnotowano 41 wypadków, w 2003 – 34 i 17 w 2004 roku<sup>77</sup>. Ogółem od uruchomienia rurociągu w 1986 Caño Limon był on wysadzany przez rebeliantów ponad 900 razy i niezliczoną ilość razy dziurawiony z broni maszynowej<sup>78</sup>.

Zagospodarowaniem złoża Arauka zajęła się amerykańska firma Occidental Petroleum (Oxy) w joint venture z kolumbijską spółką państwową Ecopetrol. Oxy i jej instalacje były celem wielokrotnych ataków FARC i ELN, głównych kolumbijskich grup partyzanckich. Komunistyczna guerrilla określa multinarodowe firmy jako swojego głównego wroga, który eksploatuje bogactwa Kolumbii<sup>79</sup>. Occidental stanęło przed koniecznością zaprzestania działalności w Kolumbii. Od 2003 roku Arauka stała się jed-

<sup>76</sup> M. Orłowski, *Jesteśmy o krok od III wojny światowej?*, [http://www.wiadomosci24.pl/artukul/jestesmy\\_o\\_krok\\_od\\_iii\\_wojny\\_swiatowej\\_152176.html](http://www.wiadomosci24.pl/artukul/jestesmy_o_krok_od_iii_wojny_swiatowej_152176.html) – 1.08.2010.

<sup>77</sup> *Plan Colombia: A Progress Report*, p. 11, <http://www.fas.org/sgp/crs/row/RL32774.pdf> – 22.06.2005.

<sup>78</sup> Ł. Czeszumski, *Wojna przyszła z ropą*, „Polityka”, nr 2598 z 31.03.2007, s. 108-113.

<sup>79</sup> Ibidem.

nym z frontów amerykańskiej wojny z terroryzmem. Dzięki ropie Arauka jest jednym z najbogatszych departamentów Kolumbii. Jednak nie inwestuje się w tym rejonie w wydobywanie ze względu na opisane zagrożenia, dlatego infrastruktura w Arauce nie wydaje się być lepsza niż przed odkryciem złóż. Zyski ze sprzedaży ropy są udziałem Stanów Zjednoczonych oraz budżetu Kolumbii. Terroryzm odstrasza potencjalnych inwestorów<sup>80</sup>.

## ARKTYKA

Jeszcze jednym regionem, gdzie zaczyna rozgrywać się gra energetyczna światowych potęg jest Arktyka. Jest to jeden z dwóch niezagospodarowanych regionów świata, zainteresowanie którym stale wzrasta, co wynika z potencjalnie obfitych zasobów surowców energetycznych. Według opublikowanych danych szacunkowych tylko tzw. północnoamerykańska Arktyka (obszar, do którego roszczenia zgłaszają Kanada, Stany Zjednoczone i Dania) kryje od 100 do 200 mln baryłek ropy naftowej i około 74 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Nierozpoznane jeszcze złoża szacuje się ostrożnie na około 50 mln baryłek. Tylko złoża na Morzu Beauforta, których eksploatacja obecnie jest technicznie możliwa, to 4 – 12 mln baryłek ropy naftowej i od 13 do 63 trln stóp<sup>3</sup> gazu ziemnego<sup>81</sup>. Według prognoz Arktyka może posiadać do 50% zasobów surowców energetycznych, poza tym region ten jest mało zaludniony i bardziej stabilny niż Bliski Wschód<sup>82</sup>.

O zainteresowaniu Arktyką świadczy kilka czynników:

- zgłaszanie pretensji terytorialnych państw tzw. piątki arktycznej – USA, Kanady, Rosji, Danii i Norwegii,
- rozpoczęty przez państwa „piątki arktycznej” wyścig zbrojeń w regionie, uzasadniany różnymi pretekstami,
- zorganizowanie przez Rosję konferencji międzynarodowej „Arktyka: terytorium dialogu”, 26-28 września 2010 roku.

Pretensje terytorialne wspomniane kraje zgłaszają z uwagi na nieuregulowany status prawny Arktyki. Obecnie jest to region sporny, a sytuację można rozwiązać dwojako:

<sup>80</sup> Ł. Czeszumski, *Arauka*, <http://www.czeszumski.com/arauka.htm> – październik 2006.

<sup>81</sup> T. Wilkinson, *Alaskan oil battle may shift offshore: Environmentalists warn of oil exploration in Beaufort Sea, Special to The Christian Science Monitor*, <http://www.csmonitor.com/2003/0506/p01s01-ussc.html> – 6.05.2003; K. Kubiak, *Interesy i spory państw w Arktyce*, Wydawnictwo Naukowe Dolnośląskiej Szkoły Wyższej, Wrocław 2009, s. 11.

<sup>82</sup> P. Reynolds, *The Artic New Gold Rush*, BBC News, <http://news.bbc.co.uk/2/hi/business/4354036.stm> – 25.10.2005; K. Kubiak, op. cit.

- podzielić obszary arktyczne według teorii sektorów, wierzchołkiem sektora wyznaczono by biegun północny i od niego proponuje się przeprowadzić linie wzdłuż południków od krańcowego punktu wschodniego i zachodniego terytorium państwa, wtedy północna linia brzegowa będzie podstawą sektora<sup>83</sup>. Teoria sektorów nie uzyskała poparcia społeczności międzynarodowej, ponieważ według takiego podziału większość terytorium Arktyki należy do Rosji,
- podzielić Arktykę według teorii morza pełnego. W myśl tej teorii Arktyka jest ziemią niczyją, nad którą nie sprawuje zwierzchności żadne państwo. Jednak państwa posiadające dostęp do Oceanu Arktycznego – USA, Kanada, Rosja, Norwegia i Dania – za swoją strefę ekonomiczną mogą uznać obszar o długości 200 mil od własnego brzegu; jeśli dane państwo udowodni, że szelf arktyczny jest przedłużeniem jej lądu, 200-milowa strefa może być rozszerzona o kolejne 150 mil<sup>84</sup>. Większość państw popiera właśnie tę teorię, co spowodowało zgłaszanie roszczeń terytorialnych do Konwencji Narodów Zjednoczonych o prawie morza,
- Kanada rości sobie prawo do Przejścia Północno-Zachodniego i do Wyspy Hansa, tym samym rywalizuje z USA i Danią. Rosja natomiast zgłasza pretensje do Grzbietu Łomonosowa oraz Przejścia Północno-Wschodniego.

Pretensje terytorialne w regionie Arktyki powodują napięcia w stosunkach pomiędzy państwami. Kanada, opierając się na teorii wód historycznych, stara się udowodnić, że Przejście Północno-Zachodnie należy do jej wewnętrznych wód<sup>85</sup>. Z taką interpretacją nie chcą się pogodzić USA, motywując, że teoria wód historycznych, po pierwsze, nie jest uregulowana w prawie międzynarodowym, a po drugie, Amerykanie popierają teorię wód archipelagowych lub koncepcję cieśniny używanej do żeglugi międzynarodowej<sup>86</sup>. Ta teoria gwarantuje wolność żeglugi i wyklucza możliwość zamknięcia drogi wodnej lub selektywnego udzielenia zgody na korzystanie z niej.

<sup>83</sup> K. Kubiak, op. cit., s. 34.

<sup>84</sup> N. Dzikija, *Rosja rozpoczęła dyplomatyczne targi o gigantyczne złoża Arktyki*, [http://forsal.pl/artykuly/452364,rosja\\_rozpozcela\\_dyplomatyczne\\_targi\\_o\\_gigantyczne\\_zloza\\_arktyki.html](http://forsal.pl/artykuly/452364,rosja_rozpozcela_dyplomatyczne_targi_o_gigantyczne_zloza_arktyki.html).

<sup>85</sup> K. Kubiak, op. cit., s. 41.

<sup>86</sup> Konwencja cieśniny używanej do żeglugi międzynarodowej – wg UNCLOS przewiduje korzystanie z wolności żeglugi i przelotu wyłącznie dla nieprzerwanego i szybkiego tranzytu przez cieśninę między jednym obszarem morza otwartego lub wyłącznej strefy ekonomicznej a drugim obszarem morza otwartego lub wyłącznej strefy ekonomicznej; w przypadku obszaru archipelagowego – statki korzystałyby tam z prawa nieszkodliwego przepływu wg zasad określonych dla morza terytorialnego, K. Kubiak, op. cit., s. 44.

Równocześnie Kanada prowadzi spór z Danią o Wyspę Hansa (1,3 km<sup>2</sup>) w Cieśninie Naresa i wykorzystanie tego przesmyku jako drogi morskiej. W grudniu 1973 strony podpisały traktat o wytyczeniu linii granicznej i rozgraniczeniu szelfu kontynentalnego między Grenlandią a terytoriami kanadyjskimi, jednak z wyłączeniem odcinka przebiegającego przez Wyspę Hansa, który pozwala kontrolować Przejście Północno-Zachodnie. W rezultacie na odcinku 500 m linii granicznej nie ustalono. W lipcu 2007 roku władze Kanady wyartykułowały pogląd, że możliwe jest wytyczenie granicy w taki sposób, by przebiegała ona przez środek wyspy.

Obecnie Dania prowadzi badania naukowe ukierunkowane na potwierdzenie, że Grzbiet Łomonosowa jest naturalnym przedłużeniem masywu grenlandzkiego. O ten obszar z Kopenhagą konkuruje Moskwa, która jeszcze w 2001 roku złożyła wniosek do Konwencji Narodów Zjednoczonych o prawie morza o przyznanie jej własności Grzbietu Łomonosowa. Wniosek został odrzucony z powodu przekonujących dowodów. Rosyjscy eksperci są przekonani, że Grzbiet Łomonosowa – to przedłużenie rosyjskiego szelfu i że ma on pochodzenie kontynentalne<sup>87</sup>. Aby zebrać niezbędne dokumenty, które udowodnią rację jednego z państw i ponownie złożyć wniosek, Rosja ma czas do 2013, a Dania do 2014 roku<sup>88</sup>.

Do niedawna toczył się wieloletni spór (40 lat) o podział wód Morza Barentsa i Morza Norweskiego pomiędzy Rosją i Norwegią, który został rozstrzygnięty 14 września 2010 roku. Na spotkaniu w Murmańsku (Rosja) przedstawiciele obu państw podpisali traktat graniczny o podziale wód Morza Barentsa, który wyznacza granice na wodach o powierzchni 175 tys. km<sup>2</sup>. Spór zaczął się, gdy okazało się, że Morze Barentsa jest bogate w złoża ropy i gazu (według szacunku na 2010 rok znajduje się tam około 10 mld baryłek ropy i 14 mld m<sup>3</sup> gazu). Złoża rozdzielone granicą Rosja i Norwegia będą eksploatować wspólnie<sup>89</sup>.

W rozstrzygnięciu tego sporu Rosja poszła na ustępstwa, głównie dzięki uzyskaniu dostępu do norweskich technologii eksploatacji podmorskich złóż przy niskich temperaturach i do kredytów zachodnich na eksploatację surowców w Arktyce<sup>90</sup>.

<sup>87</sup> *Многополярный мир становится во многом приполярным миром (часть 2)*, „Независимая Газета”, [http://www.ng.ru/science/2009-06-24/13\\_mnogopoliarnyi.html](http://www.ng.ru/science/2009-06-24/13_mnogopoliarnyi.html) – 24.06.2009.

<sup>88</sup> J. Prus-Wojciechowska, M. Szymaniak, *Państwa dzielą Arktykę*, „Rzeczpospolita”, 23.09.2010.

<sup>89</sup> *Rosja podzieliła z Norwegią gazowe złoża Arktyki*, [http://gospodarka.gazeta.pl/gospodarka/1,33207,8382249,Rosja\\_podzieliła\\_z\\_Norwegia\\_gazowe\\_zloza\\_Arktiki.htm](http://gospodarka.gazeta.pl/gospodarka/1,33207,8382249,Rosja_podzieliła_z_Norwegia_gazowe_zloza_Arktiki.htm) – 16.09.2010.

<sup>90</sup> *Rosja i Norwegia po 40 latach podzieliły się Morzem Barentsa*, <http://www.wprost.pl/ar/193637/Rosja-i-Norwegia-po-40-latach-podzielily-sie-Morzem-Barentsa/> – 27.04.2010.



W związku z tym, że Stany Zjednoczone nie ratyfikowały konwencji o prawie morza z 1982 roku, nie mają formalnego tytułu do wysuwania roszczeń do Morza Arktycznego.

Bardzo ważne znaczenie w Arktyce odgrywa obecność wojskowa. W ostatnich latach odnotowano zwiększenie się liczby prowadzonych na obszarach północnych ćwiczeń wojskowych, co wyraźnie świadczy o wzmocnieniu pozycji militarnych państw „piątki arktycznej” w tym regionie.

W celu zwiększenia możliwości operowania na wodach północnych państwa przybrzeżne realizują programy modernizacji floty morskiej. Szczególnie dotyczy to budowy lodolamaczy oraz nowych baz wojskowych.

Na przykład, Kanada posiada system bezałogowych stacji radiolokacyjnych (Północny System Ostrzegania – North Warning System), najdalej położony posterunek wojskowy w Alert (zaledwie 817 km od bieguna północnego)<sup>91</sup>. Ważne znaczenie ma Kanadyjski Północny Obszar Wojskowy, który obejmuje obszary dwóch terytoriów administracyjnych – Jukon i Terytoriów Północno-Zachodnich.

Ważnym elementem obecności Danii w regionie Arktyki jest baza wojskowa Station North, która posiada pas startowy wolny od śniegu przez 300 dni w roku, dzięki czemu stacja odgrywa kluczową rolę w zabezpieczeniu działań lotnictwa w Arktyce<sup>92</sup>. Dobrze rozwiniętą sieć lotnisk posiada Grenlandia. Obecnie na wyspie znajduje się 10 pasów startowych, z których korzystać mogą wojskowe samoloty patrolowe.

Obszary morskie Norwegii kontroluje Straż Wybrzeża, która jest częścią marynarki wojennej, ale jednocześnie posiada znaczną samodzielność, co wynika ze specyfiki realizowanych zadań. Na rzecz Straży Wybrzeża działają dwa dywizjony lotnicze, jeden z nich stacjonuje w bazie Andora w Nordland, drugi w bazie Bardufoss. Obecnie planowane jest poważne wzmocnienie Straży Wybrzeży patrolowcami oraz przewiduje się modernizację śmigłowców, poza tym Norwegia zakupiła dla swoich morskich sił pięć ultranowoczesnych fregat, wyposażonych w system Aegis<sup>93</sup>.

Bardzo silna jest pozycja wojskowa Rosji w Arktyce. Federacja Rosyjska dysponuje największym potencjałem militarnym ze wszystkich państw

<sup>91</sup> Baza składa się ze stacji nasłuchu radioelektronicznego, stacji meteorologicznej oraz najdalej na północ wysuniętego lotniska świata. Morze jest zamrożone lub pokryte lodem przez cały rok. Canadian Forces Station (CFS) Alert, [http://www.img.forces.gc.ca/org/cfiog/alert\\_e.asp](http://www.img.forces.gc.ca/org/cfiog/alert_e.asp) – 28.12.2007.

<sup>92</sup> K. Kubiak, op. cit., s. 58.

<sup>93</sup> *Война за Арктику? Скептики, не признающие глобального потепления, отвлекают нас от рисков, связанных с безопасностью*, „Christian Science Monitor”, <http://inosmi.ru/world/20100303/158427467.html> – 3.03.2010.

uczestniczących w rywalizacji o obszary Arktyki. Flota Północna Federacji Rosyjskiej (2008) liczyła 47 tys. żołnierzy. Posiada 246 jednostek pływających oraz 258 samolotów i śmigłowców. Wymienione jednostki stacjonują w niezamarzających zatokach w rejonach baz morskich: Siewieromorsk, Polarnyj, Nerpicha, Gadzejewo, Widajewo, Murmańsk, Siewierodwinsk<sup>94</sup>. Podstawy polityki państwowej Rosji w Arktyce do 2020, i w dalszej perspektywie, zakładają wzmocnienie stacjonujących na dalekiej północy sił wojskowych oraz przeznaczenie poważnych kwot na dofinansowanie prowadzonej w tym regionie działalności ekonomicznej (m.in. poszukiwanie złóż surowców energetycznych)<sup>95</sup>. Przewiduje się dalszą militaryzację rosyjskiego obszaru arktycznego, wzmocnienie wojsk przygranicznych, powołanie Straży Przybrzeżnej w granicach Rosji na Oceanie Arktycznym, specjalne szkolenia dla żołnierzy doskonalące działania w razie nieprzewidzianej sytuacji w regionie oraz zwiększenie liczby jednostek wojskowych – okrętów, samolotów<sup>96</sup>.

26-28 września 2010 odbyła się w Moskwie konferencja z udziałem członków międzyrządowej Rady Arktycznej – tzn. przedstawicieli Rosji, Stanów Zjednoczonych, Kanady, Norwegii, Danii, Finlandii, Islandii i Szwecji, a także naukowców i specjalistów z różnych państw<sup>97</sup>. Strona rosyjska starała się przekonać, że dąży do dialogu w sprawach dotyczących Arktyki i jest zainteresowana osiągnięciem konsensusu w kwestii eksploatacji arktycznych zasobów, aby uniknąć w przyszłości konfliktów o surowce<sup>98</sup>. Na konferencji premier Putin oświadczył, że zasadniczym stanowiskiem rządu Federacji Rosyjskiej jest to, aby wszystkie przemysłowe projekty w rosyjskiej strefie Arktyki były realizowane z uwzględnieniem najwyższych wymogów ekologicznych. Mimo wszystko taka pozycja nie przeszkadza Rosji kontynuować wzmocniania pozycji wojskowej w Arktyce.

Polityka zagraniczna państw Unii Europejskiej odnośnie Arktyki pozbawia je wpływu na rozgrywane interesy ekonomiczne. Takie kraje, jak Wielka Brytania, Francja, Niemcy, Polska, Finlandia i Szwecja, nie mają możliwości brania udziału w bezpośrednim terytorialnym podziale Ark-

<sup>94</sup> *Арктика: от холодной войны к полюбовному разделу*, [http://www.bbc.co.uk/russian/international/2010/09/100921\\_arctic\\_analysis.shtml](http://www.bbc.co.uk/russian/international/2010/09/100921_arctic_analysis.shtml) – 21.09.2010.

<sup>95</sup> *Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года и дальнейшую перспективу*, <http://www.rg.ru/2009/03/30/arktika-osnovy-dok.html> – 10.05.2008.

<sup>96</sup> *Игры России в Арктике вызывают озабоченность у стран региона*, <http://inosmi.ru/russia/20090813/251553.html> – 13.08.2009.

<sup>97</sup> T. Halpin, *Kto jest właścicielem Arktyki? Putin rozpoczyna bój o ropę i gaz*, <http://www.polskatimes.pl/dodatki/magazynthetimes/311814,kto-jest-wlascicielem-arktyki-putin-rozpoczyna-boj-o-ropę-i-gaz,id,t.html> – 24.10.2004.

<sup>98</sup> Ibidem.

tyki, lecz mają zamiar aktywnie włączać się w proces opanowania eksploatacji naturalnych zasobów regionu. Taką postawę popierają duże europejskie kompanie naftowe, które posiadają rozbudowaną infrastrukturę na północy Europy. Priorytetowym partnerem w negocjacjach dotyczących arktycznych bogactw wśród państw europejskich będzie to państwo, które otrzyma największe obszary, i będzie gwarantować trwałą geopolityczną i ekonomiczną pozycję w regionie.

## ANTARKTYDA

Na południowym krańcu świata znajduje się drugi niezagospodarowany region – Antarktyda. Topnienie pokrywy lodowej w Arktyce spowodowało aktywizację działań na rzecz dostępu do terytorium bogatych w surowce energetyczne. Natomiast sytuacja na Antarktydzie wygląda nieco inaczej, mimo że jest to również region bogaty w surowce. Antarktyda posiada 70% światowych zasobów słodkiej wody. W związku z ociepleniem klimatu Antarktyda corocznie traci 150 km<sup>3</sup> lodu. Pokrywa lodowa jest głównym problemem dla jakiegokolwiek działalności związanej z eksploatacją surowców energetycznych. W niektórych miejscach sięga ona 4 800 m. Poważną przeszkodą w zagospodarowaniu tego regionu są także bardzo niskie temperatury (około 50 stopni Celsjusza poniżej zera) oraz silny wiatr, który wieje niemal na całym kontynencie.

Badania i zagospodarowanie antarktycznych złóż jest zakazane do 2048 roku. W 1991 roku w Madrycie został podpisany Protokół pomiędzy państwami uczestnikami Układu w sprawie Antarktydy. Układ wszedł w życie 23 czerwca 1961. Układ podpisało 26 państw ze wszystkich kontynentów, niektóre z nich roszczą pretensje terytorialne do Antarktydy, ale wszelkie roszczenia są zamrożone w myśl przepisów Protokołu. Ponadto należy pamiętać, że topnienie lodowców antarktycznych może spowodować katastrofę w skali globalnej<sup>99</sup>.

## CHINY W WALCE O DOSTĘP DO SUROWCÓW

Konkurentem USA, Rosji, UE we wszystkich roponośnych regionach są Chiny. Jest to kraj, którego gospodarka bardzo dynamicznie się rozwija. Zdaniem niektórych analityków w niedalekiej przyszłości Chiny mogą wy-

<sup>99</sup> X. Эрнандес, *Антарктика: сокровища подо льдом*, <http://inosmi.ru/world/20110917/174795901.html> – 16.09.2011

przedzić USA w rozwoju gospodarczym. Taka perspektywa budzi obawy w USA, ponieważ grozi utratą roli światowego hegemonu. Chiny rywalizują z USA o dostęp do surowców w Zatoce Perskiej i w całej Afryce oraz Ameryce Łacińskiej. W regionie Morza Kaspijskiego i Azji Środkowej stanowią konkurencję dla Rosji. Aby zaspokoić rosnące zapotrzebowanie na ropę, Chiny nie mają innego wyboru jak korzystać z tych samych źródeł co USA i Unia Europejska oraz inne kraje, czyli ze złóż Zatoki Perskiej, basenu Morza Kaspijskiego, Afryki. Ponieważ Pekin jest zainteresowany bezpieczeństwem importu surowców, prowadzi podobną jak Moskwa i Waszyngton politykę – sprzedaje broń i technologie wojskowe. Największą obawą Chin jest to, że USA mogą w pewnym momencie odciąć dostawy ropy do Chin w odpowiedzi na jakiś kryzys związany z Tajwanem. Chiny zdają sobie sprawę, że obecność sił amerykańskich w Zatoce jest tam przede wszystkim dla ochrony szlaków przepływu ropy<sup>100</sup>.

W celu zapewnienia energetycznego bezpieczeństwa Chiny opracowały wielopłaszczyznową strategię, jej podstawowym założeniem jest poprawa dostępu do zagranicznych zasobów energetycznych. Strategia wymaga od Pekinu zaangażowania sił w wielu regionach bogatych w ropę, nawiązania bliskich stosunków politycznych i wojskowych z największymi zagranicznymi dostawcami, a także dywersyfikacji zarówno źródeł importowanej energii, jak też szlaków transportowych, którymi ropa płynie do Chin<sup>101</sup>.

Najbardziej oczywistym sygnałem wejścia Chin do globalnego systemu energetycznego są inwestycje lub umowy handlowe zawierane z zagranicznymi firmami energetycznymi w kluczowych regionach, szczególnie w Zatoce Perskiej, Afryce Północnej i basenie Morza Kaspijskiego. Dzisiaj w Chinach przemysł naftowy reprezentują trzy olbrzymie korporacje naftowe: China National Petroleum Corporation (CNPC), China National Petrochemical Corporation (Cinoproc) oraz China National Offshore Oil Corporation (CNOOC). W 2003 roku firmy te nawiązały współpracę z przedsiębiorstwami energetycznymi w prawie dwudziestu państwach – Angoli, Birmie, Ekwadorze, Egipcie, Indonezji, Iranie, Peru, Iraku, Kazachstanie, Kuwejcie, Libii, Nigerii, Omanie, Rosji, Arabii Saudyjskiej, Sudanie, Tajlandii, Wenezueli, Jemenie<sup>102</sup>.

<sup>100</sup> E. Strecker Downs, *China's Quest for Energy Security*, Published 2000 by RAND, p. 31-32, <http://www.dtic.mil/cgi-bin/GetTRDoc?AD=ADA384039>; M.T. Klare, op. cit., s. 180-187.

<sup>101</sup> M.T. Klare, op. cit., s. 187.

<sup>102</sup> Ibidem, s. 188.

## CHINY NA KONTYNENCIE AFRYKAŃSKIM

Chiny aktywnie zaczęły działać na kontynencie afrykańskim pod koniec lat 50. XX wieku. Po upadku ZSRR, w 1991 roku, miejsce inwestycyjnego lidera w Afryce uzyskały Chiny. Głównym celem chińskiego zainteresowania Afryką był dostęp do surowców energetycznych. Bardzo szybko Chińczykom udało się nawiązać kontakty z większością państw afrykańskich, również z reżimami, które państwa zachodnie uważały za wrogie, ponieważ władzę sprawowały tam rządy dyktatorskie<sup>103</sup>. Bardzo ważną cechą chińskiej polityki zagranicznej wobec Afryki jest to, że opiera się na sześciu fundamentalnych zasadach, sformułowanych w 2003 roku przez prezydenta ChRL, Hu Jintao. Są to:

- nieinterweniowanie w sprawy wewnętrzne,
- poszanowanie suwerenności krajów afrykańskich w rozwiązywaniu problemów,
- wzajemne zaufanie i współpraca,
- zwiększenie pomocy ekonomicznej bez stawiania warunków politycznych,
- zwrócenie międzynarodowej uwagi na sytuację w Afryce oraz
- promocja stworzenia przyjaznego środowiska międzynarodowego dla afrykańskiego rozwoju<sup>104</sup>.

Wielokrotnie podkreślane zasady nieinterwencji w sprawy wewnętrzne, respektowania suwerenności politycznej, czynią z Chin atrakcyjnego partnera dla państw afrykańskich<sup>105</sup>.

Intensyfikacja współpracy pomiędzy Chinami i Afryką nastąpiła w ciągu ostatnich 10 lat. Szacuje się, że 50% chińskich inwestycji poza własnymi granicami dotyczy przemysłu wydobywczego. Afryka jest jednocześnie regionem bogatym w surowce oraz dużym rynkiem zbytu. Wpływy tradycyjnych państw kolonialnych w państwach posiadających duże zasoby ropy, nieustannie maleją na rzecz Chin<sup>106</sup>. Zaufanie Afrykanów wzbudza też kontynuowanie rozwoju chińskich inwestycji i zaangażowanie finansowe, pomimo światowego kryzysu, podczas gdy dotknięte nim instytucje zachodnie wyraźnie się wycofują<sup>107</sup>.

<sup>103</sup> И. Игнатченко, *Пекин и Вашингтон бодаются за Черный континент*, <http://navoine.ru/articles/2168> – 16.09.2011.

<sup>104</sup> A. Rządowska, *Chiny w Afryce*, [http://www.rurociagi.com/spis\\_art/2008\\_1/pdf/chinywafryce.pdf](http://www.rurociagi.com/spis_art/2008_1/pdf/chinywafryce.pdf).

<sup>105</sup> Ibidem.

<sup>106</sup> *Chińskie inwestycje w Afryce*, <http://www.exporter.pl/bazy/Kraje/229.php> – 5.05.2006.

<sup>107</sup> M. Gąsior, *Czy Chiny kolonizują Afrykę?*, <http://www.politykaglobalna.pl/2010/04/czy-chiny-kolonizuja-afryke/> – 13.04.2010.

Państwa zachodnie okazują niezadowolenie z zasady nieingerowania Chin w wewnętrzne sprawy m.in. państw afrykańskich, z którymi wiążą je relacje handlowe. Do kwestii przestrzegania praw człowieka, norm demokratycznych, wolności mediów, Chin, w odróżnieniu od szeroko stosowanej przez świat zachodni praktyki warunkowości, podchodzą bardzo pragmatycznie, nie narzucając żadnych warunków politycznych afrykańskim rządóm, pozostawiając sprawy wewnętrzne w ich gestii<sup>108</sup>.

Chińską politykę energetyczną w Afryce cechuje zaangażowanie na tym rynku wyłącznie dużych koncernów, wspieranych aktywnie przez państwo. Sektor surowców naturalnych w polityce chińskiej jest określany mianem strategicznego i niezwykle ważnego, dlatego przemysł energetyczny ChRL podlega ścisłej kontroli politycznej, a w 1998 roku został skupiony we wspomnianych trzech największych firmach: Cinopec, CNOOC oraz CNPC. Chińskie koncerny państwowe, dysponujące ogromnym budżetem, płacą konkurencyjne kwoty za uzyskanie koncesji i zaznaczenie swojej obecności w afrykańskim sektorze wydobywczym. Umowy na eksploatację złóż są zawierane na zasadzie tzw. package deals, które w ramach kontraktu zobowiązują do inwestycji w różnych gałęziach gospodarki. Struktura eksportu surowców naturalnych stanowi podstawę skali współpracy gospodarczej Afryki i Chin.

Obecność Chin w Angoli ma na celu poszerzenie wpływów w państwach Afryki których terytoria były niegdyś koloniami. Na przykład w Angoli i Mozambiku działa aktywnie prowincja Makau (język portugalski), w dawnych koloniach angielskich inwestują firmy z Hongkongu. Największym afrykańskim partnerem handlowym ChRL jest Angola. W marcu 2004 oba kraje podpisały umowę, zgodnie z którą w ramach programu odbudowy zniszczonej gospodarki po 27-letniej wojnie domowej, Chiny udzieliły Angoli kredytu w wysokości 2 mld dolarów. Ukrytym celem tych działań było uzyskanie przychylności lokalnych władz dla planowanej transakcji nabycia przez Chiński Narodowy Koncern Paliwowy (CNPC) od koncernu Shell 50% udziałów w złożach o potencjale produkcyjnym sięgającym 250 tys. b/d<sup>109</sup>. Ropa o wartości 6,6 mld dolarów stanowiła 99% całkowitego eksportu tego kraju do Chin w 2005 roku. W 2006 Angola stała się także jej najważniejszym zagranicznym dostawcą ropy, dostarczając do Chin 19,59 mln ton surowca. Również w 2006 została powołana spółka

<sup>108</sup> J. Czerep, *Chiny w Afryce. Nowa kolonizacja czy obustronnie korzystna współpraca?*, <http://www.psz.pl/Jedrzej-Czerep-Chiny-w-Afryce-Nowa-kolonizacja-czy-obustronnie-korzystna-wspolpraca> – 26.11.2009.

<sup>109</sup> *Chińska polityka w Afryce*, <http://www.geopolityka.org/index.php/analizy/825-chinska-polityka-w-afryce> – 8.05.2011.



joint venture Sonangol-Cinopeac International, która zajmuje się wydobyciem ropy naftowej. 75% udziałów w spółce ma chiński państwowy gigant naftowy Cinopeac<sup>110</sup>. W marcu 2006 nowo powstałe konsorcjum podjęło decyzję o finansowaniu budowy nowej rafinerii w Lobito, której możliwości przetwórcze wynoszą około 200 tys. b/d<sup>111</sup>. W maju 2007 roku Pekin przekazał drugą transzę kredytu w wysokości 2 mld dolarów. Otrzymane kredyty Luanda zobowiązała się spłacać ropą<sup>112</sup>. Oferując Angoli inwestycje i kredyty, po tym jak Bank Światowy i państwa zachodnie odmówiły pomocy (z powodu rozkwitu korupcji), Pekin został największym handlowym partnerem Luandy<sup>113</sup>.

Obecność Chin w Demokratycznej Republice Konga zaowocowała drugą pozycją wśród eksporterów na rynek chiński, a udział Konga w eksporcie do Chin wzrósł z 0,1% w 1996 do 8,5% w 2005 roku. Chińskie ministerstwo handlu oszacowało całkowitą wartość bezpośrednich inwestycji zagranicznych rodzimych firm w DRK na 25 mld dolarów. Aktywność azjatyckich przedsiębiorców zaznacza się głównie w sektorze kopalnianym poprzez zawarcie pięciu umów joint venture z kongijską państwową firmą Gecamines. W DRK Chiny wykorzystują podobny system barterowy jak w Angoli – „infrastruktura za ropę”. Państwa podpisały umowę, zgodnie z którą Pekin zainwestuje w rozbudowę infrastruktury DRK 9,5 mld dolarów<sup>114</sup>.

Obecność Chin w Nigerii jest reprezentowana przez chińskie giganty naftowe CNPC i Cinopeac, które obecnie aktywnie gospodarują złożami z pomocą nigeryjskich władz w delcie rzeki Niger. W 2006 roku Abudża usunęła z rynku naftowego w kraju prawie wszystkie korporacje międzynarodowe. Jak wcześniej wspomniano, Pekin nie angażuje się w sprawy wewnętrzne kraju, mimo to Nigeria na eksport do Chin przeznaczająca tylko 4,2% swojej produkcji.

Obecność Chin w Sudanie to, według szacunków ONZ, 54-procentowy udział w 2005 roku w ogólnym eksporcie Sudanu, z czego 93% stanowił eksport ropy naftowej. W 2006 roku Chiny importowały 47% całkowitej sudańskiej produkcji ropy, co daje 6,5 mln ton dostarczanych do Azji. Na międzynarodową krytykę Chiny naraziły się za sprawą konfliktu w Darfurze, bowiem CNPC ma praktycznie monopol na wydobycie ropy w regionie ogar-

<sup>110</sup> P. Behrendt, *Chiny w Afryce na przełomie XX i XXI wieku – czy zmierzamy w stronę Chin Afryki?*, <http://www.polska-azja.pl/2010/01/15/chiny-w-afryce-na-przelomie-xx-i-xxi-wieku-czy-zmierzamy-w-strone-chinafryki/> – 15.01.2010.

<sup>111</sup> *Chińska polityka w Afryce...*

<sup>112</sup> Ibidem.

<sup>113</sup> P. Behrendt, op. cit.

<sup>114</sup> J. Czerep, op. cit.

niętego walkami Darfuru. Chiny są największym partnerem handlowym Sudanu i głównym inwestorem w sudańską gospodarkę. Poważnym ciosem dla chińskich interesów stało się uznanie niepodległości Sudanu Południowego – regionu, który ma strategiczne znaczenie dla Chin ze względu na zasoby ropy<sup>115</sup>. W ciągu ostatnich 15 lat Pekin zainwestował w Sudan blisko 20 mld dolarów w celu uzyskania kontroli nad przemysłem naftowym całego kraju. Chińska kompania CNPC posiada 40% udziałów w największym projekcie naftowym Sudanu – Great Nile Oil Project (GNPOC), gdzie również są zaangażowane azjatyckie firmy: malezyjska Petronas Carigali Overseas – 30%, indyjska Oil and Natural Gas Corporation (ONGC) – 25%, a 5% należy do państwowej kompanii naftowej Sudanu – Sudapet. GNPOC jest także operatorem rurociągu (1 506 km) o przepustowości 450 tys. b/d, który umożliwia przesyłanie ropy ze środkowego Sudanu do Port Bashir. W październiku 2001 roku zostało utworzone konsorcjum Petrodar Operating Company (PDOC), w którym 41% akcji posiada CNPC, a 6% Cinopec. PDOC kontroluje pola naftowe w rejonie Melut Basin<sup>116</sup>. Oprócz azjatyckich kompanii, w Sudanie obecne są: francusko-belgijska Total, amerykańska Marathon Oil Corporation oraz kuwejska Foreign Petroleum Company<sup>117</sup>.

Interesy gospodarcze Chin w Libii otrzymały dotkliwy cios zadany przez wojnę. Według danych ministerstwa handlu Chin w 2011 roku w Libii pracowało 75 chińskich kompanii, które podpisały kontrakty na 18 mld dolarów. Chińczycy byli zaangażowani w około 50 wielkich projektów w Libii. Wojna domowa w Libii spowodowała ewakuację 30 tys. pracowników, którzy pracowali głównie na wschodzie kraju w przemyśle naftowym. Pekin poniósł znaczne straty. Niektórzy analitycy za jedną z przyczyn wojny w Libii uważają dążenie państw zachodnich do usunięcia Chin z tego kraju<sup>118</sup>. Stosunki chińsko-libijskie są nie najlepsze od 2006 roku, kiedy to płk Kaddafi postanowił odnowić relacje z Tajwanem<sup>119</sup>.

Przywódcy bogatych w surowce energetyczne państw afrykańskich zapewнили chińskim przedsiębiorstwom wyłączne prawa do zagospodarowania złóż w miejscach, gdzie dostęp dla firm zachodnich jest zakazany.

Jednak nie wszystkie afrykańskie państwa są zadowolone z ekonomicznej ekspansji Chin w Afryce. Swoje niezadowolenie okazują Liberia, Kamerun, Mozambik, Namibia oraz Republika Południowej Afryki, które

<sup>115</sup> И. Игнатченко, op. cit.

<sup>116</sup> *Chińska polityka w Afryce...*

<sup>117</sup> *Пекин и Вашингтон в борьбе за ресурсы Африки*, <http://www.newsland.ru/news/detail/id/784993/> – 21.09.2011.

<sup>118</sup> И. Игнатченко, op. cit.

<sup>119</sup> P. Behrendt, op. cit.

uważają, że Chiny w przyszłości mogą skolonizować Afrykę traktując ten region tylko jako źródło eksploatacji surowców energetycznych.

## REAKCJA ZACHODU NA OBECNOŚĆ CHIN W AFRYCE

Wydarzenia, które obecnie mają miejsce w Afryce – interwencja państw koalicji w Libii, uznanie niepodległości Sudanu Południowego, pokazują, że na kontynencie afrykańskim rozgrywa się walka między USA a Chinami o zasoby afrykańskiej ropy i gazu.

Pekin otwarcie prowadzi w Afryce ekspansję na szeroką skalę, czyli faktycznie rozpoczyna się kolejny podział afrykańskiego kontynentu. Do niedawna Chiny stosowały głównie ekonomiczną ekspansję w regionie, zdając sobie sprawę, że stanowią konkurencję dla USA i UE. Państwo Środka zaczęło jednak realizować kolejną część własnej strategii – ekspansję wojskowo-polityczną. Proces ten może poważnie osłabić pozycję USA i niektórych państw europejskich, np. Wielkiej Brytanii, Francji, których koncerny naftowe mają koncesję na zagospodarowanie afrykańskich złóż.

Aktywna wojskowo-polityczna i ekonomiczna ekspansja Chin w Afryce budzi zaniepokojenie wśród amerykańskich władz oraz politycznych analityków. Wpływowa amerykańska rada ds. stosunków międzynarodowych w jednym ze swoich raportów zauważyła, że w całej Afryce Chiny uzyskują kontrolę nad surowcami. Wygrywają z zachodnimi konkurentami prawo do realizacji wielkich projektów w dziedzinie infrastruktury, głównie poprzez udzielanie miękkich pożyczek oraz wygodne warunki spłaty, mając na celu wzmocnienie własnych konkurencyjnych pozycji.

Od 2000 roku na poziomie ministerialnym odbywają się fora chińsko-afrykańskie<sup>120</sup>. Pierwszy taki szczyt miał miejsce w Pekinie, dokąd przyjechało 48 przedstawicieli rządów państw afrykańskich<sup>121</sup>. Kolejne spotkanie odbyło się 3 lata później, w 2003 roku, w Addis-Abebie. W listopadzie 2006 miał miejsce trzeci szczyt Chiny – Afryka, po zakończeniu którego Chiny jeszcze bardziej zaktywizowały swoją działalność w regionie. W tym czasie zaostriżył się konflikt o Afrykę oraz pojawiło się na dużą skalę nowe zjawisko – piractwo u wybrzeży Somalii. Ropę do Chin eksportuje się (głównie z Sudanu) trasą, gdzie wysoką aktywność wykazują piraci. W 2009 roku

<sup>120</sup> D. Wysoczańska, *Chiny-Afryka/Szczyt w Pekinie*, [http://www.psz.pl/index.php?option=com\\_content&task=view&id=3411](http://www.psz.pl/index.php?option=com_content&task=view&id=3411) – 6.11.2006.

<sup>121</sup> B. Golarczyk, *Pozycja Chin w Afryce. Czerwona księżeczka czekowa*, <http://www.psz.pl/tekst-24721/Bogdan-Golarczyk-Pozycja-Chin-w-Afryce-Czerwona-ksiazeczka-czekowa> – 2.11.2009.

Chiny wyszły z inicjatywą koordynacji działań na wodach międzynarodowych u wybrzeży Somalii. Pomysł chińskich władz uzyskał szerokie wsparcie ze strony społeczności międzynarodowej<sup>122</sup>.

Wojna medialna pomiędzy Chinami a Zachodem znacznie zaostrzyła się pod koniec 2009 roku, kiedy miał miejsce czwarty szczyt Chin – Afryka. Wtedy politycy z UE i USA zaczęli głośno wyrażać opinie o zagrożeniu chińską ekspansją w Afryce oraz o utracie znaczenia USA i UE na afrykańskim kontynencie.

Zachód bardzo nerwowo reaguje na chińską obecność w Afryce. USA i UE niewiele jednak mogą zrobić, aby zachować własne wpływy i pozycję w regionie. Jeśli wcześniej amerykańskie i europejskie koncerny, będąc monopolistami, mogły dyktować afrykańskim przywódcom własne warunki, w tym stawiać polityczne wymagania, to obecnie liderzy afrykańskich państw sami wybierają, z kim chcą współpracować. W razie nieudzielenia kredytów przez państwa zachodnie (z powodów korupcji, łamania praw człowieka, niestabilnej sytuacji wewnętrznej), zainteresowane kraje afrykańskie w każdej chwili mogą zwrócić się o pomoc do Chin, które mało interesują ich wewnętrzne problemy.

Jeszcze jedną przyczyną przewagi Chin nad Zachodem w Afryce jest to, że w związku z kryzysem gospodarczym i ewentualnym jego powtórzeniem państwa zachodnie nie są w stanie udzielić wielkich pożyczek państwom słabo rozwiniętym. W przeciwieństwie do UE i USA, Chiny posiadają możliwość aktywnego kredytowania innych krajów. Poza tym, Chińczycy są gotowi inwestować tam, gdzie państwa zachodnie mają pewne ograniczenia polityczne i ekonomiczne. Właśnie poprzez taką postawę Chiny uzyskują wsparcie najbardziej totalitarnych rządów i wygrywają z USA i UE<sup>123</sup>.

Waszyngton nigdy nie zrezygnuje z roli światowego hegemonu, a według prognoz ekspertów międzynarodowych gospodarka chińska za pięć lat dogoni amerykańską. USA nie chcą w żaden sposób do tego dopuścić, ponieważ może to spowodować nowy podział stref wpływu na świecie. Wokół Chin mogą zjednoczyć się nie tylko państwa niedemokratyczne – takie jak Iran, Wenezuela, mocarstwa regionalne – Indie, Rosja i inne. Aby zapobiec takiej sytuacji USA wszelkimi sposobami starają się osłabić Chiny. A właśnie słabą stroną Państwa Środka jest to, że aby utrzymać gospodarczy wzrost, Pekinowi bardzo zależy na surowcach energetycznych,

<sup>122</sup> *Pekin chce wspólnej, skoordynowanej walki z piratami*, <http://www.polskatimes.pl/aktualnosci/213111,pekin-chce-wspolnej-skoordynowanej-walki-z-piratami,id,t.html?cookie=1> – 23.01.2010.

<sup>123</sup> И. Игначенко, *op. cit.*

natomiast Amerykanie starają się maksymalnie utrudnić Chinom dostęp do złóż ropy naftowej i gazu. Jednak izolacja Chin na kontynencie afrykańskim może spowodować zbliżenie Chin i Rosji, co też może mieć negatywny wpływ na interesy USA<sup>124</sup>.

## CHINY W AZJI ŚRODKOWEJ

Jeszcze jednym obszarem, na którym toczy się „wielka gra” i udział w niej biorą Chiny, jest region Morza Kaspijskiego, gdzie Chiny obecnie starają się wzmocnić swoją pozycję.

Głównym celem obecności Chin w regionie Azji Środkowej jest zapewnienie stałych dostaw surowców energetycznych na chiński rynek<sup>125</sup>. W związku z tym Chiny realizują szereg projektów skierowanych na wydobycie surowców, budowę tras przesyłowych i wykorzystanie nowatorskich sposobów transportu tych surowców do Chin. Poza tym Chiny są strefą tranzytową pomiędzy Azją Środkową a energetycznymi rynkami na wybrzeżu Oceanu Indyjskiego<sup>126</sup>. Wszystkie regionalne projekty pomiędzy Chinami i Azją Środkową skierowane są na dwustronną współpracę, większość z nich jest z sukcesem realizowana, jak np. gazociąg Azja Środkowa – Chiny<sup>127</sup>.

W 2008 roku przedsiębiorstwo Uzbekneftigaz i chińska korporacja CNPC podpisały porozumienie o utworzeniu spółki joint venture, która zajmie się eksploatacją złoża naftowego Mingbulak, z zasobami wynoszącymi około 30 mln ton ropy. Zacieśnienie współpracy uzbecko-chińskiej pozwoliło Pekinowi wzmocnić własną pozycję w centralnoazjatyckim sektorze energetycznym, zaś Taszkontowi ograniczyć wpływy rosyjskie w sferze gospodarczej<sup>128</sup>.

Dzisiaj głównym szlakiem dostarczania surowców energetycznych do Chin jest Cieśnina Malakka i Morze Południowochińskie (80% ropy importowanej przez Chiny). W razie wybuchu konfliktu w tym regionie dostawy surowców energetycznych do Chin mogą być zagrożone. Pekin postrzega Azję Środkową jako alternatywną i bardziej stabilną drogę dostarczania surowców. Żeby minimalizować ryzyko dostaw z Azji Środko-

<sup>124</sup> Пекин и Вашингтон в борьбе...

<sup>125</sup> Н. Мендкович, *Китай в Центральной Азии: бороться или сотрудничать?*, <http://journal-neo.com/?q=ru/node/4899> – 5.03.2011.

<sup>126</sup> Ibidem.

<sup>127</sup> Ibidem.

<sup>128</sup> *Zacieśnianie uzbecko-chińskiej współpracy energetycznej*, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/tydzien-na-wschodzie/2008-10-30/zaciesnianie-uzbecko-chińskiej-współpracy-energetycznej> – 30.10.2008.

wej, Chiny budują rurociągi przez terytorium przyjaznych sobie państw. Zamiary Chin są oczywiste – pragnienie inwestowania dużych środków finansowych w projekty energetyczne wszędzie tam, gdzie jest to możliwe. Region Azji Środkowej, gdzie w związku z kryzysem światowym obserwuje się zmniejszenie napływu kapitału zagranicznego stwarza dla Chin w tym zakresie sprzyjające możliwości<sup>129</sup>.

Jednym z rywali Chin w Azji Środkowej jest Japonia, która podobnie jak Pekin stara się budować dwustronne stosunki z państwami regionu. Rywalizacja między Japonią i Chinami oraz pragnienie Rosji zachowania wpływów w regionie nie pozwalają na stworzenie wspólnych strategicznych programów współpracy. Konkurencja jest bardzo odczuwalna i państwa Azji Środkowej starają się skorzystać z niej z myślą o własnych interesach gospodarczych, przede wszystkim dotyczy to inwestycji. Państwa regionu starają się nie wiązać długoterminowymi kontraktami, a co najważniejsze, proponują wszystkim rywalom równe warunki konkurencji.

## CHINY W AMERYCE ŁACIŃSKIEJ

Głównym powodem zwiększonego zainteresowania Pekinu krajami latynoamerykańskimi są oczywiście surowce energetyczne. Kraje latynoamerykańskie – Wenezuela, Brazylia, Boliwia, Ekwador, posiadają stosunkowo bogate zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego, mogą więc mieć strategiczne znaczenie dla Chin. W ciągu ostatnich 10 lat w stosunkach chińsko-latynoamerykańskich obserwuje się zacieśnianie współpracy. Wynika to głównie ze zwycięstwa rządów lewicowych w krajach Ameryki Łacińskiej, które są bliskie ideologicznie Chinom, oraz polityki antyamerykanizmu, skierowanej na zmniejszenie zależności od wpływów USA. W 2004 roku podczas wizyty Hu Jintao w Ameryce Łacińskiej podpisano 39 porozumień w dziedzinie gospodarki oraz 19 umów w trakcie wizyty Hugo Chaveza w ChRL, które głównie dotyczyły wzajemnej współpracy w sektorze naftowym oraz chińskich inwestycji w wenezuelski sektor energetyczny, realizowanych przez trzech największych chińskich inwestorów w regionie – Cinopec, CNOOC oraz CNPC.

W kwietniu 2006 roku Cinopec podpisał porozumienie z brazylijskim Petrobrasem odnośnie budowy gazociągu łączącego północną część największego kraju południowoamerykańskiego z jego częścią południową. CNOOC również współpracuje z Petrobrasem w zakresie badań, rafinacji

<sup>129</sup> Ю. Курнишова, *Китайсько-японське суперництво у Центральній Азії на сучасному етапі*, old.niss.gov.ua/book/StrPryor/St\_pr14\_15/28.pdf.



i konstrukcji ropociągów na całym świecie. CNPC z kolei współpracuje z wenezuelskim gigantem państwowym PdVSA (Petroleos de Venezuela) w zakresie eksploatacji bogatych złóż czarnego złota w tzw. pasie Orinoko (Faja Petrolífera del Orinoco)<sup>130</sup>. Mimo że Caracas zdecydowaną większość swojej ropy eksportuje do Stanów Zjednoczonych, to systematycznie zwiększa też eksport do Chin<sup>131</sup>. Pekin podpisał również liczne porozumienia o kooperacji w zakresie wydobycia ropy i gazu z Kubą, Ekwadorem, Boliwią i Kolumbią<sup>132</sup>.

Zatoka Perska, Afryka Północna, basen Morza Kaspijskiego, Ameryka Łacińska i Arktyka są regionami rywalizacji o surowce energetyczne pomiędzy największymi mocarstwami – Chinami, USA, Rosją, Unią Europejską oraz innymi państwami świata. Te obszary formują ogromną szachownicę, na której wielkie potęgi rozgrywają swoją walkę o dominację.

<sup>130</sup> M. Maroszek, *Relacje Chińskiej Republiki Ludowej z Ameryką Łacińską*, <http://fae.pl/biulety-nopinierelacjechinzamerykalacinska.pdf> – sierpień 2009.

<sup>131</sup> Д. Сергеев, *Энергетический альянс Пекин – Каракас. Чавес будет продавать нефть Китаю и уйдет с американского рынка*, <http://www.win.ru/china/779.html> – 1.10.2008.

<sup>132</sup> M. Maroszek, *Relacje Chińskiej Republiki Ludowej...*



## Zakończenie

Analiza potencjału surowcowego Unii Europejskiej wskazuje na to, że w porównaniu z innymi regionami świata, właśnie ten region jest stosunkowo ubogi w zasoby konwencjonalnych źródeł energii, takich jak ropa naftowa i gaz ziemny. Ostatnio obserwuje się zmniejszenie konsumpcji produktów ropopochodnych, co jest spowodowane wysokimi cenami ropy na rynku światowym oraz przeprofilowaniem elektrowni naftowych, które w znacznym stopniu zanieczyszczają środowisko naturalne, w mniej szkodliwe elektrownie gazowe. Zależność UE od zewnętrznych dostaw ropy naftowej jest wysoka i w najbliższym czasie będzie nadal wzrastać. Przyczyną tego jest wyczerpywanie rezerw ropy naftowej w głównych regionach roponośnych UE oraz szybki rozwój przemysłu, co z kolei powoduje zmniejszanie potencjału energetycznego państw UE. Źródła dostaw dla całej UE i poszczególnych państw członkowskich są zróżnicowane. Na przykład, większość państw Europy Środkowo-Wschodniej zależna jest od jednego dostawcy – Federacji Rosyjskiej. Większość państw UE jest prawie w 95% zależna od dostaw zewnętrznych. Tylko nielicznym państwom udaje się pokrywać zapotrzebowanie w ropę z własnych zasobów, są to Dania i Wielka Brytania, które posiadają złoża na Morzu Północnym i inwestują w prace poszukiwawczo-wydobywcze. Cena ropy w ostatnim dziesięcioleciu jest niestabilna, podatna na wpływ sytuacji i wydarzeń politycznych zarówno w roponośnych regionach, jak i na całym świecie. Analiza potencjalnych zapasów ropy naftowej w innych państwach UE potwierdza, że większość z nich nie prowadzi wydobywania, niektóre posiadają niewielkie zasoby, nieistotne jednak ze względu na ich niepokaźność.

Poziom zapotrzebowania na gaz ziemny w Unii Europejskiej jest wysoki. Unia Europejska w znacznym stopniu zależy od dostaw zewnętrznych i ta zależność w przyszłości będzie wzrastać. Największe dostawy gazu transportuje się do UE z Rosji i z Afryki Północnej. Wynika to z położenia geograficznego i w miarę dobrze rozbudowanej infrastruktury przesyłowej. Głównym czynnikiem kształtującym popyt na gaz jest niepokonywany wzrost zapotrzebowania dla produkcji energii elektrycznej. Poszu-

kiwania własnych złóż gazu w UE trwają, ale dotychczas jeszcze nie udało się odkryć takich, które istotnie wpłynęłyby na zmniejszenie zależności od państw spoza Europy. Nadal do końca nie wiadomo, czy na Morzu Północnym mogą znajdować się wielkie złoża gazu, czy są one już wyeksploatowane. Na ten temat nie ma wiarygodnych danych, ponieważ opinie naukowców, ekspertów i innych specjalistów w dziedzinie badania i poszukiwania nowych pokładów bardzo różnią się. Jedni twierdzą, że na znalezienie wielkich złóż w Europie nie ma żadnych szans, a inni odwrotnie. Na razie UE pozostaje w znacznym stopniu zależna od rosyjskich dostaw.

Analiza europejskich tendencji światowego przemysłu węglowego świadczy o tym, że w długoterminowej perspektywie węgiel pozostanie paliwem konkurencyjnym wśród najważniejszych surowców energetycznych. W związku z wyczerpywaniem się zapasów ropy i gazu na kontynencie europejskim, konsumpcja i handel węglem będą wzrastać. Jednocześnie będą rozwijać się badania naukowe zmierzające do zwiększenia efektywności i ekologicznego wydobycia węgla oraz jego wykorzystania.

Pomimo ogólnego wzrostu zarówno produkcji, jak i konsumpcji energii elektrycznej, obserwuje się zmniejszanie udziału UE w światowym wytwarzaniu energii elektrycznej. Najbardziej istotną rolę w UE w wytwarzaniu energii elektrycznej odgrywa energetyka jądrowa. Dzisiaj w Europie działają dwa elektroenergetyczne systemy – północny i południowy, które powiązane są z energetycznymi systemami państw regionu afrykańskiego, zapewniającymi ciągle zaopatrzenie w energię elektryczną i dającymi możliwość przekazywania jej nadmiaru do regionów, gdzie odczuwany jest jej deficyt.

Większość ropy naftowej do Unii Europejskiej dostarczana jest z Rosji przez terytorium Ukrainy ropociągami Przyjaźń oraz tankowcami przez Bałtyk i Morze Czarne. Lądowy europejski system transportu aktywnie się rozbudowuje, szczególnie na południu kontynentu. Obecnie w budowie jest rurociąg AMBO i Paneuropejski (Burgas – Aleksandropolis). Kiedy budowa zostanie zakończona nastąpi pewne zdywersyfikowanie dostaw ropy i połączenie rurociągami Unii Europejskiej z Morzem Kaspijskim i Azją Środkową.

Obecnie, w różnych zakątkach Europy buduje się gazociągi w celu dywersyfikacji źródeł dostaw, ale większość z nich znajduje się w stadium budowy lub na etapie studyjno-projektowym. Są to głównie te gazociągi, które biegną z Afryki Północnej i Bliskiego Wschodu do Europy. Po realizacji wszystkich projektów Europa znacznie rozszerzy sposoby dostaw gazu ziemnego na rynki własne. Ale obecnie, nawet w tych państwach, gdzie infrastruktura nafto-gazowa jest dobrze rozwinięta, rurociągami płynie

gaz rosyjski. Gazprom w różny sposób czyni starania, by zapewnić sobie pozycję lidera.

Liczba ewentualnych, alternatywnych źródeł gazu dla Europy jest niewielka: oprócz własnych złóż gazowych, gaz dostarczany jest z Algierii, Norwegii, Holandii i Rosji. Przedwczesne byłyby rozmowy o dostawach gazu do państw europejskich z Libii, Turkmenistanu, Kataru, Iraku lub Egiptu. Rzecz w tym, że głównym problemem nie jest poszukiwanie rynków zbytu dla gazu z tych państw, ale zainwestowanie w nich ogromnych nakładów pieniężnych, potrzebnych do finansowania zagospodarowania odnalezionych złóż, budowy nowych gazociągów w niestabilnych politycznie regionach, budowy zbiorników z metanem, przedsiębiorstw zajmujących się skraplaniem gazu, regazyfikacją itd. Wszystko to stwarza problemy w poszukiwaniu optymalnego bilansu w średnio- i długoterminowych prognozach zużycia gazu w każdym, odrębnie rozpatrywanym państwie europejskim. Gwarancję stabilnych dostaw gazu w potrzebnych ilościach do europejskich państw konsumentów może zapewnić jedynie rozsądna zespołowa polityka strategiczna w ramach UE.

Europejski rynek energii elektrycznej jest coraz bardziej zintegrowany, wynika to głównie z fizycznych możliwości przesyłowych poszczególnych państw. Regionalizacja europejskich rynków energii elektrycznej jest jednym z etapów tworzenia rynku ogólnoeuropejskiego. Największym potencjałem wytwarzania i przesyłania energii elektrycznej dysponują obecnie rynki środkowozachodniej i środkowopołudniowej Europy, szczególnie dzięki takim potęgom energetycznym, jak Francja i Niemcy. Rozbudowa infrastruktury przesyłowej umożliwia funkcjonowanie wspólnego europejskiego rynku energii elektrycznej.

Region WNP ma bardzo ważne znaczenie dla UE pod względem dostaw surowców energetycznych. Unia Europejska stara się budować partnerskie stosunki ze wszystkimi państwami regionu. Jednocześnie WNP jest bardzo zróżnicowana – państwa Azji Środkowej są prawie w 100% zależne od rosyjskiego systemu przesyłu surowców, co zmusza je do dostosowywania się do polityki Rosji oraz szukania alternatywnych tras wyjścia na rynki światowe. Państwa kaukaskie coraz bardziej uniezależniają się od wpływów rosyjskich właśnie dzięki posiadaniu surowców energetycznych, co zmusza Rosję do rozmów z nimi jak z równoprawnymi partnerami. Chociaż i w tych negocjacjach nietrudno zauważyć ze strony Rosji od czasu do czasu wypróbowanych metod szantażu. Najbardziej skomplikowały się stosunki pomiędzy Rosją a państwami tranzytowymi – Białorusią, Ukrainą i Gruzją. Państwa te pragną wyjść spod orbity wpływów rosyjskich, co nie odpowiada interesom Kremla, który stosując różne instrumenty naci-

sku stara się przywrócić w tych państwach własne wpływy. Unii Europejskiej bardzo trudno jest zwiększyć własne wpływy w regionie WNP, ponieważ sytuację tam kontroluje w większym lub mniejszym stopniu Rosja. Obecnie Unia i Rosja rywalizują o wpływy na Ukrainie, która znalazła się w trudnej sytuacji politycznej. Od wyboru: czy UE, czy Rosja, zależy przyszłość tego kraju. Budowa południowego korytarza gazowego ma ważne znaczenie dla Unii, gdyż tym korytarzem byłyby dostarczany gaz ze źródeł leżących w regionie Morza Kaspijskiego i na Bliskim Wschodzie. Korytarz ten mógłby w przyszłości zaspokajać znaczną część potrzeb unijnych. Jest to jednym z priorytetów Unii Europejskiej w dziedzinie bezpieczeństwa energetycznego.

Bliskość geograficzna Afryki Północnej i Unii Europejskiej jest niewątpliwym atutem, ponieważ to znacznie obniża koszty transportu surowców. Dzięki zwiększeniu otwartości sektora energetycznego państw północnoafrykańskich na inwestycje zagraniczne, włoskie, hiszpańskie, francuskie i belgijskie przedsiębiorstwa mogły nawiązać współpracę z przedsiębiorstwami państwowymi, kontrolującymi produkcję i dystrybucję gazu w tym regionie. Stwarza to również możliwości dla inwestorów spoza UE. Na uwagę zasługuje udział rosyjskiego koncernu Stroytransgaz w budowie gazociągu z Algierii do Hiszpanii. Planowane jest też podpisanie rosyjsko-algierskiej umowy w sprawie wymiany kwot, która pozwoliłaby Algierii na zwiększenie dostaw gazu do USA, a Rosji do Europy Zachodniej. Wzrost zaangażowania przedsiębiorstw rosyjskich w inwestycje w Afryce Północnej może jednak być dla Unii Europejskiej niekorzystne i doprowadzić do przewagi konkurencyjnej rosyjskich dostawców surowców energetycznych, a nawet do uzyskania przez nich pozycji monopolistycznej.

Wyzwaniem dla eksporterów i importerów gazu jest utworzenie światowego rynku LNG, który powoli rozwija się, w miarę rozbudowy infrastruktury do skraplania i odbioru gazu. Dzięki rozwojowi zdolności produkcji LNG, jeżeli nastąpi równoczesny rozwój infrastruktury terminali pozwalających na odbiór skroplonego gazu, Algieria, Libia i Egipt mogą stać się również dostawcami gazu na rynki pozostałych państw unijnych, przyczyniając się do dywersyfikacji dostawców gazu do państw Europy Środkowej, uzależnionych od importu z Rosji.

Obecność wielkiej ilości surowców energetycznych na terytorium jednego państwa nie świadczy o jego wielkim potencjale energetycznym. Państwa, które posiadają największe światowe zasoby surowców energetycznych, np. ZEA, Arabia Saudyjska, Katar, Iran, Irak, Algieria, Nigeria i inne, pod żadnym względem nie dominują na świecie. Czołowe miejsca zajmują potęgę ekonomiczną, co daje im możliwość prowadzenia działalności zwią-



zanej z poszukiwaniem i wydobyciem surowców energetycznych w jakimkolwiek regionie świata.

W ciągu najbliższych 8-12 lat na europejskim rynku gazowym potencjalnym konkurentem Rosji może stać się jedynie Algieria. Jednak w warunkach realizacji europejskiej „dyrektywy gazowej”, trudno liczyć na bezproblemowe połączenie gazu rosyjskiego i algierskiego. Do tego czasu, wszelkie zagrożenia z tym związane, Rosja i Algieria, przy wsparciu UE, mogłyby przeprowadzić rozmowy w celu wyeliminowania ewentualnych przeszkód. Pozostałe państwa arabskie w najbliższych 10-15 latach nie będą w stanie konkurować z Rosją na europejskim rynku gazowym.

Region afrykański jest dosyć atrakcyjny dla państw UE z kilku powodów: bliskość rynków zbytu, tanie wydobycie i obecność potencjalnych, nierozpoznanych złóż, które w przyszłości mogą stać się istotnym źródłem importu. Afrykańsko-europejskie partnerstwo energetyczne z Unią Afrykańską, w połączeniu z regionalnymi wspólnotami gospodarczymi, powinno przyczynić się ponadto do rozwoju głębszego dialogu w dziedzinie energii i do powstania konkretnych inicjatyw. UE dokona oceny rosnącej roli Afryki z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego UE i zapewni dostępność odpowiednich środków oraz określi politykę w tej dziedzinie.

Potencjał energetyczny państw Bliskiego Wschodu i Azji Mniejszej jest ogromny i wywołuje wielkie zainteresowanie światowych potęg. W przyszłości Bliski Wschód może konkurować z Rosją w dostawach surowców do Unii Europejskiej, szczególnie w dziedzinie LNG.

Ameryka Północna i Południowa posiadają olbrzymie zasoby surowców energetycznych. O ile w Ameryce Północnej sytuacja polityczno-ekonomiczna jest stabilna i nie zdarzają się tam, niekorzystne dla państw tego kontynentu, wydarzenia, to trudno powiedzieć, że w Ameryce Łacińskiej jest podobnie. Unia Europejska non stop obserwuje polityczne wydarzenia w Ameryce Łacińskiej, ponieważ widzi w tym regionie własny interes gospodarczy. Jeszcze w latach 80. XX wieku Wspólnota Europejska mocno zaangażowała się w rozwiązanie krwawych i długotrwałych konfliktów w regionie. Bezspornie kontakty między Ameryką Łacińską a Europą nabrały tempa w momencie, gdy do Wspólnoty przystąpiły Portugalia i Hiszpania. Latynoamerykańskie państwa nigdy nie były w centrum zainteresowania Unii, szczególnie jeżeli chodziło o surowce energetyczne. Ale w ciągu ostatniego dziesięciolecia priorytety regionalne zjednoczonej Europy uległy zmianom, przyczyniły się do tego kryzysy gazowe i napięte stosunki energetyczne z Rosją – dotychczasowym głównym dostawcą ropy i gazu do Unii. Dziś UE jest zainteresowana podejmowaniem efektywnych działań w celu intensyfikacji wzajemnych stosunków energetycznych z nie-

którymi krajami Ameryki Południowej. Ważną rolę w tym obszarze odgrywają kraje członkowskie UE – Portugalia i Hiszpania, których korporacje energetyczne już są obecne na rynku południowoamerykańskim. Dalszy rozwój stosunków UE i obu Ameryk będzie zależeć i od tego, jak te państwa poradzą sobie z kryzysem gospodarczo-finansowym, który dotknął najsilniejsze gospodarki regionu. Najbardziej destabilizujący wpływ w regionie Ameryki Łacińskiej może mieć kryzys polityczny w Wenezueli i Kolumbii. W tej sytuacji Unia powinna włączać się w rozwiązywanie problemów tych krajów i jak najbardziej angażować się w integracyjne procesy w tym regionie w ramach wspólnej polityki zagranicznej i bezpieczeństwa.

Zatoka Perska, Afryka Północna, basen Morza Kaspijskiego, Ameryka Łacińska i Arktyka są regionami rywalizacji o surowce energetyczne pomiędzy największymi mocarstwami – Chinami, USA, Rosją, Unią Europejską oraz innymi państwami świata. Te obszary tworzą ogromną szachownicę, na której wielkie potęgi rozgrywają swoją walkę o dominację.

Regulacje prawne wskazują, że ustawodawstwo Unii Europejskiej ciągle udoskonala się. Wprowadzane są nowe rozporządzenia, dyrektywy i decyzje. Państwa członkowskie UE pracują wspólnie nad realizacją zadań, które zostały wyznaczone w dokumentach, by przynosiły one korzyści i sprzyjały przejrzystości cen, i swobodnej konkurencji na rynku europejskim energii elektrycznej. Czynią również starania w kierunku zabezpieczenia się przed zerwaniem dostaw gazu w okresie zimowym, wykorzystując podziemne zbiorniki gazowe do gromadzenia niezbędnych zapasów.

Programy Ramowe miały na celu z jednej strony wywołanie większej aktywności badawczej i innowacyjnej przedsiębiorstw i instytucji, zaś z drugiej – ukierunkować prowadzoną działalność badawczą zgodnie z wytycznymi polityki badawczej Unii. Analizując działania podejmowane w ramach tych programów, należy zauważyć, że kwestie energetyczne były jednym z głównych priorytetów wszystkich siedmiu Programów Ramowych. Polityka energetyczna Unii Europejskiej nie dotyczy wyłącznie sektora energii, ale również ochrony środowiska, podatków, handlu, konkurencji. Ma na celu budowę wspólnego rynku energetycznego, zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii oraz ochronę środowiska. Problemy energetyczne można rozwiązać poprzez racjonalne gospodarowanie energią oraz bardziej intensywne poszukiwanie jej ze źródeł odnawialnych. Realizacji tych celów sprzyjają także różne programy energetyczne realizowane przez państwa członkowskie UE na zasadzie dofinansowania.

## Bibliografia

### AKTY PRAWNE I DOKUMENTY

- Akt końcowy Konferencji w sprawie Europejskiej Karty Energetycznej, Dz.U. L 380, 31/12/1994, s. 3-23.
- Badania, rozwój technologiczny, innowacje*, [http://biblioteka.polskawue.gov.pl/HLP/files.nsf/0/A0AEDA9E0369CE1DC1256FFE004760BC/\\$file/Vademecum3.pdf](http://biblioteka.polskawue.gov.pl/HLP/files.nsf/0/A0AEDA9E0369CE1DC1256FFE004760BC/$file/Vademecum3.pdf).
- Biała Księga „Energia dla przyszłości – odnawialne źródła energii”*, COM (97) 599, wersja ostateczna.
- Biała Księga 2003 – Polska wobec strategii lizbońskiej. Polskie Forum Strategii Lizbońskiej*, Gdansk – Warszawa 2003.
- Commission Staff working paper 2010, Annual Report of the Market Observatory for Energy*, Brussels, 1.03.2011, SEC(2011) 272 final, volume I.
- Communication from the Commission – *Energy for the Future: Renewable Sources of Energy – Green Paper for a Community Strategy*, COM (96) 576, listopad 1996.
- Communication from the Commission – *Energy for the future: Renewable sources of energy – White Paper for a Community strategy and action plan*, COM (97) 599, listopad 1997.
- Council Directive 75/339/EEC of 20 May 1975 obliging the Member States to maintain minimum stocks of fossil fuel at thermal power stations, Dz.U. L 153 z 13.6.1975, s. 35-37.
- Decyzja 98/181/WE, EWWiS, Euratom Rady i Komisji z dnia 23 września 1997 r. w sprawie zawarcia przez Wspólnoty Europejskie Traktatu w sprawie Karty Energetycznej i Protokołu do Karty Energetycznej, w sprawie efektywności energetycznej i związanych z nią aspektów środowiskowych, Dz.Urz.WE L 98/69/1 z dnia 9 marca 1998 r.
- Decyzja Komisji 2003/796/WE z dnia 11 listopada 2003 r. w sprawie ustanowienia Europejskiego Organu Nadzoru Energii Elektrycznej i Gazu. Tekst mający znaczenie dla EOG, Dz.U. L 296 z 14.11.2003, s. 34-35.

- Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady 1229/2003/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. ustanawiająca zbiór wytycznych dla transeuropejskich sieci energetycznych oraz uchylająca decyzję nr 1254/96/WE, Dz.U. L 176 z 15.7.2003, s. 11-28.
- Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1230/2003/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. przyjmująca wieloletni program działania w dziedzinie energii: Inteligentna Energia – Europa (2003-2006). Tekst mający znaczenie dla EOG, Dz.U. L 176 z 15.7.2003, s. 29-36.
- Decyzja Rady 90/377/EWG z dnia 29 czerwca 1990 r. dotycząca wspólnotowej procedury w celu poprawy przejrzystości cen gazu i energii elektrycznej dla końcowych odbiorców przemysłowych, Dz.U. L 185 z 17.7.1990, s. 16-24.
- Decyzja Rady nr 96/391/WE z dnia 28 marca 1996 r. ustanawiająca zbiór środków mających na celu stworzenie bardziej korzystnych warunków dla rozwoju sieci transeuropejskich w sektorze energetycznym, Dz.U. L 161 z 29.6.1996, s. 154-155.
- Deklaracja w sprawie artykułu 130r Traktatu EWG, s. 27, <http://www.eur-lex.europa.eu/pl/treaties/dat/11986U/word/11986U.doc>.
- Dyrektywa 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 września 2001 r. w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych, Dz.U. L 283 z 27.10.2001, s. 33-40.
- Dyrektywa 2006/67/WE z dnia 24 lipca 2006 r. nakładająca na państwa członkowskie obowiązek utrzymywania minimalnych zapasów ropy naftowej lub produktów ropopochodnych, Dz.U. L 217 z dnia 8.08.2006, s. 8-15.
- Dyrektywa 94/22/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 30 maja 1994 r. w sprawie warunków udzielania i korzystania z zezwoleń na poszukiwanie, badanie i produkcję węglowodorów, Dz.U. L 164 z 30.6.1994, s. 3-8.
- Dyrektywa 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 grudnia 1996 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej, Dz.U. L 27 z 30.1.1997, s. 20-29.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/54/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE, Dz.U. L 176 z 15.7.2003, s. 211-226.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/54/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE, Dz.U. L 176 z 15 lipca 2003, s. 37-56.

- Dyrektywa Rady 93/76/EWG z dnia 13 września 1993 r. w celu ograniczenia emisji ditlenku węgla poprzez poprawienie efektywności energetycznej (SAVE), Dz.U. UE L 1993.237.28.
- Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76/EWG Dz.U. UE L 2006.114.64. s. 64-85.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/92/WE z dnia 22 października 2008 r. dotycząca wspólnotowej procedury w celu poprawy przejrzystości cen gazu i energii elektrycznej dla końcowych odbiorców przemysłowych (wersja przekształcona). Tekst mający znaczenie dla EOG, Dz.U. L 298 z 7.11.2008, s. 9-19.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, Dz.U. L 140 z 5 czerwca 2009, s. 16-63.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, Euratom, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006, Dz.U. L 140 z 5 czerwca 2009, s. 114-132.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (wersja przekształcona), Dz.U. L 334 z 17 grudnia 2010, s. 17-119.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE z dnia 30.05.1994 r. o warunkach udzielania i wykorzystywania zezwoleń na poszukiwanie, badanie i produkcję węglowodorów, Dz.Urz. UE L Nr 94/164/3 z 30 czerwca 1994.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 98/30/WE z 19 grudnia 1998 r. dotycząca wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku gazu ziemnego, [http://audytorzy.net/images/akty\\_prawne/ap\\_d\\_09.pdf](http://audytorzy.net/images/akty_prawne/ap_d_09.pdf).
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 98/30/WE z dnia 22 czerwca 1998 r. dotycząca wspólnych zasad w odniesieniu do rynku wewnętrznego gazu ziemnego, Dz.Urz. UE L 98/204/1 z dnia 21 lipca 1998.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/30/WE z dnia 8 maja 2003 r. w sprawie wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych, Dz.U. L 123 z 17.5.2003, s. 42-46.

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/54/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE, Dz.U. L 176 z 15.7.2003, s. 37-56.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/55/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 98/30/WE, Dz.U. L 176 z 15.7.2003, s. 57-78.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 98/30/WE z dnia 22 czerwca 1998 r. dotycząca wspólnych zasad w odniesieniu do rynku wewnętrznego gazu ziemnego, Dz.U. L 204 z 21.7.1998, s. 1-12.
- Dyrektywa Rady 2004/67/WE z dnia 26 kwietnia 2004 r. dotycząca środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego. Tekst mający znaczenie dla EOG, Dz.U. L 127 z 29.4.2004, s. 92-96.
- Dyrektywa Rady 2006/67/WE z dnia 24 lipca 2006 r., Dz.U. UE L 217 z dnia 8 sierpnia 2006 r., s. 8-15.
- Dyrektywa Rady 2009/119/WE z dnia 14 września 2009 r. nakładająca na państwa członkowskie obowiązek utrzymywania minimalnych zapasów ropy naftowej lub produktów ropopochodnych, Dz.U. UE L 265, z dnia 9 października 2009, s. 9-23.
- Dyrektywa Rady 90/547/EWG z dnia 29 października 1990 r. w sprawie przesyłu energii elektrycznej poprzez sieci przesyłowe, Dz.U. L 313 z 13 listopada 1990, s. 30-33.
- Dyrektywa Rady 90/547/EWG z dnia 29.10.1990 r. w sprawie przesyłania energii elektrycznej przez sieci wysokiego napięcia, Dz.U. UE L 90/313/30 z 13 listopada 1990, s. 35-39.
- Dyrektywa Rady 91/296/EWG z dnia 31 maja 1991 r. dotycząca przesyłu gazu ziemnego poprzez sieci, Dz.U. L 147, 12 czerwca 1991, s. 37-40.
- Dyrektywa Rady 91/296/EWG z dnia 31 maja 1991 r. w sprawie przesyłu gazu ziemnego poprzez sieci, Dz.U. UE L Nr 91/147/37 z dnia 12 czerwca 1991.
- Dyrektywa Rady 93/76/EWG z 13 września 1993 r., Dz.U. L 237 z dnia 22 września 1999, s. 163-165.
- Dyrektywa Rady z dnia 20 grudnia 1968 r. nakładająca na Państwa Członkowskie Europejskiej Wspólnoty Gospodarczej obowiązek utrzymywania minimalnych zapasów surowej ropy naftowej i/lub produktów ropopochodnych. Dz.U. L 1968.308.14.
- Dyrektywa Rady 98/93/WE z dnia 14 grudnia 1998 r. zmieniająca dyrektywę 68/414/EWG nakładającą na Państwa Członkowskie EWG obowiązek utrzymywania minimalnych zapasów surowej ropy naftowej i/lub produktów ropopochodnych, Dz.U. UE L 1998.358.100.



- Rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 28 września 2005 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego. Tekst mający znaczenie dla EOG, Dz.U. L 289 z 3.11.2005, s. 1-13.
- Rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej. Tekst mający znaczenie dla EOG, Dz.U. L 176 z 15.7.2003, s. 1-10.
- Rozporządzenie Nr 1267/1999 WE Rady z dnia 21 czerwca 1999 r. ustanawiające Instrument Przedakcesyjnej Polityki Strukturalnej, Dz.Urz. UE L Nr 99/161/73 z dnia 26 czerwca 1999.
- Rozporządzenie Nr 3906/89 EWG Rady z dnia 18 grudnia 1989 r. w sprawie pomocy gospodarczej dla niektórych państw Europy Środkowej i Wschodniej, Dz.Urz. UE L nr 89/375/11 z dnia 23 grudnia 1989.
- Tekst skonsolidowany TUE oraz TFUE, Dz.U. UE C 115 z 9 maja 2008.
- The Internal Energy Market. Commission Working Document. COM (88) 238 final, 2 May 1988.*
- Trzeci pakiet energetyczny: zaopatrzenie w gaz. Energia*, <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+IM-PRESS+20080513STO28753+0+DOC+XML+V0//PL-15-05-2008>.
- White Paper. An Energy Policy for the European Union, Brussels 13.12. 1995, COM (95) 682 final.*
- White Paper: An Energy Policy for the European Union, COM (95) 682, grudzień 1995*, [http://europa.eu/documentation/official-docs/white-papers/pdf/energy\\_white\\_paper\\_com\\_95\\_682.pdf](http://europa.eu/documentation/official-docs/white-papers/pdf/energy_white_paper_com_95_682.pdf).
- Zielona księga – „Europejska strategia na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii”, COM(2006) 105, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2006:0105:FIN:pl:PDF> – marzec 2006.
- Zielona księga w sprawie racjonalizacji zużycia energii*, [http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/pl/com/2005/com2005\\_0265pl01.pdf](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/pl/com/2005/com2005_0265pl01.pdf).

### TRAKTATY WSPÓLNOTOWE

- Traktat Lizboński, Dz.Urz. C 306 z 17 grudnia 2007.
- Traktat Karty Energetycznej, Dz.U. z dnia 17 czerwca 2003.
- Traktat o Unii Europejskiej (1992) [Maastricht], Dz.U. C 340 z 10 listopada 1997; Dz.U. C 325 z 24 grudnia 2002.
- Traktat ustanawiający Europejską Wspólnotę Energii Atomowej (1957) [Rzymski], Dz.U. C 325 z 24 grudnia 2002.

- Traktat ustanawiający Europejską Wspólnotę Gospodarczą (1957) [Rzymski], Dz.U. C 325 z 24 grudnia 2002.
- Traktat ustanawiający Europejską Wspólnotę Węgla i Stali (1951) [Paryski], <http://eur-lex.europa.eu/pl/treaties/index.htm>.
- Traktat z Amsterdamu (1997), Official Journal C 340, 10 November 1997.
- Traktat z Lizbony* zmieniający Traktat o Unii Europejskiej i Traktat ustanawiający Wspólnotę Europejską z dnia 13 grudnia 2007 r., Dz.U. C 306, z 17 grudnia 2007.
- Traktat z Nicei, Official Journal C 80, 10 March 2001.
- Wersja skonsolidowana Traktatu Ustanawiającego Europejską Wspólnotę Energii Atomowej, Dz.U. C 84, z 3 marca 2010 r.

### PROGRAMY RAMOWE

- Pierwszy Program ramowy*, <http://www.cie.gov.pl/www/quest.nsf/0/D1408CF94027EFC1C1256E860027D663?Open&RestrictToCategory=>
- Piąty Program Ramowy UE, <http://zb.eco.pl/publication/piaty-ramowy-program-ue-p227911>
- Program Inteligentna Energia dla Europy II*, [http://www.funduszedlaenergetyki.pl/2,1,inteligentna\\_energia\\_dla\\_europy.html](http://www.funduszedlaenergetyki.pl/2,1,inteligentna_energia_dla_europy.html)
- Program Ramowy na Rzecz Konkurencyjności i Innowacji na lata 2007-2013 (Competitiveness and Innovation Framework Programme – CIP)*, [http://www.funduszedlaenergetyki.pl/2,1,program\\_ramowy\\_na\\_rzecz\\_innowacji.html](http://www.funduszedlaenergetyki.pl/2,1,program_ramowy_na_rzecz_innowacji.html)
- Siódmy Program Ramowy Badań i Rozwoju Technologicznego*, [http://www.funduszedlaenergetyki.pl/2,1,7\\_program\\_ramowy\\_badan\\_i\\_rozwoju\\_tehnologicznego.html](http://www.funduszedlaenergetyki.pl/2,1,7_program_ramowy_badan_i_rozwoju_tehnologicznego.html)
- Siódmy Program Ramowy*, [http://www.bpe.ug.edu.pl/?lang=pl&id\\_cat=128](http://www.bpe.ug.edu.pl/?lang=pl&id_cat=128)
- Szósty Program Ramowy Unii Europejskiej (FP6)*, <http://alipro.eurescom.de/page/pl/fp6>
- Szósty Program Ramowy*, <http://www.6pr.pl/images/broszura.pdf>
- Szósty Program Ramowy*, <http://www.ietu.katowice.pl/bpk/6pr/>

### ANALIZY, STATYSTYKI

- Baltrel, <http://www.baltrel.com/Members.asp>
- BP Statistical Review of World Energy, June 2007
- BP Statistical Review of World Energy, June 2011
- CENTREL, <http://www.centrel.org/>
- Countries Factsheets 2011-2009
- ENI Annual Report on Form 20-F 2010

ENI Factbook 2009  
ENTSO-E Statistical Yearbook 2009  
Europa Annual report, Statistic 2010  
Eurostat  
INOGATE, [www.inogate.org](http://www.inogate.org)  
Nordel, Annual Report 2006  
Oil & Gas Journal, <http://www.ogj.com>  
OPEC. Annual Statistical Bulletin 2010  
South Stream, <http://south-stream.info/index.php?id=14>  
Statistical Yearbook 2009  
Statistical Yearbook 2010  
Statoil, <http://www.statoil.com>  
SUDEL, <http://www.sudel-net.org/>  
UCTE, Annual Report 2003  
UCTE, Annual Report 2005  
UCTE, Annual Report 2004  
World Energy Outlook 2008  
World factbook 2010

## RAPORTY, ANALIZY

Energy Information Administration, *Algeria*, Country Analysys Brief, 2009  
Energy Information Administration, *Angola*, Country Analysys Brief, 2010  
Energy Information Administration, *Argentina*, Country Analysys Brief, 2009  
Energy Information Administration, *Azerbaijan*, Country Analysys Brief, 2010  
Energy Information Administration, *Bolivia*, Country Analysys Brief, 2011  
Energy Information Administration, *Brazil*, Country Analysys Brief, 2011  
Energy Information Administration, *Canada*, Country Analysys Brief, 2009, 2010  
Energy Information Administration, *Caribbean*, Country Analysys Brief, 2011  
Energy Information Administration, *Colombia*, Country Analysys Brief, 2011  
Energy Information Administration, *Congo\_Brazzaville*, Country Analysys Brief, 2008  
Energy Information Administration, *ECOWAS*, Country Analysys Brief, 2008  
Energy Information Administration, *Ekwador*, Country Analysys Brief, 2010  
Energy Information Administration, *Equatorial Guinea*, Country Analysys Brief, 2010  
Energy Information Administration, *France*, Country Analysys Brief, 2007  
Energy Information Administration, *Gabon*, Country Analysys Brief, 2008

- Energy Information Administration, *Germany*, Country Analysys Brief, 2006
- Energy Information Administration, *Greece*, Country Analysys Brief, 2009
- Energy Information Administration, *Iberian Peninsula*, Country Analysys Brief, 2005
- Energy Information Administration, *Iran*, Country Analysys Brief, 2009
- Energy Information Administration, *Iran*, Country Analysys Brief, 2010
- Energy Information Administration, *Iraq*, Country Analysys Brief, 2009, 2010
- Energy Information Administration, *Kazachstan*, Country Analysys Brief, 2006, 2010
- Energy Information Administration, *Kuwait*, Country Analysys Brief, 2011
- Energy Information Administration, *Libya*, Energy Information Administration, 2011
- Energy Information Administration, *Mexico*, Country Analysys Brief, 2009
- Energy Information Administration, *Nigeria*, Country Analysys Brief, 2009, 2010
- Energy Information Administration, *North Sea*, Country Analysys Brief, 2007
- Energy Information Administration, *Norway*, Country Analysys Brief, 2006
- Energy Information Administration, *Peru*, Energy Information Administration, 2011
- Energy Information Administration, *Poland*, Country Analysys Brief, 2006
- Energy Information Administration, *Qatar*, Country Analysys Brief, 2011
- Energy Information Administration, *Russia*, Country Analysys Brief, 2009, 2010
- Energy Information Administration, *Saudi Arabia*, Country Analysys Brief, 2011
- Energy Information Administration, *Southern Europe*, Country Analysys Brief, 2006
- Energy Information Administration, *Sudan*, Country Analysys Brief, 2010
- Energy Information Administration, *Turkey*, Country Analysys Brief, 2006
- Energy Information Administration, *United Arab Emirates*, Country Analysys Brief, 2011
- Energy Information Administration, *United Kingdom*, Country Analysys Brief, 2006
- Energy Information Administration, *Venezuela*, Country Analysys Brief, 2011
- Energy Information Administration, *World Oil Transit Chokepoints*, 2008
- Energy policies of IEA countries*, <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2006/denmark2006.pdf>.
- WNA Market Report data 2005
- World Energy Outlook 2000
- World Energy Outlook 2004

World Energy Outlook 2011  
World Energy Technology. Outlook – 2005

## OPRACOWANIA MONOGRAFICZNE

- Bjørnebye H., *Investing in EU energy security. Exploring the regulatory approach to Tomorrow's Electricity Production*, Wolters Kluwer Law International 2010.
- Brzeziński Z., *Wielka szachownica. Główne cele polityki amerykańskiej*, Warszawa 1998.
- Geopolityka rurociągów. Współzależność energetyczna a stosunki międzynarodowe na obszarze postsowieckim*, red. E. Wyciszewicz, Polski Instytut Spraw Międzynarodowych, Warszawa 2008.
- Jabłoński W., Wnuk J., *Odnawialne źródła energii w polityce energetycznej Unii Europejskiej i Polski. Efektywne zarządzanie inwestycjami – studia przypadków*, Wyższa Szkoła Zarządzania i Marketingu w Sosnowcu, Sosnowiec 2004.
- Kaczmarek T., Jarosz R., *Czy ropa rządzi światem?*, Oficyna Wydawnicza Branta, Bydgoszcz – Warszawa 2006.
- Kazachstan. Historia – Społeczeństwo – Polityka*, red. T. Bodio, Warszawa 2000.
- Klare M.T., *Krew i nafta. Niebezpieczeństwa i konsekwencje rosnącej zależności Ameryki od importowanej ropy naftowej*, Agencja Wydawnicza i Reklamowa AKCES, Warszawa 2006.
- Kubiak K., *Interesy i spory państw w Arktyce*, Wydawnictwo Naukowe Dolnośląskiej Szkoły Wyższej, Wrocław 2009.
- Leszczyński T.Z., *Bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej do 2030 roku*, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa 2009.
- Łęgowska B., *Polityka naftowa państw arabskich Zatoki Perskiej*, Wydawnictwo Ibidem, Łódź 2007.
- Łoskot A., *Bezpieczeństwo dostaw rosyjskiego gazu do UE – kwestia połączeń infrastrukturalnych*, Ośrodek Studiów Wschodnich, Warszawa, 2005.
- Międzynarodowe bezpieczeństwo energetyczne*, red. nauk. E. Cziomer, Kraków 2008.
- Młynarski T., *Bezpieczeństwo energetyczne w pierwszej dekadzie XXI wieku. Mozaika interesów i geostrategii*, Wydawnictwo Uniwersytetu Jagiellońskiego, Kraków 2011.
- Motowidlak T., *Efekty wdrażania polityki energetycznej UE w zakresie rynku energii elektrycznej*, Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego, 2010.
- Proedrou F., *EU Energy Security in the Gas Sector. Evolving Dynamics, Policy Dilemmas and Prospects*, Ashgate Publishing Limiteds 2012.

- Polityka zagraniczna i bezpieczeństwa na obszarze Wspólnoty Niepodległych Państw*, red. nauk. A. Legucka, K. Malak, Oficyna Wydawnicza RYTM, Warszawa 2008.
- Region Azji Centralnej jako obszar wpływów międzynarodowych*, red. B. Bojarczyk, A. Ziętek, Wydawnictwo Uniwersytetu Marii Curie-Skłodowskiej, Lublin 2008.
- Sadowski T., Świdorski G., Lewandowski W., *Dotacje UE na rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce*, Warszawa 2006.
- Turkmenistan. Historia – Społeczeństwo – Polityka*, red. T. Bodio, Warszawa 2005.
- Wasilewski A., *Gaz ziemny w polityce Rosji*, Wydawnictwo Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią, Polska Akademia Nauk, Kraków 2005.
- Wasilewski A., *Ropa naftowa w polityce Rosji*, Wydawnictwo Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią, Polska Akademia Nauk, Kraków 2005.
- Włodkowska A., *Polityka Federacji Rosyjskiej na obszarze WNP*, Wydawnictwo Adam Marszałek, Toruń 2006.
- Імпортно-експортна політика України в енергетичній сфері: стратегічні пріоритети*, Монографія, за заг. ред. проф. А.І. Шевцова, Дніпропетровськ 2005.
- Вербинський В.В., Земляний М.Г., *Приватизаційні процеси в ПЕК України: надбання, прорахунки, досвід країн Європи*, за ред. проф. А.І. Шевцова, Дніпропетровськ 2003.
- Шевцов А.І., *Енергетика України на шляху до Європейської інтеграції*, Монографія, Дніпропетровськ 2004.

#### ARTYKUŁY

- Analysis of Electricity Network Capacities and Identification of Congestion*, Final Report, Aachen, December 2001.
- Bezpieczeństwo dostaw gazu*, „Energia & Przemysł”, maj 2007.
- Bocian M., *Rosyjsko-turkmeńskie porozumienie gazowe*, „Prace OSW/CES Studies”, Warszawa, kwiecień 2003.
- Budowa BritNed – pierwszego połączenia przesyłu energii elektrycznej pomiędzy Wielką Brytanią a Holandią*, „Elektroenergetyka”, 2010, nr 4 (6).
- Czeszumski Ł., *Wojna przyszła z ropą*, „Polityka”, nr 2598 – 31.03.2007.
- Dudarev G., Zverev M., *Energy Sector In Russia – Economic and Business Outlook*, Helsinki, ETLA Discussion Paper Nr 664, 1999.
- Ebel R.E., *Geopolitics of Energy into the 21st Century*, Resource Person IGAD Symposium, 16-18 August, 2002.



- Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu*, red. Dobroczyńska A., Warszawa, grudzień 2003, Urząd Regulacji Energetyki.
- Fried D., *A Strategy for Central Asia*, „The DISAM Journal”, Winter 2006.
- Huhler G., *Обходной путь вокруг Босфора*, „Spiegel”, 15.03.2007.
- Łoskot A., *Turcja – korytarz tranzytowy dla surowców energetycznych do UE*, „Prace OSW”, Warszawa, styczeń 2005.
- Maroszek M., *Sukcesy lewicy w Ameryce Łacińskiej analiza zjawiska*, www.fae.pl – wrzesień 2009.
- Maroszek M., *Relacje Islamskiej Republiki Iranu z Ameryką Łacińską – pragmatyzm czy ideologia?*, www.fae.pl – czerwiec 2009.
- Prus-Wojciechowska J., Szymaniak M., *Państwa dzielą Arktykę*, „Rzeczpospolita” – 23.09.2010.
- Falkowski M., *Polityka Rosji na Kaukazie Południowym i w Azji Centralnej*, „Prace OSW”, Warszawa 2006, nr 23, s. 7.
- ТЕК стран мира. Россия „G8”, Приложение к журналу „Минтоп”, Издательский дом „Лидар”, Минтоп” 2006.
- Turcja – korytarz tranzytowy dla surowców energetycznych do UE*, „Prace OSW”, Warszawa, styczeń 2005.
- Turkmenistan sam zagospodaruje swoje największe złożo gazu – Jolotan*, „Tydzień na Wschodzie”, „Prace OSW” – 6.01.2010.
- Ukończono budowę gazociągu Iran-Armenia*, „Tydzień na Wschodzie”, „Prace OSW” – 10.12.2008.
- Voytyuk O., *Polityka energetyczna Federacji Rosyjskiej wobec Białorusi, Ukrainy i Gruzji*, w: *Rozpad ZSRR i jego konsekwencje dla Europy i świata*, red. nauk. M. Smoleń, A. Jach i J. Diec, Kraków 2011.
- Wojna B., *Afryka Północna jako źródło surowców energetycznych dla Unii Europejskiej*, „Biuletyn PISM”, 2006, Nr 29 (369).
- Басс В., *Газовый рынок Франции*, „Мировая экономика и международные отношения”, 2001, № 11.
- Битва за нафту*, „Персонал Плюс”, № 38 (290) 1–7 жовтня 2008.
- Вугільна промисловість України (Аналітична доповідь)*, „Національна безпека і оборона”, 2003, № 8.
- Газова промисловість Єгипту*, „Вісник НГСУ”, 2006, №3.
- Газовий трикутник ЄС-Україна-Росія в контексті світових тенденцій, (Аналітична доповідь)*, „Національна безпека і оборона”, 2002, № 3.
- Газотранспортна система України: готовність до співпраці?*, „Національна безпека та оборона”, 2004, №1.
- Газпром в газотранспортных системах стран СНГ*, „Промышленные ведомости”, № 10, 2007.

- Гушер А., *Нефть и газ Казахстана*, „Азия и Африка сегодня”, 2003, №2.
- Джангужин Р., *Украине пора бы воспользоваться своим коэффициентом транзитности*, „Зеркало недели”, 1998, № 9.
- Исаев В.А. *Российский и арабский газ: партнеры или соперники?* „Ближний Восток и современность”, Сборник статей (выпуск девятый) М., 2000.
- Каменев С., *Внешняя политика Туркменистана*, „Центральная Азия и Кавказ”, 2002, № 4.
- Каменев С., *Внешняя политика Туркменистана*, „Центральная Азия и Кавказ”, 2002, № 4.
- Концепція державної енергетичної політики України на період до 2020 року*, „Національна безпека та оборона”, 2001, № 2.
- Коржубаев А.Г., *Инфраструктура транспорта нефти и газа России: приоритетные направления развития*, „ЕКО”, 2005, №. 4.
- Кравченко В., „Потік” заперечень, „Дзеркало тижня”, 17-29 січня, 2009.
- Лиухто К. *Российская нефть: производство и экспорт*, „Вопросы экономики”, 2003, № 9.
- Малишева Д., *Российская карта в Каспийском альянсе*, „Международная экономика и международные отношения”, 2002, № 7.
- Прейгер Д., Новикова А.М, Малярчук І.А., Гриневич Т.І., *Транзитний потенціал України: реалізація та розвиток в контексті розширення*, „Стратегічна панорама”, 2003, № 2.
- Прейгер Д., *Розвиток міжнародної системи транспортування вуглеводнів в умовах глобального та регіонального перерозподілу контролю за їх видобуванням і постачанням*, „Стратегічна панорама”, 2004, № 1.
- Пущик Є., *Нафтовий Казахстан грає свою гру*, „Дзеркало тижня”, №22, 12 Червень 2010.
- Саприкін В., *Експорт нафти: СНД в лецатах турецьких проток*, „Дзеркало тижня”, 2001, № 30 (354).
- Сафарян Э., *Гордиев узел энергоресурсов Каспия*, „Азия и Африка сегодня”, 2004, № 9.
- Світова нафтопереробна промисловість: стан і тенденції. Нафтопереробна промисловість України: стан, проблеми і шляхи розвитку (Аналітична доповідь)*, „Національна безпека і оборона”, 2006, № 3.
- Сергеев П., *Проблемы газообеспечения Западной Европы*, „Мировая экономика и международные отношения”, 2003, № 5.
- Сергеев П., *Ресурсная политика Норвегии*, „Мировая экономика и международные отношения”, 2004, № 8.

- Сергеев П., *Ресурсная политика Швеции*, „Мировая экономика и международные отношения”, 2001, № 4.
- Симиндей В., „Латвийский узел” балтийского транзита, „Мировая экономика и международные отношения”, 2001, № 4.
- Стратегічні нафтові резерви у країнах світу: стан, тенденції, перспективи. Створення стратегічних резервів нафти та нафтопродуктів в Україні: стан, проблеми, пошук шляхів на основі міжнародного досвіду (Аналітична доповідь)*, „Національна безпека і оборона”, 2007, № 4.
- Українсько-російські взаємовідносини в енергетичній сфері: стан, новітні тенденції розвитку та перспективи*, „Національна безпека і оборона”, 2010, № 6 (117).
- Файзуллаев Д., *Подводные камни „Голубого потока”*, „Азия и Африка сегодня”, 2006, № 11.
- Фінляндія і Польща стурбовані впливом Nord Stream на екологію Балтики*, „Дзеркало тижня”, 17-29 січня, 2009.
- Хасянов А.Ж., *Нефтегазовый комплекс Ливии и Запад в 90-е годы*, „Сборник Ближний Восток и современность”, Выпуск 15, М., ИИИиБВ, 2002.
- Хахлюк А., *Проблеми транспортного забезпечення зовнішньоекономічної діяльності України*, „Економіст”, 1998, № 6.
- Энергетическая Хартия. Тарифы за транзит газа в отдельных странах Договора Энергетической Хартии*, Январь 2006.

## PUBLIKACJE INTERNETOWE

- 13 сентября началась добыча газа на одном из крупнейших месторождений Норвегии Ormen Lange*, <http://www.lenta.ru/> – 13.09.2007.
- Ambasada Rzeczypospolitej Polskiej w Rijadzie, Arabia Saudyjska, informacja gospodarcza*, <http://www.rijad.polemb.net/index.php?document=51>.
- Annual Statistical Bulletin, T 51 OPEC Member Countries' Crude Oil Exports by Destination*, <http://www.opec.org/library/Annual%20Statistical%20Bulletin/interactive/2008/FileZ/Main.htm>.
- APS Review Oil Market Trends, Entrepreneur*, <http://www.entrepreneur.com/tradejournals/article/185436452.html>.
- Arabska wiosna ludów*, [http://pl.wikipedia.org/wiki/Protesty\\_w\\_krajach\\_arabskich\\_\(2010-2011\)](http://pl.wikipedia.org/wiki/Protesty_w_krajach_arabskich_(2010-2011)). Z tej strony była pobierana mapa.
- Azerbejdżan informuje o odkryciu nowego złoża gazu*, <http://www.osw.waw.pl/pl/wiadomosci/210> – 25.11.2010.
- Azerbejdżan się zbroi*, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/tydzien-na-wschodzie/2010-10-27/azerbejdzan-sie-zbroi> – 27.10.2010.

- Azrael: Polityczny gazociąg Nabucco*, <http://alfaomega.webnode.com/products/azrael:%20polityczny%20gazociag%20nabucco/> – lipiec 2009.
- Badania, rozwój technologiczny, innowacje*, [http://biblioteka.polskawue.gov.pl/HLP/files.nsf/0/A0AEDA9E0369CE1DC1256FFE004760BC/\\$file/Va-demecum3.pdf](http://biblioteka.polskawue.gov.pl/HLP/files.nsf/0/A0AEDA9E0369CE1DC1256FFE004760BC/$file/Va-demecum3.pdf).
- Bahrain: Tenders soon for GCC power interconnection*, <http://www.zawya.com/Story.cfm/ZAWYA20050328122348> – 28.03.05.
- Baltic Gas Interconnector improving gas supply*, [http://web.archive.org/web/20050412130637/](http://web.archive.org/web/20050412130637/http://www.balticgas.com/info.htm) <http://www.balticgas.com/info.htm>.
- Baltic Infrastructure Projects*, <http://www.nord-stream.com/pl/projekt/pipeline-route0/baltic-infrastructure-projects.html>.
- Baltic interconnector Executive Summary*, <http://www.gasum.com/gasnetwork/Documents/Balticconnector%20-%20Executive%20Summary%20Report%20-%2010022011.pdf> – February 2011.
- Barański M., *Konflikt w Delcie Nigru uderza w nigeryjski sektor naftowy*, <http://www.psz.pl/tekst-17571/Walki-w-Delcie-Nigru-odbija-sie-na-wydobyciu-ropy> – 19.02.2009.
- Behrendt P., *Chiny w Afryce na przełomie XX i XXI wieku – czy zmierzamy w stronę Chin Afryki?*, <http://www.polska-azja.pl/2010/01/15/chiny-w-afryce-na-przelomie-xx-i-xxi-wieku-czy-zmierzamy-w-strone-chinafryki/> – 15.01.2010.
- Bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego. Nowe rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady*, [http://www.ure.gov.pl/portal/pl/52/3790/Bezpieczenstwo\\_dostaw\\_gazu\\_ziemnego\\_Nowe\\_rozporzadzenie\\_Parlamentu\\_Europejskiego.html](http://www.ure.gov.pl/portal/pl/52/3790/Bezpieczenstwo_dostaw_gazu_ziemnego_Nowe_rozporzadzenie_Parlamentu_Europejskiego.html).
- Billions of Dollars to be Spent Creating the Largest Multi-National Electric Power Interconnection Arrangement in the World, Newton-Evans Research Company, Ellicott City, Maryland*, [http://www.newton-evans.com/news/MedRing\\_11-24-03.asp](http://www.newton-evans.com/news/MedRing_11-24-03.asp) – 24.11.2003.
- Boucher A., *U.S. Policy in Central Asia: Balancing Priorities, Statement to the House International Relations Committee, Subcommittee on Middle East and Central Asia*, [www.state.gov/p/sca/rls/rm/2006/65292.htm](http://www.state.gov/p/sca/rls/rm/2006/65292.htm) – 26.04.2006.
- BP Asset Portfolio: Wytch Farm, [http://www.bp.com/liveassets/bp\\_internet/globalbp/STAGING/global\\_assets/downloads/U/uk\\_asset\\_wytch\\_farm.pdf](http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/STAGING/global_assets/downloads/U/uk_asset_wytch_farm.pdf) – 3.04.2008.
- BP to sell off north sea oil fields and controlling stake in Wytch Farm*, <http://www.guardian.co.uk/business/2011/feb/22/bp-north-sea-oil-wytch-farm> – 22.02.2011.

- BP расширяет добычу нефти с морских месторождений Азербайджана*, <http://www.mineral.ru/News/32495.html> – 19.06.2008.
- Buras P., *Między europeizacją a Gazpromem. Niemcy, Rosja i bezpieczeństwo energetyczne*, styczeń-sierpień 2008, [http://csm.org.pl/fileadmin/files/Biblioteka\\_CSM/Raporty\\_i\\_analizy/2008/Piotr%20Buras\\_Mi%C4%99dzy%20europeizacj%C4%85%20a%20Gazpromem.pdf](http://csm.org.pl/fileadmin/files/Biblioteka_CSM/Raporty_i_analizy/2008/Piotr%20Buras_Mi%C4%99dzy%20europeizacj%C4%85%20a%20Gazpromem.pdf).
- Buzek: *KE przygotowuje strategię rozwoju gospodarczego „UE 2020”*, [http://www.gospodarka.gazeta.pl/1,33181,7459069,Buzek\\_KE\\_przygotowuje\\_strategie\\_rozwoju\\_gospodarczego.html](http://www.gospodarka.gazeta.pl/1,33181,7459069,Buzek_KE_przygotowuje_strategie_rozwoju_gospodarczego.html).
- Canadian Forces Station (CFS) Alert*, [http://www.img.forces.gc.ca/org/cfiog/alert\\_e.asp](http://www.img.forces.gc.ca/org/cfiog/alert_e.asp) – 28.12.2007.
- Caspian Pipeline Consortium*, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!ru/tabID!3357/DesktopDefault.aspx>.
- Ceny ropy*, [http://nafta.wnp.pl/notowania/ceny\\_ropy/?zakres=6](http://nafta.wnp.pl/notowania/ceny_ropy/?zakres=6) – 12.07.2012.
- Chavez apeluje do Kolumbii: Nie dajcie wciągnąć się w wojnę*, <http://news.money.pl/artykul/chavez;apeluje;do;kolumbii;nie;dajcie;wciagnac;sie;w;wojne,5,0,518917.html> – 9.08.2009.
- Chińska polityka w Afryce*, <http://www.geopolityka.org/index.php/analizy/825-chinska-polityka-w-afryce> – 8.05.2011.
- Chińskie inwestycje w Afryce*, <http://www.exporter.pl/bazy/Kraje/229.php> – 5.05.2006.
- Communication from the Commission of the European Parliament, the Council, The European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Second Strategic Energy Review – An Eu Energy Security and Solidarity Action Plan. European Commission, 13.11.2008. Retrieved 13.11.2009; EU aims to solve ‘Southern Gas Corridor’ puzzle, <http://www.euractiv.com/en/energy/eu-aims-solve-southern-gas-corridor-puzzle/article-181959>.
- Czerep J., *Chiny w Afryce. Nowa kolonizacja czy obustronnie korzystna współpraca?*, <http://www.psz.pl/Jedrzey-Czerep-Chiny-w-Afryce-Nowa-kolonizacja-czy-obustronnie-korzystna-wspolpraca> – 26.11.2009.
- Czesi, Słowacy i Węgrzy nie panikują ze względu na brak ropy*, <http://gospodarka.gazeta.pl/gospodarka/1,52981,3837627.html> – 9.01.2007.
- Czeszumski Ł., *Arauka*, <http://www.czeszumski.com/arauka.htm> – październik 2006.
- Decyzja o przyjęciu Programu „Inteligentna Energia – Europa”*, [http://www.kape.gov.pl/PL/Programy/Programy\\_UniiEuropejskiej/IE/decyzja.html](http://www.kape.gov.pl/PL/Programy/Programy_UniiEuropejskiej/IE/decyzja.html).
- DragonOil в 2010 г. увеличила запасы нефти на 4%*, <http://oilnews.com.ua/news/article8208.html> – 21.01.2011.

- Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego w Unii Europejskiej*, Urząd Regulacji Energetyki, 2008, Nr 4, [http://www.ure.gov.pl/palm/pl/393/2724/Dywersyfikacja\\_dostaw\\_gazu\\_ziemnego\\_w\\_unii\\_europejskiej.html](http://www.ure.gov.pl/palm/pl/393/2724/Dywersyfikacja_dostaw_gazu_ziemnego_w_unii_europejskiej.html).
- Dziennik Polski, „*Kutno gazem pachnące*”, <http://www.pgnig.pl/pgnig/com/press/?r,news,newsId=25177> – 06.07.2011.
- Dżikija N., *Rosja rozpoczęła dyplomatyczne targi o gigantyczne złoża Arktyki*, [http://forsal.pl/artykuly/452364,rosja\\_rozpoczela\\_dyplomatyczne\\_targi\\_o\\_gigantyczne\\_zloza\\_arktyki.html](http://forsal.pl/artykuly/452364,rosja_rozpoczela_dyplomatyczne_targi_o_gigantyczne_zloza_arktyki.html).
- Elgin-Franklin, North Sea Central, United Kingdom*, <http://www.offshore-technology.com/projects/elgin/>
- Energia dla przyszłości: odnawialne źródła energii*, „Zielone Brygady” nr 10 (112), 15-31 maja 1998, <http://www.zb.eco.pl/zb/112/energia.htm>.
- Energetyka jądrowa w UE po Fukuszimie*, [http://www.mg.gov.pl/files/upload/10957/opracowanie\\_EJ\\_w\\_UE\\_po\\_Fukushimie.pdf](http://www.mg.gov.pl/files/upload/10957/opracowanie_EJ_w_UE_po_Fukushimie.pdf).
- Energy for the future: renewable sources of energy. Green paper for a Community strategy*, Brussels, 20.11.1996 COM (96) 576 final, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:1996:0576:FIN:EN:PDF>
- Energy Portal EU, *The Littoral States of the Black & Caspian Seas and Their Neighbouring Countries*, <http://www.inogate.org>.
- Energy profile of the United Kingdom*, [http://www.eoearth.org/article/Energy\\_profile\\_of\\_the\\_United\\_Kingdom](http://www.eoearth.org/article/Energy_profile_of_the_United_Kingdom) – January 2008.
- ENI drilling rigs engaged for Ombrina Mare and Monte Grosso wells*, <http://www.scandoil.com/moxie-bm2/financial/exchange/eni-drilling-rigs-engaged.shtml> – 21.05.2007.
- ENI впустила „Газпром” на свой рынок*, [www.kommersant.ru/daily](http://www.kommersant.ru/daily) – 15.11.2006.
- ENI готова транспортировать туркменский газ через Каспий для конкурирующих проектов*, <http://inforotor.ru/visit/5419022?url=http://www.angi.ru/news.shtml?oid=2762677> – 21.07.2010.
- Estonia/Finland: Eesti Gaas, Gasum develop Baltic Connector project*, <http://www.logisticsfinland.fi/logistics/bulletin.nsf/2ef858aed8fb04d8c2256b41003e5a9f/5c8e6d1c10f093b0c225778f00298601!OpenDocument> – 30.08.2010.
- European Nuclear Society, Nuclear power plants, world-wide*, <http://www.euro-nuclear.org/info/encyclopedia/n/nuclear-power-plant-world-wide.htm> – 1.05.2009.
- Europejska Karta Energetyczna*, <http://archiwum-ukie.polskawue.gov.pl/www/serce.nsf/0/2EE7A696F7A253C1C1256E7E003D98E7?Open&RestrictToCategory=> – 22.04.2004.



- Europejski Bank Inwestycyjny*, [http://europa.eu/about-eu/institutions-bodies/eib/index\\_pl.htm](http://europa.eu/about-eu/institutions-bodies/eib/index_pl.htm).
- Exploration & Production Operations in Europe 2010, <http://www.total.com/en/about-total/our-businesses/upstream/exploration-production/europe-922631.html>.
- Fiasko rozmów dotyczących uregulowania konfliktu karabaskiego*, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/tydzien-na-wschodzie/2011-06-29/fiasko-rozmow-dotyczacych-uregulowania-konfliktu-karabask> – 29.06.2011.
- Foreigners in Libya*, <http://www.theglobeandmail.com/globe-investor/foreigners-in-libya/article1916644/?from=1918591> – 22.02.2011.
- Forties pipeline system*, <http://www.bpnsi.com/index.asp?id=7369643D312669643D3832>.
- Forties pipeline system. Asset Portfolio*, [http://www.bp.com/liveassets/bp\\_internet/globalbp/STAGING/global\\_assets/downloads/U/uk\\_asset\\_forties.pdf](http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/STAGING/global_assets/downloads/U/uk_asset_forties.pdf).
- Franpipe, Gassco*, <http://www.gassco.no/wps/wcm/connect/Gassco-EN/gassco/home/var-virksomhet/ror-og-plattform/franpipe/>.
- Gazprom przejmuje od Armenii gazociąg do Iranu*, <http://www.nbi.com.pl/aktualnosc-2006-gazprom-przejmuje-od-armenii-gazociag-do-iranu/>
- Gaz-System pracuje nad projektem technicznym Baltic Pipe*, [http://gazownictwo.wnp.pl/gaz-system-pracuje-nad-projektem-technicznym-baltic-pipe,89903\\_1\\_0\\_0.html](http://gazownictwo.wnp.pl/gaz-system-pracuje-nad-projektem-technicznym-baltic-pipe,89903_1_0_0.html) – 24.09.2009.
- Gaz-System: prace nad Baltic Pipe mogą ruszyć w drugiej połowie 2011 roku*, [http://gazownictwo.wnp.pl/gaz-system-prace-nad-baltic-pipe-moga-ruszyc-w-drugiej-polowie-2011-roku,101670\\_1\\_0\\_0.html](http://gazownictwo.wnp.pl/gaz-system-prace-nad-baltic-pipe-moga-ruszyc-w-drugiej-polowie-2011-roku,101670_1_0_0.html) – 11.02.2010.
- Ğasior M., *Czy Chiny kolonizuj Afryk?*, <http://www.politykaglobalna.pl/2010/04/czy-chiny-kolonizuja-afryke/> – 13.04.2010.
- Global Gas & LNG Market, A report to Department of Energy and Climate Change, June 2010*, [http://www.illexenergy.com/pages/Documents/Reports/Gas/276\\_Global\\_Gas\\_&\\_LNG\\_Markets\\_&\\_GB%27s\\_Security\\_of\\_Supply\\_v4\\_0.pdf](http://www.illexenergy.com/pages/Documents/Reports/Gas/276_Global_Gas_&_LNG_Markets_&_GB%27s_Security_of_Supply_v4_0.pdf) – 27.06.2011.
- Golarczyk B., *Pozycja Chin w Afryce. Czerwona ksizeczka czekowa*, <http://www.psz.pl/tekst-24721/Bogdan-Golarczyk-Pozycja-Chin-w-Afryce-Czerwona-ksiazeczka-czekowa> – 02.11.2009.
- Goldman A., *Who benefits from Africa's oil?*, <http://news.bbc.co.uk/2/hi/afri-ca/3542901.stm>.
- Grska M., *Polityka Energetyczna*, Orodek Informacji i Dokumentacji Europejskiej, <http://libr.sejm.gov.pl/oide/index.php?topic=polityki&id=energetyka> – wrzesie 2004.

- Green Paper – Towards a European strategy for the security of energy supply* /\* COM/2000/0769 final \*//, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:52000DC0769:EN:HTML>.
- Groningen gas field*, [www-static.shell.com/static/nam-en/downloads/pdf/flyer\\_namg50eng.pdf](http://www-static.shell.com/static/nam-en/downloads/pdf/flyer_namg50eng.pdf) – lipiec 2011.
- Gudzowaty wciąż chce gazociąg z Niemiec*, <http://gospodarka.gazeta.pl/gospodarka/1,33207,3754829.html> – 24.11.2006.
- Halpin T., *Kto jest właścicielem Arktyki? Putin rozpoczyna bój o ropę i gaz*, <http://www.polskatimes.pl/dodatki/magazyntimes/311814,kto-jest-wlascicielem-arktyki-putin-rozpoczyna-boj-o-ropę-i,id,t.html> – 24.10.2004.
- Heidrich D., *Stosunki Unii Europejskiej z Ameryką Łacińską*, [http://209.85.129.132/search?q=cache:WzLRyx6m6s4J:www.batory.org.pl/ftp/program/forum/lekcje\\_z\\_historii.pdf+Dorota+Heidrich,+Stosunki+Unii+Europejskiej+z+Ameryka+Łacinska,&cd=2&hl=ru&ct=clnk&gl=ru](http://209.85.129.132/search?q=cache:WzLRyx6m6s4J:www.batory.org.pl/ftp/program/forum/lekcje_z_historii.pdf+Dorota+Heidrich,+Stosunki+Unii+Europejskiej+z+Ameryka+Łacinska,&cd=2&hl=ru&ct=clnk&gl=ru).
- Hitz C., *Breck, Progress of the Mediterranean Ring. Power Engineering international. Middle East Energy*, [http://pepei.pennnet.com/articles/article\\_display.cfm?article\\_id=234368](http://pepei.pennnet.com/articles/article_display.cfm?article_id=234368) – August 2005.
- HSBC podwyższa swoje prognozy cen ropy Brent na 2011 i 2012 r.*, <http://energetykon.pl/?p=17601> – 2.07.2011.
- Direct Gas Exports From Denmark to the Netherlands Begin, Via New pipeline*, [http://www.oilvoice.com/n/Direct\\_Gas\\_Exports\\_From\\_Denmark\\_to\\_the\\_Netherlands\\_Begin\\_Via\\_New\\_pipeline/fb699ddc.aspx](http://www.oilvoice.com/n/Direct_Gas_Exports_From_Denmark_to_the_Netherlands_Begin_Via_New_pipeline/fb699ddc.aspx) – 26.07.2004.
- Inauguration of Euskadour Gas Interconnector between France and Spain*, [http://www.total.com/en/press/press\\_releases/pr\\_2006/060619-euskadour\\_9891.htm](http://www.total.com/en/press/press_releases/pr_2006/060619-euskadour_9891.htm) – 19.06.2006.
- Infrastructure projects for Central and East Europe*, <http://www.cgoa.cz/cs/download/2007-presentace-thomas-kleefus.pdf>.
- Instrumenty prawne i finansowe wspierające rozwój energetyki odnawialnej w Polsce*, [http://www.profuturo.agh.edu.pl/pliki/Referaty\\_IV\\_KKMU/IS/SLIWKA%20\\_MA%C5%81GORZATA\\_MATEUSZ\\_JAKUBIAK.pdf](http://www.profuturo.agh.edu.pl/pliki/Referaty_IV_KKMU/IS/SLIWKA%20_MA%C5%81GORZATA_MATEUSZ_JAKUBIAK.pdf).
- Jak Fukuszima tasuje w skali światowej karty atomowe*, <http://media.wp.pl/kat,1022947,page,4,wid,13693708,wiadomosc.html?icaid=1d19b> – 17.08.2011.
- Jamał II – niewykorzystana szansa*, <http://lubczasopismo.salon24.pl/energia-paliwa/post/323584,jamal-ii-niewykorzystana-szansa> – 12.07.2011.

- Janas T., *Zasada dostępu stron trzecich w prawie energetycznym wspólnotowym i w prawie polskim*, <http://www.cire.pl/praca/pracedyplomowe/praca2/praca.pdf>.
- Jankowski D., *Energia słoneczna dla Europy: projekt Desertec i jego geopolityczne znaczenie dla UE*, [http://www.mojeopinie.pl/energia\\_sloneczna\\_dla\\_europy\\_projekt\\_desertec\\_i\\_jego\\_geopolityczne\\_znaczenie\\_dla\\_ue,3,1253225215](http://www.mojeopinie.pl/energia_sloneczna_dla_europy_projekt_desertec_i_jego_geopolityczne_znaczenie_dla_ue,3,1253225215) – 18.09.2009.
- Jednolity Akt Europejski, Dz.U. RP 2004 nr 90 poz. 864/5 lub <http://www.eur-lex.europa.eu/pl/treaties/dat/11986U/word/11986U.doc>.
- Jerzy Buzek o przyjęciu rozporządzenia w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu, [http://www.europarl.europa.eu/president/view/fr-pl/press/press\\_release/2010/2010-September/press\\_release-2010-September-24.html](http://www.europarl.europa.eu/president/view/fr-pl/press/press_release/2010/2010-September/press_release-2010-September-24.html) – 21.09.2010.
- Jest ropa i gaz! Norwedzy dopięli swego*, <http://finanse.wp.pl/kat,58436,title,Jest-ropa-i-gaz-Norwedzy-dopieli-swego,wid,13282101,wiadomosc.html?ticaid=1ca77> – 1.04.2011.
- Jest umowa w sprawie Nabucco. Co dalej z dostawami gazu?*, [http://www.mojeopinie.pl/jest\\_umowa\\_w\\_sprawie\\_nabucco\\_co\\_dalej\\_z\\_dostawami\\_gazu,3,1247418351](http://www.mojeopinie.pl/jest_umowa_w_sprawie_nabucco_co_dalej_z_dostawami_gazu,3,1247418351) – 13.07.2009.
- Joint Operating Environment, United States Joint Forces Command 2010*, [www.ndu.edu/pinnacle/docUploaded/JOE%202010%20FINAL.pdf](http://www.ndu.edu/pinnacle/docUploaded/JOE%202010%20FINAL.pdf).
- Karabachska odyseja*, [http://www.new.org.pl/2011-03-08,karabaska\\_odyseja.html](http://www.new.org.pl/2011-03-08,karabaska_odyseja.html) – 8.03.2011.
- KE będzie rozmawiać o gazie z Azerbejdżanem i Turkmenistanem*, [http://wiadomosci.gazeta.pl/Wiadomosci/1,81048,10275701,KE\\_bedzie\\_rozmawiac\\_o\\_gazie\\_z\\_Azerbejdżanem\\_i\\_Turkmenistanem.html](http://wiadomosci.gazeta.pl/Wiadomosci/1,81048,10275701,KE_bedzie_rozmawiac_o_gazie_z_Azerbejdżanem_i_Turkmenistanem.html) – 12.09.2011.
- Komisja Europejska Dyrektoriat Generalny ds. Energii i Transportu, Inteligentna Energia – Europa Program działania na lata 2003-2006*, [http://www.kape.gov.pl/PL/Programy/Programy\\_UniiEuropejskiej/IE/informacje\\_ogolne.html](http://www.kape.gov.pl/PL/Programy/Programy_UniiEuropejskiej/IE/informacje_ogolne.html).
- Komisja tymczasowa do spraw wyzwań politycznych i środków budżetowych w rozszerzonej Unii w latach 2007-2013*, [http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2004\\_2009/documents/dt/548/548102/548102pl.pdf](http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2004_2009/documents/dt/548/548102/548102pl.pdf).
- Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego komitetu ekonomiczno-społecznego oraz Komitetu regionów – Drugi strategiczny przegląd sytuacji energetycznej: plan działania dotyczący bezpieczeństwa energetycznego i solidarności energetycznej UE {SEC(2008) 2870} {SEC(2008) 2871} {SEC(2008) 2872} / KOM/2008/0781 wersja ostatecz-*

- na/, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:2008DC0781:PL:HTML>.
- Komunikat Komisji do Rady i Parlamentu Europejskiego, Europejska polityka energetyczna, {SEK(2007) 12}*, <http://eur-lex.europa.eu/Notice.do?mode=dbl&lang=de&ihmlang=de&lmg1=de,pl&lmg2=cs,da,de,el,en,es,et,fi,fr,hu,it,lt,lv,mt,nl,pl,pt,sk,sl,sv,&val=441123:cs&page=>
- Konarski M., *Nigeryjscy rebelianci deklarują zawieszenie broni*, <http://www.psz.pl/tekst-13573/Nigeryjscy-rebelianci-deklaruja-zawieszenie-broni-21.09.2008>.
- Kot M., *Nowa komisarz ds. klimatu: trzeba wyeliminować węgiel*, [http://www.uniaeuropa.net.pl/index.php?option=com\\_content&view=article&id=82:nowa-komisarz-ds-klimatu-trzeba-wyeliminowa-wgiel&catid=40:aktualnoci-15.01.2010](http://www.uniaeuropa.net.pl/index.php?option=com_content&view=article&id=82:nowa-komisarz-ds-klimatu-trzeba-wyeliminowa-wgiel&catid=40:aktualnoci-15.01.2010).
- Kotfis A., *Gazociąg transzaharyjski. Szansa UE na dywersyfikację źródeł gazu*, [http://www.mojeopinie.pl/gazociag\\_transzaharyjski\\_szansa\\_ue\\_na\\_dywersyfikacje\\_zrodel\\_gazu,3,1235670100-26.02.2009](http://www.mojeopinie.pl/gazociag_transzaharyjski_szansa_ue_na_dywersyfikacje_zrodel_gazu,3,1235670100-26.02.2009).
- Kotfis A., *Projekt Nabucco. Szanse i zagrożenia*, [http://www.mojeopinie.pl/projekt\\_nabucco\\_szanse\\_i\\_zagrozenia,3,1232876629-25.01.2009](http://www.mojeopinie.pl/projekt_nabucco_szanse_i_zagrozenia,3,1232876629-25.01.2009).
- Kotfis A., *Znaki zapytania wokół South Stream*, [http://www.mojeopinie.pl/znaki\\_zapytania\\_wokol\\_south\\_stream,3,1250000816-11.08.2009](http://www.mojeopinie.pl/znaki_zapytania_wokol_south_stream,3,1250000816-11.08.2009).
- Kotfis A., *Tendencje na rynku gazowym a jego przyszłość*, [http://www.mojeopinie.pl/tendencje\\_na\\_rynku\\_gazowym\\_a\\_jego\\_przyszlosc,3,1255026456-9.10.2009](http://www.mojeopinie.pl/tendencje_na_rynku_gazowym_a_jego_przyszlosc,3,1255026456-9.10.2009).
- Kowalski J., *Europa w kleszczach Gazpromu*, <http://www.nowe-panstwo.pl/5.php-13.10.2008>.
- Kublik A., *Czy Tusk przywiezie gazociąg z Moskwy*, <http://serwisy.gazeta.pl/metroon/1,0,4902461.html-5.02.2008>.
- Kublik A., *PGNiG bierze udziały w norweskim gazociągu*, <http://gospodarka.gazeta.pl/gospodarka/1,33181,4240184.html-20.06.2007>.
- Kublik A., *Rosyjski ropociąg BTS-2 ma działać jak atomowy straszak*, [http://wyborcza.biz/biznes/1,101562,8654084,Rosyjski\\_ropociag\\_BTS\\_2\\_ma\\_dzialac\\_jak\\_atomowy\\_straszak.html-12.11.2010](http://wyborcza.biz/biznes/1,101562,8654084,Rosyjski_ropociag_BTS_2_ma_dzialac_jak_atomowy_straszak.html-12.11.2010).
- Libia to nie tylko złoża ropy i gazu*, <http://af.reuters.com/article/investingNews/idAFJJOE69100F20101002>.
- Libijski Tort Naftowy – o co chodzi w wojnie w Libii?*, <http://strefainfo.blogspot.com/2011/03/libijski-tort-naftowy-czyli-o-co-chodzi.html-23.03.2011>.
- Łakoma A., Koziel H., *Atomowa Europa dwóch prędkości?*, [http://www.rp.pl/arttykul/2,629857\\_Atomowa-Europa-dwoch-predkosci-.html-21.03.2011](http://www.rp.pl/arttykul/2,629857_Atomowa-Europa-dwoch-predkosci-.html-21.03.2011).

- Łoskot A., *Kłopotliwe bogactwo – sytuacja i perspektywy sektorów ropy i gazu na obszarze byłego ZSRR*, Ośrodek Studiów Wschodnich, Warszawa 2003.
- Malczyk J., *Rosja. Prasa: Białoruś zabiega o budowę gazociągu Jamał-Europa II*, [http://www.money.pl/archiwum/wiadomosci\\_agencyjne/pap/arttykul/rosja%3Bprasa%3Bbialorus%3Bzabiega%3Bo%3Bbudowe%3Bgazociagu%3Bjamał-europa%3Bii,25,0,420377.html](http://www.money.pl/archiwum/wiadomosci_agencyjne/pap/arttykul/rosja%3Bprasa%3Bbialorus%3Bzabiega%3Bo%3Bbudowe%3Bgazociagu%3Bjamał-europa%3Bii,25,0,420377.html) – 21.01.2009.
- Manołowa E., *Bułgaria: Podpisano memorandum o budowie ropociągu Burgas-Aleksandropolis*, [http://www.money.pl/archiwum/wiadomosci\\_agencyjne/pap/arttykul/bulgaria;podpisanomemorandum;o;budowie;ropociagu;burgas-aleksandropolis,190,0,221630.html](http://www.money.pl/archiwum/wiadomosci_agencyjne/pap/arttykul/bulgaria;podpisanomemorandum;o;budowie;ropociagu;burgas-aleksandropolis,190,0,221630.html) – 7.02.2007.
- Marcinkowski B., *Czarny ład – czarne złoto – czarny scenariusz? Przypadek Nigerii*, <http://ebe.org.pl/misja-specjalna/czarny-lad-czarne-zloto-czarny-scenariusz-przypadek-nigerii.html> – 13.07.2011.
- Marcinkowski B., *Wenezuela – naftowy numer jeden na świecie*, <http://ebe.org.pl/misja-specjalna/wenezuela-%E2%80%93-naftowy-numer-jeden-na-swiecie.html> – 2.08.2011.
- Maroszek M., *Boliwijskie problemy z gazem*, [http://www.stosunkimiedzynarodowe.info/arttykul,317,Boliwijskie\\_problemy\\_z\\_gazem](http://www.stosunkimiedzynarodowe.info/arttykul,317,Boliwijskie_problemy_z_gazem) – 27.01.2009.
- Maroszek M., *Relacje Chińskiej Republiki Ludowej z Ameryką Łacińską*, <http://fae.pl/biuletynopinierelacjechinz amerykalacinska.pdf> – sierpień 2009.
- Maroszek M., *Sukcesy lewicy w Ameryce Łacińskiej – analiza zjawiska*, „Biuletyn Opinie” Fundacji Amicus Europae, nr 9/2009, <http://fae.pl/publikacje>.
- Metragaz SYAC обещиваем безопасность трубопровода Европа-Мазруб*, [http://www.svsgroup.ru/partners/?section\\_id=1\\_1\\_4\\_7](http://www.svsgroup.ru/partners/?section_id=1_1_4_7).
- Memorandum of Understanding on the Exchange of Information on Safety Related Matters and Procedures for Consultation Between the Norwegian Petroleum Directorate and the Belgian Ministry of Economic Affairs*, <http://www.ptil.no/getfile.php/PDF/FranpipeAvtaleTransitt.pdf>.
- Ministry of Energy and Natural Resources of Georgia, Baku-Tbilisi-Ceyhan Oil Pipeline Project*, <http://www.minenergy.gov.ge/index.php?m=309>.
- Nabucco*, <http://www.nabucco-pipeline.com/portal/page/portal/en/pipeline/route>.
- Nasz cenny gaz*, <http://www.gigawat.net.pl/article/articleview/1327/1/91> – 30.11.2008.
- Niedziółka T., *Bezpieczeństwo energetyczne UE. Analiza nowych szlaków i źródeł dostaw gazu do Europy*, [http://www.stosunkimiedzynarodowe.info/arttykul,378,Bezpieczenstwo\\_energetyczne\\_UE\\_Analiza\\_nowych\\_szlakow\\_i\\_zrodel\\_dostaw\\_gazu\\_do\\_Europy](http://www.stosunkimiedzynarodowe.info/arttykul,378,Bezpieczenstwo_energetyczne_UE_Analiza_nowych_szlakow_i_zrodel_dostaw_gazu_do_Europy) – 7.04. 2009.
- Niedziółka T., *Technologia CCS a polityka bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej*, [http://www.mojeopinie.pl/technologia\\_ccs\\_a\\_poli](http://www.mojeopinie.pl/technologia_ccs_a_poli)

- tyka\_bezpieczenstwa\_energetycznego\_unii\_europejskiej,3,1245101997 – 16.06.2009.
- Niemcy, <http://www.nord-stream.com/pl/srodowisko/program-monitorowania-srodowiska-naturalnego/niemcy.html>.
- Nigeryjscy rebelianci wysadzili Shella, <http://www.tvn24.pl/12691,1564816,0,1,nigeryjscy-rebelianci-wysadzili-shella,wiadomosc.html> – 15.09.2008.
- Nikiforov O., *Nord Stream – Project of All-European Portent*, <http://en.ng.ru/printed/204516> – 11.03.2008.
- Ninian pipeline system, <http://www.bpnsi.com/index.asp?id=7369643D312669643D313839>.
- Nord Stream i South Stream nie rozwiążą problemów Gazpromu, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/komentarze-osw/2010-01-28/nord-stream-i-south-stream-nie-rozwiaza-problemow-gazpromu> – 28.01.2010.
- Nordel, *Annual Report 2006*, <http://nordel.org>.
- Normy emisji z samochodów. Sprawozdanie G. Sacconi (PES, IT), <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+IM-PRESS+20081208BKG44004+0+DOC+XML+V0//PL#title4>.
- Northern North Sea Pipelines. The Brent System, <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetroreview?id=OTC-2601-MS&soc=OTC>.
- Norwegia odkryła nowe złoża gazu, <http://www.tvn24.pl/0,1568946,0,1,norwegia-odkryla-nowe-zloza-gazu,wiadomosc.html> – 16.10.2008.
- Nota informacyjna Europejskiego Trybunału Obrachunkowego na temat sprawozdania specjalnego nr 7/2008 pt. „Inteligentna Energia 2003-2006”, <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=ECA/08/18&format=HTML&aged=1&language=PL&guiLanguage=en>.
- Nuclear power plants, world-wide, *European Nuclear Society*, <http://www.euro-nuclear.org/info/encyclopedia/n/nuclear-power-plant-world-wide.htm>.
- Ocena wpływu z przeglądu dyrektywy ws. jakości paliw. Streszczenie {KOM(2007) 18 wersja ostateczna} {SEK(2007) 55} /\* SEC/2007/0056 końcowy \*/, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:52007SC0056:PL:HTML>
- Oficjalna strona projektu Karachaganak, <http://www.kpo.kz/production-metrics.html?&L=1> – 2011.
- Oil and Libya, [http://www.koreatimes.co.kr/www/news/opinion/2011/09/160\\_94813.html](http://www.koreatimes.co.kr/www/news/opinion/2011/09/160_94813.html) – 15.09.2011.
- OMV Petrom outsources oil fields management in Romania to Petrofac, expects production increase, <http://www.romania-insider.com/omv-petrom-outsources-oil-fields-management-in-romania-to-petrofac-expects-production-increase/3704/> – 12.07.2010.



- Ooko D., *Abyei: sudańska beczka prochu*, [http://www.stosunkimiedzynarodowe.info/artukul,1009,Abyei\\_sudanska\\_beczka\\_prochu](http://www.stosunkimiedzynarodowe.info/artukul,1009,Abyei_sudanska_beczka_prochu) – 24.05.2011.
- OPEC Annual statistical Bulletin 2011*, [www.opec.org/library/Annual%20Statistical%20Bulletin/interactive/FileZ/Flowbot.htm](http://www.opec.org/library/Annual%20Statistical%20Bulletin/interactive/FileZ/Flowbot.htm).
- OPEC brief history*, [http://www.opec.org/opec\\_web/en/about\\_us/24.htm](http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/24.htm).
- Orłowski M., *Jesteśmy o krok od III wojny światowej?*, [http://www.wiadomosci24.pl/artukul/jestesmy\\_o\\_krok\\_od\\_iii\\_wojny\\_swiatowej\\_152176.html](http://www.wiadomosci24.pl/artukul/jestesmy_o_krok_od_iii_wojny_swiatowej_152176.html) – 1.08.2010.
- Oseberg Transport System (OTS)*, <http://www.subsea.org/pipelines/listdetails.asp?PipelineID=3>
- Osuch T., *USA planują atak na Iran i Wenezuelę*, [http://www.wiadomosci24.pl/artukul/drukuj/usa\\_planuja\\_atak\\_na\\_iran\\_i\\_wenezuele\\_152371.html](http://www.wiadomosci24.pl/artukul/drukuj/usa_planuja_atak_na_iran_i_wenezuele_152371.html) – 2.08.2010.
- Parakhonsky B., *Central Asia: Geostrategic Survey*, <http://www.ca-c.org>;
- Paszyc E., *Nord Stream i South Stream nie rozwiążą problemów Gazpromu*, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/komentarze-osw/2010-01-28/nord-stream-i-south-stream-nie-rozwiaza-problemow-gazpromu> – 28.01.2010.
- Pawlak: *gazociąg Amber tańszym rozwiązaniem niż gazociąg północny*, [http://www.bankier.pl/wiadomosci/print.html?article\\_id=1711331](http://www.bankier.pl/wiadomosci/print.html?article_id=1711331) – 7.02.2008.
- PE: Debata nad pakietem klimatycznym*, <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+IM-PRESS+20081203IPR43669+0+DOC+XML+V0//PL> – 4.12.2008.
- Pekin chce wspólnej, skoordynowanej walki z piratami*, <http://www.polskatimes.pl/aktualnosci/213111,pekin-chce-wspolnej-skoordynowanej-walki-z-piratami,id,t.html?cookie=1> – 23.01.2010.
- PGNiG odkryło nowe złożę gazu w Norwegii*, [http://wyborcza.biz/biznes/1,101562,7986816,PGNiG\\_odkrylo\\_nowe\\_zloze\\_gazu\\_w\\_Norwegii.html](http://wyborcza.biz/biznes/1,101562,7986816,PGNiG_odkrylo_nowe_zloze_gazu_w_Norwegii.html) – 8.06.2010.
- Piasecka M., *Nigeria – wojna o czarne złoto*, <http://www.psz.pl/tekst-2231/Malgorzata-Piasecka-Nigeria-wojna-o-czarne-zloto> – 6.02.2006.
- Plan Colombia: A Progress Report*, p. 11, <http://www.fas.org/sgp/crs/row/RL32774.pdf> – 22.06.2005.
- Polskie zapasy gazu wystarczą na 4 dni*, <http://www.newsweek.pl/artykuly/sekcje/biznes/polskie-zapasy-gazu-wystarcza-na-4-dni,73329,1> – 5.03.2011.
- Porozumienie w sprawie połączenia naftociągów „Przyjaźń” i „Adria”*, <http://wyborcza.pl/1,75248,1219980.html> – 16.12.2006.

- Progress of the Mediterranean Ring. Middle East Energy*, [http://pepei.pennnet.com/display\\_article/234368/89/ARTCL/none/none/1/Progress-of-the-Mediterranean-Ring/](http://pepei.pennnet.com/display_article/234368/89/ARTCL/none/none/1/Progress-of-the-Mediterranean-Ring/) – August 2005.
- Projekt Skanled nabiera tempa*, <http://koksownictwo.nettg.pl/Aktualnosci/Energetyka/Kraj/Projekt-Scanled-nabiera-tempa,8868,3> – 10.02.2009.
- Przyszła rola węgla w Europie*, <http://www.ppwb.org.pl/wb/62/2.php>.
- Raju S. *Report on Global LNG Market Trends*, <http://www.upvery.com/45819-report-on-global-lng-market-trends.html> – 18.02.2011.
- Raport generalny na temat działalności Unii Europejskiej. Sprawozdanie ogólne 2008*, Bruksela – Luksemburg, 2009, <http://europa.eu/generalreport/pl/2008/rg35>.
- Regional Energy Issues Page*, <http://www.centrel.org/regionalenergyissues.html>.
- Regional Groups*, [https://www.entsoe.eu/system-operations/regional-groups/Reviewing-The-EU-Emissions-Trading-Scheme-\(Part-II\)-Priorities-For-Short-Term-Implementation](https://www.entsoe.eu/system-operations/regional-groups/Reviewing-The-EU-Emissions-Trading-Scheme-(Part-II)-Priorities-For-Short-Term-Implementation), <http://www.cire.pl/pdf.php?plik=/pliki/2/Reviewing-ETS.pdf>.
- Reynolds P., *The Artic New Gold Rush*, BBC News, <http://news.bbc.co.uk/2/hi/business/4354036.stm> – 25.10.2005.
- Rezolucja S/RES/883 (1993)*, <http://www.un.org/russian/document/sresol/res1993/res883.htm>
- Rosja i Norwegia po 40 latach podzieliły się Morzem Barentsa, <http://www.wprost.pl/ar/193637/Rosja-i-Norwegia-po-40-latach-podzielily-sie-Morzem-Barentsa/> – 27.04.2010.
- Rosja podzieliła z Norwegią gazowe złoża Arktyki*, [http://gospodarka.gazeta.pl/gospodarka/1,33207,8382249,Rosja\\_podzielila\\_z\\_Norwegia\\_gazowe\\_zloza\\_Arktyki.htm](http://gospodarka.gazeta.pl/gospodarka/1,33207,8382249,Rosja_podzielila_z_Norwegia_gazowe_zloza_Arktyki.htm) – 16.09.2010.
- Rosja krytykuje gazociąg przez Morze Kaspijskie*, <http://m.forbes.pl/mobile/artukul/home/wydarzenia/rosja-krytykuje-gazociag-przez-morze-kaspijskie,19335,3,none> – 13.09.2011.
- Rozdzielenie własnościowe na unijnym rynku energii elektrycznej*, <http://www.buzek.pl/node/4463>.
- Rozmowy ekspertów z ośmiu państw /bez Polski/ ws. gazociągu bałtyckiego*, [http://www.eesti.pl/index.php?dzial=homesite&strona=news&n\\_id=2006110829](http://www.eesti.pl/index.php?dzial=homesite&strona=news&n_id=2006110829).
- Różalski J., *Wojna o ropę, nie o ludzi?*, [http://www.emetro.pl/emetro/1,85648,9296617,Wojna\\_o\\_ropę\\_\\_nie\\_o\\_ludzi\\_.html](http://www.emetro.pl/emetro/1,85648,9296617,Wojna_o_ropę__nie_o_ludzi_.html) – 21.03.2011.
- Ruszel M., *Kierunki rozwoju polityki energetycznej UE*, [http://www.mojeopinie.pl/kierunki\\_rozwoju\\_polityki\\_energetycznej\\_ue,3,1254263323](http://www.mojeopinie.pl/kierunki_rozwoju_polityki_energetycznej_ue,3,1254263323) – 30.09.2009.

- Rządkowska A., *Chiny w Afryce*, [http://www.rurociagi.com/spis\\_art/2008\\_1/pdf/chinywafryce.pdf](http://www.rurociagi.com/spis_art/2008_1/pdf/chinywafryce.pdf).
- Sankcje ekonomiczne Unii Europejskiej*, [www.ce.uw.edu.pl/pliki/pw/2-2005\\_Wisniewska.pdf](http://www.ce.uw.edu.pl/pliki/pw/2-2005_Wisniewska.pdf).
- Scandinavian Oil & Gas magazine*, [http://www.scandoil.com/moxie-bm2/field/norway/pipeline\\_land\\_facilites/troll-oil-pipeline-i.shtml](http://www.scandoil.com/moxie-bm2/field/norway/pipeline_land_facilites/troll-oil-pipeline-i.shtml).
- Serra San Berdardo Licence – Drilling operations approved*, <http://www.medoiligas.com/resources/Serra%20San%20Bernardo%20Drilling%20Operations%205th%20October%202006.pdf> – 5.10.2006.
- Shell, Total i inne koncerny paliwowe nie mogą znaleźć chętnych na rafinerie w Europie*, [http://forsal.pl/artykuly/410345,shell\\_total\\_i\\_inne\\_koncerny\\_paliwowe\\_nie\\_moga\\_znalezc\\_chetnych\\_na\\_rafinerie\\_w\\_europie.html](http://forsal.pl/artykuly/410345,shell_total_i_inne_koncerny_paliwowe_nie_moga_znalezc_chetnych_na_rafinerie_w_europie.html) – 5.04.2010.
- Koczkowski T., *Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A. Strategiczne aspekty racjonalnej gospodarki energią i środowiskiem – polityka efektywności energetycznej w Unii Europejskiej i Polsce*, <http://www.kape.gov.pl/PL/Dzialalnosc/PolitykaEnergetyczna/a.html>.
- South Caucasus Pipeline. Supplying gas to meet the needs of regional consumers*, <http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9006670&contentId=7015095>.
- South Stream. Цифры и факты*, <http://south-stream.info/index.php?id=14>.
- Stany Zjednoczone i Gruzja podpisały Kartę strategicznego partnerstwa*, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/tydzien-na-wschodzie/2009-01-14/stany-zjednoczone-i-gruzja-podpisaly-karte-strategicznego> – 14.01.2009.
- Statoil, Pipeline systems*, <http://www.statoil.com/statoilcom/svg00990.nsf?opendatabase&lang=en&artid=75C210A3B645C1354125665D004AFF77>.
- Statoil, Pipeline systems*, <http://www.statoil.com/statoilcom/svg00990.nsf?opendatabase&lang=en&artid=75C210A3B645C1354125665D004AFF77>.
- Stosunki dwustronne Wenezuela-Kolumbia*, [http://www.stosunkimiedzynarodowe.info/kraj,Wenezuela,stosunki\\_dwustronne,Kolumbia](http://www.stosunkimiedzynarodowe.info/kraj,Wenezuela,stosunki_dwustronne,Kolumbia) – 24.01.2011.
- Strategia RP w relacji do krajów rozwijających się*, [http://www.exporter.pl/kraje/k\\_afryka/swiat\\_3\\_swiat\\_strategia\\_05.html#A14](http://www.exporter.pl/kraje/k_afryka/swiat_3_swiat_strategia_05.html#A14).
- Sudan zablokował dostawy ropy do nowego państwa!*, [http://korwin-mikke.pl/afryka/zobacz/sudan\\_zablokowal\\_dostawy\\_ropy\\_do\\_nowego\\_panstwa/45257](http://korwin-mikke.pl/afryka/zobacz/sudan_zablokowal_dostawy_ropy_do_nowego_panstwa/45257) – 7.08.2011.
- Supsa Terminal and Pipeline, Georgia, Azerbaijan*, <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/supsa/>.

- Szalony plan Kadafiego – chce wysadzić całe miasto?*, <http://konflikty.wp.pl/kat,126314,title,Szalony-plan-Kadafiego-chce-wysadzac-cale-miasto,wid,13596262,wiadomosc.html> – 14.07.2011.
- Szczepaniak P., *Rebelianci z delty Nigru grożą włoskim firmom*, <http://www.psz.pl/tekst-17353/Rebelianci-z-delty-Nigru-groza-wloskim-firmom> – 12.02.2009.
- Szwecja, <http://www.nord-stream.com/pl/srodowisko/program-monitorowania-srodowiska-naturalnego/szwecja.html>.
- Szygiel J., *Libia: cicha wojna o ropę, czyli jak do tego doszło*, <http://szygiel.salon24.pl/292724,libia-cicha-wojna-o-ropę-czyli-jak-do-tego-doszło> – 31.03.2011.
- Szygiel J., *Libia: drobne problemy w wojnie o ropę*, <http://www.nacjonalista.pl/2011/04/05/libia-drobne-problemy-w-wojnie-o-ropę/> – 5.04.2011.
- Tait R., *Afgańskie „torby pieniędzy” wskazują na szerszą irańską strategię wyciągania ręki do sąsiadów*, [http://www.stosunkimiedzynarodowe.info/artypk,830,Afgańskie\\_?torby\\_pieniedzy?\\_wskazują\\_na\\_szersza\\_iranska\\_strategie\\_wyciągania\\_reki\\_do\\_sasiadów](http://www.stosunkimiedzynarodowe.info/artypk,830,Afgańskie_?torby_pieniedzy?_wskazują_na_szersza_iranska_strategie_wyciągania_reki_do_sasiadów) – 28.10.2010.
- The Asia-Pacific Journal. Japan Focus*, <http://www.japanfocus.org/data/1.%20us-bases-in-the-middle-east-a.jpg>.
- The Caspian Region and Central Asia*, December 2010, [http://ec.europa.eu/energy/observatory/doc/country/2010\\_03\\_caspian.pdf](http://ec.europa.eu/energy/observatory/doc/country/2010_03_caspian.pdf).
- The local government information network*, [http://www.logincee.org/remote\\_libraryitem/2261?lang=ks](http://www.logincee.org/remote_libraryitem/2261?lang=ks).
- The Mediterranean Ring Project: Status and Plans Newton Evans*, [http://www.researchandmarkets.com/reportinfo.asp?report\\_id=220770&t=d&cat\\_id=](http://www.researchandmarkets.com/reportinfo.asp?report_id=220770&t=d&cat_id=).
- The production data reported in this section are based on the NEA/IAEA Redbook 2005 (NEA/IAEA, 2006)*, <http://www.world-nuclear.org/info/inf23.html> – July 2008.
- The Transgas System, ENI Gas Transport International*, [http://www.enich.ch/transitgas\\_en.html](http://www.enich.ch/transitgas_en.html).
- Transeuropejskie Sieci Energetyczne (TEN-E)*, [http://www.funduszedlaenergetyki.pl/2,1,transeuropejskie\\_sieci\\_energetyczna.html](http://www.funduszedlaenergetyki.pl/2,1,transeuropejskie_sieci_energetyczna.html).
- Transgreen zasili Europę energią z Afryki*, [http://www.elektroonline.pl/news/2510,Transgreen\\_zasili\\_Europe\\_energia\\_z\\_Afryki](http://www.elektroonline.pl/news/2510,Transgreen_zasili_Europe_energia_z_Afryki) – 6.07.2010.
- Trans-Saharan Gas Pipeline Project Still Alive, Algeria Says*, <http://www.foxbusiness.com/industries/2011/03/06/trans-saharan-gas-pipeline-project-alive-algeria-says/> – 6.03.2011.
- Tsereteli M., *The Blue Stream Pipeline And Geopolitics Of Natural Gas In Eurasia. Central Asia-Caucasus Analyst*, [http://www.cacianalyst.org/view\\_article.php?articleid=3848&SMSESSION=NO](http://www.cacianalyst.org/view_article.php?articleid=3848&SMSESSION=NO) – 30.11.2005.

- Turkmeristan*, [http://www.eni.com/en\\_IT/eni-world/turkmenistan/eni-business/eni-business.shtml](http://www.eni.com/en_IT/eni-world/turkmenistan/eni-business/eni-business.shtml) – 5.01.11.
- Tuszyński H., *Powrót do energetyki jądrowej i co dalej?*, <http://globeconomy.pl/content/view/1811/3/> – sierpień 2006.
- Udawana nacjonalizacja złóż naftowych w Kazachstanie i Wenezueli*, [http://cia.media.pl/udawana\\_nacjonalizacja\\_zloz\\_naftowych\\_w\\_kazachstanie\\_i\\_wenezueli](http://cia.media.pl/udawana_nacjonalizacja_zloz_naftowych_w_kazachstanie_i_wenezueli) – 30.09.2007.
- UE a pakiet energetyczno-klimatyczny*, <http://dlklimatu.pl/UE-a-pakiet-energetyczno-klimatyczny> – 10.03.2009.
- Ukończono budowę gazociągu Iran-Armenia*, „Tydzień na Wschodzie”, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/tydzien-na-wschodzie/2008-12-10/ukonczono-budowe-gazociagu-iran-armenia> – 10.XII. 2008
- USA planują atak na Iran i Wenezuelę*, [http://www.wiadomosci24.pl/artykul/drukuj/usa\\_planuja\\_atak\\_na\\_iran\\_i\\_wenezuele\\_152371.html?drukuj=1](http://www.wiadomosci24.pl/artykul/drukuj/usa_planuja_atak_na_iran_i_wenezuele_152371.html?drukuj=1).
- Vademecum – źródła informacji o UE*, [www.cie.gov.pl/HLP/files.nsf/0/5DD22460CACE3BBCC1256E7B004A02E3/\\$file/vademecum\\_zrodla\\_informacji\\_o\\_UE.pdf](http://www.cie.gov.pl/HLP/files.nsf/0/5DD22460CACE3BBCC1256E7B004A02E3/$file/vademecum_zrodla_informacji_o_UE.pdf).
- W Nigeriji wzorwała się nieftieprzewód: 40 pogibszich*, [http://news.bbc.co.uk/hi/russian/international/newsid\\_7160000/7160384.stm](http://news.bbc.co.uk/hi/russian/international/newsid_7160000/7160384.stm).
- W Polsce odkryto największe złożo gazu*, <http://wiadomosci.nf.pl/News/30678/W-Polsce-odkryto-najwieksze-zloze-gazu/gaz-ziemny-Kutno-zloza-gazu/> – 28.06.2011.
- Wenezuela znacionalizuje sektor energetyczny*, <http://wyborcza.pl/1,86760,3848133.html> – 13.01.2007.
- What's really at stake in Libya*, By Pepe Escobar, [http://www.atimes.com/atimes/Middle\\_East/MF30Ak02.html](http://www.atimes.com/atimes/Middle_East/MF30Ak02.html) – 30.06.2011.
- White Stream Pipeline Company изучает возможность строительства нового газопровода между Азербайджаном и Грузией*, Агентство нефтегазовой информации, <http://www.angi.ru/news.shtml?oid=2759505>.
- Wilkinson T., *Alaskan oil battle may shift offshore: Environmentalists warn of oil exploration in Beaufort Sea*, Special to *The Christian Science Monitor*, <http://www.csmonitor.com/2003/0506/p01s01-ussc.html> – 6.05.2003.
- Wingas u EWE будут координировать работу в строительстве ПХГ в Нижней Саксонии*, <http://www.vremya.ru> – 9.12.2006.
- Wipler P., *Rosyjska lekcja geopolityki*, [www.bbn.gov.pl/download.php?s=1&id](http://www.bbn.gov.pl/download.php?s=1&id).
- Wojna naftowa w Nigerii. Atak na Chevrona*, [http://www.rp.pl/artykul/190643\\_Wojna\\_naftowa\\_w\\_Nigerii\\_Atak\\_na\\_Chevrona.html](http://www.rp.pl/artykul/190643_Wojna_naftowa_w_Nigerii_Atak_na_Chevrona.html) – 14.09.2008.

*World Nuclear Agency (WNA), World Nuclear Power Reactors and Uranium Requirements*, <http://www.world-nuclear.org/info/reactors.html> – 1.07.2011.

*World Nuclear Power Reactors & Uranium Requirements, 1 August 2011*, <http://www.world-nuclear.org/info/reactors.html>.

*World Uranium Mining*, <http://www.world-nuclear.org/info/inf23.html> – July 2008.

*Wspólna europejska polityka energetyczna*, [http://eup.wse.krakow.pl/?page\\_id=216](http://eup.wse.krakow.pl/?page_id=216).

*Wyciek ropy z platformy Shella na Morzu Północnym*, <http://ebe.org.pl/aktualnosci/europa/wyciek-ropy-z-platformy-shella-na-morzu-polnocnym.html> – 13.08.2011.

*Wysoczańska D., Chiny-Afryka/Szczyt w Pekinie*, [http://www.psz.pl/index.php?option=com\\_content&task=view&id=3411](http://www.psz.pl/index.php?option=com_content&task=view&id=3411) – 6.11.2006.

*Wytch Farm*, <http://www.bpnsi.com/index.asp?id=7369643D312669643D313531>.

*Z Norwegii do Szwecji gaz popłynie przez Polskę?*, <http://www.money.pl/gospodarka/wiadomosci/artukul/z;norwegii;do;szwecji;gaz;poplynie;przez;polske,60,0,157500.html> – 11.05.2006.

*Zacieśnianie uzbecko-chińskiej współpracy energetycznej*, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/tydzien-na-wschodzie/2008-10-30/zaciesnianie-uzbecko-chinskiej-wspolpracy-energetycznej> – 30.10.2008.

*Zakaukazie a dywersyfikacja dostaw surowców przez UE i USA*, <http://www.psz.pl/Zakaukazie-a-dywersyfikacja-dostaw-surowcow-przez-UE-i-USA> – 26.07.2010.

*Акционерная компания по транспорту нефти „Транснефть”*, <http://www.transneft.ru/company/>.

*Алексей Миллер провел в Афинах переговоры о поставках газа*, [dlib.eastview.com/browse/doc/11831397](http://dlib.eastview.com/browse/doc/11831397) – 12.04.2007.

*Ангола лидирует по запасам нефти*, [www.energyland.info/news/world\\_news/2007/12/20/news\\_2238](http://www.energyland.info/news/world_news/2007/12/20/news_2238).

*Антарктика: сокровища подо льдом*, <http://inosmi.ru/world/20110917/174795901.html> – 16.09.2011.

*Арктика: от холодной войны к полюбовному разделу*, [http://www.bbc.co.uk/russian/international/2010/09/100921\\_arctic\\_analysis.shtml](http://www.bbc.co.uk/russian/international/2010/09/100921_arctic_analysis.shtml) – 21.09.2010.

*Балтийская трубопроводная система возобновила работу после простоя*, <http://www.benzol.ru/news/newsone.php?id=149141> – 15.03.2011.



- Балтийская трубопроводная система-2 будет запущена в ноябре 2011 года*, <http://www.utro.ru/news/2011/03/15/962240.shtml>.
- Бараннік В.О., Вербинський М.Г., Земляний В.В., *Енергетичні баланси та енергетична безпека держави, 2000*, <http://www.db.niss.gov.ua/docs/energy/52.pdf>.
- Беларусия. А. Лукашенко: Мы заинтересованы в отношениях с Евросоюзом, об этом спорить нечего, [ru.euronews.net/.../our-interest-in-our-relationship-with-the-european-union-is-beyond-doubt/](http://ru.euronews.net/.../our-interest-in-our-relationship-with-the-european-union-is-beyond-doubt/) – 5.02.2009.
- Беларусь готова к возобновлению транзита российской нефти в страны Балтии, <http://www.export.by/?act=news&mode=view&id=30016> – 17.03.2011.
- Беларусь отказалась от нефтепровода Одесса-Броды, <http://ubr.ua/market/industrial/belarus-otkazalas-ot-nefteprovoda-odessa-brody-84854> – 7.04.2011.
- Белоруссия предлагает России строить „Ямал-Европа-2”, подсчитав, насколько это выгоднее „Северного” и „Южного” потоков, <http://www.newsru.com/finance/21jan2009/belgaz.html> – 21.01.2009.
- Бильге Д., Турция – ведущий экономический игрок в мировом пространстве, *Економічний часопис- XXI*, <http://www.soskin.info/ea.php?pokazold=20040403&n=4&y=2004>.
- Білорусь побудує газогін „Ямал-Європа-2” для збільшення транзиту до ЄС, <http://www.newsru.ua/finance/19jan2009/belorus.html> – 19.01.2009.
- Болгария отказывается от проекта строительства нефтепровода Бургас – Александропулис, <http://echo.msk.ru/news/686888-echo.html> – 11.06.2010.
- Борзелло А., Нигерия: Проклятие нефти, [http://news.bbc.co.uk/hi/russian/in\\_depth/2005/oil/newsid\\_4643000/4643257.stm](http://news.bbc.co.uk/hi/russian/in_depth/2005/oil/newsid_4643000/4643257.stm).
- Британский консорциум *Interconnector (UK) Limited* меняет режим работы газопровода с экспортного на импортный, <http://www.vremya.ru> – 2.11.2006.
- В Нигерии взорвался нефтепровод: 40 погибших, [http://news.bbc.co.uk/hi/russian/international/newsid\\_7160000/7160384.stm](http://news.bbc.co.uk/hi/russian/international/newsid_7160000/7160384.stm).
- Венесуэла продолжает национализации в нефтяном секторе, [http://www.igso.ru/articles.php?article\\_id=280](http://www.igso.ru/articles.php?article_id=280)- 28.06.2010.
- Взрыв нефтепровода в Нигерии: около 100 погибших, [http://news.bbc.co.uk/hi/russian/international/newsid\\_7403000/7403722.stm](http://news.bbc.co.uk/hi/russian/international/newsid_7403000/7403722.stm).
- Вице-премьер Польши предлагает заменить Nord Stream на „Amber”, <http://www.rosbalt.ru/2008/06/09/492654.html> – 9.06.2008.

- Вишневский А., *Африка вступает в эпоху передела границ. Черный континент может взорваться?*, <http://www.win.ru/school/8156.phtml> – 13.01.11.
- Во время рабочего визита в Германию премьер-министр Индулис Эмсис выступил с предложением проложить газопровод по Балтийскому морю через территорию Латвии, Нефтегазовая вертикаль, <http://www.ngv.ru> – 9.07.2004.
- Война в Ливии: причиной всему – нефть?, <http://nm2000.kz/news/2011-06-01-41204> – 1.06.2011.
- Война за Арктику? Скептики, не признающие глобального потепления, отвлекают нас от рисков, связанных с безопасностью, Christian Science Monitor, <http://inosmi.ru/world/20100303/158427467.html> – 3.03.2010.
- Всему причиной – нефть..., <http://www.warandpeace.ru/ru/commentaries/view/58493/> – 29.05.11.
- Встреча Министра экономического развития и торговли Российской Федерации Г.О. Грефа с Послом Королевства Нидерландов в Российской Федерации Яном-Паулем Дирксе, <http://www.economy.gov.ru/wps/wcm/connect/economylib/mert/welcome/pressservice/news/doc11812267674> – 27.10.2005.
- Гавшина О., Греция вливается в „Южный поток”, <http://www.gzt.ru/business/2008/04/30/000614.html> – 30.04.2008.
- Гавшина О., Газовый узел на шее России, <http://www.gzt.ru/business/2007/02/01/220017.html> – 2.02.2007.
- Газовый конфликт: энергоснабжение Западной Европы под угрозой, Die Welt, 26.07.2007.
- Газпром в вопросах и ответах, <http://gazpromquestions.ru/?id=36>.
- Газпром и ENI анализируют проект строительства трубопровода из России в Европу, <http://www.inosmi.ru/> – 25.06.2007.
- Газпром сдал назад, <http://www.vedomosti.ru> – 21.10.2005.
- Голубой поток, <http://www.gazexport.ru/?pkey1=000020001200003>.
- Греция намерена принять участие в проекте газопровода „Южный поток”, <http://inosmi.ru> – 23.06.2007.
- Греция решила принять участие в строительстве нового газопровода, <http://www.inosmi.ru> – 26.06.2007.
- Грузия и Иран: Саакашвили меняет покровителей?, <http://www.georgiatimes.info/interview/45642.html> – 4.11.2010.
- Дания первой разрешила строить в своих водах газопровод Nord Stream, <http://eco.ria.ru/eco/20091020/189893461.html> – 20.10.2009.

- Добыча нефти на казахстанском месторождении Кашаган начнется не раньше октября 2013 г.*, <http://www.mineral.ru/News/32675.html>, – 5.07.2008.
- Добыча нефти на месторождении Тенгиз будет доведена до 25 млн тонн в год (Казахстан)*, <http://www.regnum.ru/news/1010943.html#ixzz1JPvMSGYL> – 5.06.2008.
- Дорошкевич А.З., Земляний М.Г., *Паливні проблеми ядерної енергетики України*, <http://www.db.niss.gov.ua/docs/energy/89.htm>.
- Дружба*, <http://minenergo.gov.ru/activity/oilgas/oildirection/transport/nefteprovod/897.html>.
- Евгений Примаков: *Какое будущее ждет Ливию?*, <http://www.warandpeace.ru/ru/commentaries/view/61475/> – 6.09.2011.
- Европенужен газ Nord Stream*, [http://worldenergy.ru/index.php?id=20\\_40\\_2057](http://worldenergy.ru/index.php?id=20_40_2057) – 17.09.2007.
- Игнатченко И., *Пекин и Вашингтон бодаются за Черный континент*, <http://navoine.ru/articles/2168> – 16.09.2011.
- Игнатченко И., *Пекин и Вашингтон бодаются за Черный континент*, <http://navoine.ru/articles/2168> – 16.09.2011.
- Игры России в Арктике вызывают озабоченность у стран региона*, <http://inosmi.ru/russia/20090813/251553.html> – 13.08.2009.
- Информация о проекте „Балтийская трубопроводная система”*, [http://www.velesstroy.com/index.php?cPath=30\\_53](http://www.velesstroy.com/index.php?cPath=30_53).
- Інформаційна довідка про основні показники розвитку галузей паливно-енергетичного комплексу України за грудень та 2010 рік*, [http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/article?art\\_id=188753&cat\\_id=35081](http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/article?art_id=188753&cat_id=35081) – 19.01.2011.
- Інформаційна довідка про основні показники розвитку галузей паливно-енергетичного комплексу України за грудень та 12 місяців 2009 року*, [http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/article?art\\_id=166989&cat\\_id=35081](http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/article?art_id=166989&cat_id=35081) – 22.01.2010.
- Каспийский театр энергетической войны*, <http://win.ru/scool/index.html> – 15.09.2011.
- Кобяков К., *Минус Белоруссия и Украина, Комиссар Евросоюза по энергетике заявил о готовности отказаться от услуг транзитных стран при поставках российского газа*, [http://esco-ecosys.narod.ru/2011\\_2/art024.htm](http://esco-ecosys.narod.ru/2011_2/art024.htm).
- Краткий обзор международных энергетических организаций*, [http://www.rao-ees.ru/ru/info/about/international/show.cgi?inter\\_org.htm](http://www.rao-ees.ru/ru/info/about/international/show.cgi?inter_org.htm).
- Кувейт вложит в нефтяные проекты 90 миллиардов долларов за 5 лет*, <http://www.lenta.ru/news/2010/11/29/oilinvest/>.

- Курнишова Ю., *Китайсько-японське суперництво у Центральній Азії на сучасному етапі*, old.niss.gov.ua/book/StrPryor/St\_pr14\_15/28.pdf.
- Литва построит в 2005 г. на своей территории новый газопровод протяженностью в 63 км в Калининградскую область России, [www.prime-tass.ru](http://www.prime-tass.ru) – 16.11.2004.
- Магистраль „Ямал-Европа” позволяет повысить гибкость и надежность потоков российского газа в Западную Европу, <http://www.gazpromexport.ru/projects/4/>.
- Межгосударственная транспортировка нефти и газа в Европу. INO-GATE 1996-2000, <http://www.europa.eu.int/comm/europaid>.
- Мендкович Н., *Китай в Центральной Азии: бороться или сотрудничать?*, <http://journal-neo.com/?q=ru/node/4899> – 5.03.2011.
- Миркадыров Р., *Президента Туркменистана собираются „нейтрализовать”*, Москва всерьез разозлилась на Бердымухаммедова, сообщают дипломатические источники, <http://www.chrono-tm.org/?id=2884> – 14.12.2010.
- Многополярный мир становится во многом приполярным миром (часть 2), Независимая Газета, [http://www.ng.ru/science/2009-06-24/13\\_mnogopoliarnyi.html](http://www.ng.ru/science/2009-06-24/13_mnogopoliarnyi.html) – 24.06.2009.
- Нападения на нефтяные станции в Нигерии, [http://news.bbc.co.uk/hi/russian/business/newsid\\_4616000/4616414.stm](http://news.bbc.co.uk/hi/russian/business/newsid_4616000/4616414.stm).
- Нефтепереработка, <http://www.rosneft.ru/Downstream/refining/>.
- Нефтяные войны, <http://www.vedomosti.ru> – wrzesień 2011.
- Нигерия скорбит о жертвах взрыва нефтепровода, [http://news.bbc.co.uk/hi/russian/international/newsid\\_6211000/6211655.stm](http://news.bbc.co.uk/hi/russian/international/newsid_6211000/6211655.stm).
- Нидерланды планируют развивать свою газотранспортную систему в рамках проекта Северо-Европейского газопровода, [www.riatec.ru](http://www.riatec.ru) – 22.06.2005.
- Новый энергетический бум в Азербайджане, <http://news.day.az/economy/217246.html> – 3.07.2010.
- Опыт реформирования электроэнергетики стран Скандинавии, <http://www.kuzbassenergo.ru/reform/foreign/scandinav/>
- Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года и дальнейшую перспективу, <http://www.rg.ru/2009/03/30/arktika-osnovy-dok.html> – 10.05.2008.
- Памятная неделя Президента, <http://www.1news.az/39/20071128101638722.html> – 28.11.2007.
- Панкратенко И., *Ливия – это только начало. Впереди – эпоха колониальных войн?*, <http://www.win.ru/school/6996.phtml> – 2.09.2011.

- Пекин и Вашингтон в борьбе за ресурсы Африки*, <http://www.newsland.ru/news/detail/id/784993/> – 21.09.2011.
- Петров М., *Новые порты России на Балтике: окно в Европу спустя 300 лет*, <http://geo.1september.ru/2002/09/4.htm>.
- Плоды „холодной войны“: Беларусь за газопровод „Ямал-Европа-2” в обход Украины*, <http://www.qwas.ru/ukraine/vitrenko/Plody-holodnoi-voiny-Belarus-za-gazoprovod-Jamal-Evropa-2-v-obhod-Ukrainy/> – 19.01.2009.
- По нефтепроводу „Одесса-Броды” потекла азербайджанская нефть*, <http://jkg-portal.com.ua/ru/novosti-zhcx/raznoe/8329-naftoprovodom-lodesa-brodir-potekla-azerbajdzhanska-nafta#comments> – 20.05.2011.
- Подобедова Л., *„Дружба” закончилась*, <http://www.rbcdaily.ru/2007/09/07/tek/291533> – 7.09.2007.
- Польша поддерживает строительство газопровода „Ямал-Европа-2”*, <http://news.liga.net/news/N0902715.html> – 21.01.2009.
- Проект газопровода „Ямал-Европа-2” не является альтернативой „Северному потоку” – Газпром*, <http://www.regnum.ru/news/1101598.html#ixzz1UiLLKwkv>.
- Проект объединения энергосистем Восток-Запад*, [http://www.rao-ees.ru/ru/info/about/international/show.cgi?ost\\_west.html](http://www.rao-ees.ru/ru/info/about/international/show.cgi?ost_west.html).
- Проект освоения нефтяного месторождения Кашаган на шельфе Каспия (Казахстан) стал почти вдвое дороже*, <http://www.mineral.ru/News/26603.html> – 8.03.2007.
- Прохоров П., *Как работает Nordel*, [http://www.expert.ru/printissues/northwest/2006/26/skandinavskiy\\_rynok\\_elektrichestva/print](http://www.expert.ru/printissues/northwest/2006/26/skandinavskiy_rynok_elektrichestva/print).
- Ракова Е., *Энергетический сектор Беларуси: повышая эффективность*, [www.eurasia.by/upload/Paper3.pdf](http://www.eurasia.by/upload/Paper3.pdf).
- Росія й Україна підписали газовий контракт на 10 років*, <http://www.pravda.com.ua/news/2009/01/19/3680138/> – 19.01.2009.
- Роснефть сегодня*, <http://www.rosneft.ru/about/Glance/>.
- Россия выходит из проекта нефтепровода Бургас-Александрополис*, <http://www.rian.ru/economy/20110216/334683841.html> – 16.02.2011.
- Рост добычи газа на месторождении Карачаганак (Казахстан)*, <http://www.mineral.ru/News/31800.html>.
- Рублев А., *Эффект домино: Тунис, Египет, далее – нефтяные монархии Персидского залива? В 2011 году начнется стремительный рост цен на нефть*, <http://www.win.ru/school/6643.phtml> – 31.01.2011.
- Рублев А., *Ливия: кто победил и кто проиграл. Во что обойдется Европе ошибка Саркози?*, <http://win.ru/school/8242.phtml> – 16.09.2011.
- СЕГ превратился в „Северный поток”*, [www.vremya.ru](http://www.vremya.ru) – 5.10.2006.

- Сенова О., Артемова Т., *Норд Стрим – общественный контроль. Еще шаг, Экология и право*, [http://www.bellona.ru/articles\\_ru/articles\\_2009/Nord-stream-obschestvennyi-kontrol](http://www.bellona.ru/articles_ru/articles_2009/Nord-stream-obschestvennyi-kontrol) – 5.05.2009.
- Сергеев Д., *Энергетический альянс Пекин – Каракас. Чавес будет продавать нефть Китаю и уйдет с американского рынка*, <http://www.win.ru/china/779.phtml> – 1.10.2008.
- South Stream. Сотрудничество*, <http://south-stream.info/index.php?id=4>.
- Строительство нефтепровода Бургас-Александрополис откладывается на год*, <http://www.regnum.ru/news/1071598.html>.
- США готовят захват нефтяных ресурсов Венесуэлы*, <http://oko-planet.su/politik/politikday/70790-ssha-gotovyat-zahvat-neftyanyh-resurov-venesuely.html> – 7.06.2011.
- TRACECA 1993-2002. Transport Corridor Europe – Caucasus – Asia*, <http://www.traceca.org>.
- ТЭК Дании*, [www.cdu.ru/catalog/inform\\_analytic/TEK\\_countries/pdf/Dania.pdf](http://www.cdu.ru/catalog/inform_analytic/TEK_countries/pdf/Dania.pdf).
- Тур А., *Беларусь и Украина могут вместе выработать общие подходы к транзитной политике*, [http://naviny.by/rubrics/economic/2007/01/15/ic\\_news\\_113\\_265640/](http://naviny.by/rubrics/economic/2007/01/15/ic_news_113_265640/).
- Украина, Туркмения и каспийские энергопроекты*, <http://win.ru/school/8237.phtml> – 16.09.2011.
- Украина. Повторный доклад по инвестиционному климату и структуре рынка в энергетическом секторе 2006, Секретариат Энергетической Хартии*, [www.ln.mid.ru/ns-g8.nsf/.../\\$FILE/07\\_](http://www.ln.mid.ru/ns-g8.nsf/.../$FILE/07_).
- Україно-турецькі відносини: характер, ключові проблеми, перспективи*, <http://www.spa.ukma.kiev.ua/visnyk/index.php?op=view&t=48>.
- Финляндия дала разрешение на строительство Nord Stream*, <http://www.kommersant.ru/doc/1320888-12.02.2010>; Kompania Nord Stream AG – jest operatorem rurociągu.
- Хроники газовых войн. Тур первый*, <http://www.newsukraine.com.ua/news/2906/> – 21.04.2006.
- Чоповой Д., *Нефть и газ Латинской Америки: инструменты политики или сферы сотрудничества?*, <http://analyticsmz.ru/?p=613>.
- Шанікая Д., *Реструктуризація нафтового ринку Туреччини і перспективи транспортування нафти транзитом. Економічний часопис – XXI*, <http://www.soskin.info/ea.php?pokazea=zmist&n=11-12&y=2002>.
- Шевцов А.И., Дорошкевич А.З., *Перспективы развития ядерной энергетики Украины в контексте национальной безопасности (тезисы доклада)*, <http://www.db.niss.gov.ua/docs/energy/54.htm>.



- Шиптенко С., *Сможет ли Европа решить свои энергетические проблемы без Белоруссии*, <http://www.regnum.ru/news/1388054.html> – 27.03.2011.
- Шумовский С., *Терминалы на Новой Земле: альтернатива БТС-2?*, <http://neftegaz.ru/science/view/438/> – 9.09.2009.
- Энергетические войны США: кто на очереди?*, <http://army-news.ru/2011/05/energeticheskie-vojny-ssha/> – 14.05.2011.
- Эрнандес Х., *Антарктика: сокровища подо льдом*, <http://inosmi.ru/world/20110917/174795901.html> – 17.09.2011.
- Эстонский газовый концерн Eesti Gaas планирует проложить по дну Финского залива газопровод*, Нефтегазовая вертикаль, <http://www.ngv.ru> – 24.05.2004.
- Этапы проекта*, <http://www.nord-stream.com/ru/proekt/milestones.html>
- Ямал-Европа*, <http://www.gazprom.ru/production/projects/pipelines/yamal-evropa/>.
- Ямал-Европа*, <http://www.gazexport.ru/?pkey1=000020001200001>.





## Spis tabel

- Tabela 1. *Dynamika konsumpcji ropy w państwach UE-27 w latach 2000-2010 (tys. baryłek dziennie)*
- Tabela 2. *Dynamika zużycia gazu ziemnego w państwach UE w latach 2000-2008*
- Tabela 3. *Dynamika wytwarzania energii elektrycznej w wybranych państwach UE, w latach 2000-2010 (GWh)*
- Tabela 4. *Najwięksi światowi producenci uranu w latach 2002-2010 (ton, U)*
- Tabela 5. *Potencjał jądrowy państw UE według stanu na 1 lipca 2011 roku.*
- Tabela 6. *Konsumpcja energii jądrowej przez państwa UE w latach 2000-2010, (TW/h)*
- Tabela 7. *Eksport ropy naftowej do UE w 2010 roku*
- Tabela 8. *Norweski system ropociągowy*
- Tabela 9. *Najważniejsze ropociągi Wielkiej Brytanii*
- Tabela 10. *System ropociągów we Francji*
- Tabela 11. *Handlowe szlaki transportu gazu, dostarczane rurociągami pod koniec 2010 roku, (mld m<sup>3</sup>)*
- Tabela 12. *Najważniejsze strategiczne rurociągi w regionie Morza Północnego*
- Tabela 13. *Najważniejsze gazociągi Wielkiej Brytanii*
- Tabela 14. *Najważniejsze gazociągi Francji*
- Tabela 15. *Najważniejsze gazociągi Republiki Federalnej Niemiec*
- Tabela 16. *Najważniejsze regiony i złoża wydobywania gazu w Federacji Rosyjskiej*
- Tabela 17. *Zależność państw UE od rosyjskich dostaw gazu w 2010 roku*
- Tabela 18. *Istniejące i zaprojektowane gazociągi w akwenie Morza Bałtyckiego*
- Tabela 19. *System rurociągowy państw tranzytowych – Ukrainy, Białorusi i Gruzji*
- Tabela 20. *Projekty realizowane w Azerbejdżanie*
- Tabela 21. *Projekty realizowane w państwach Azji Środkowej – Turkmenistanie, Uzbekistanie, Kazachstanie*
- Tabela 21. *Wybuchy ropociągów w Nigerii w ciągu ostatnich 10 lat*
- Tabela 22. *Najważniejsze istniejące i planowane gazociągi przebiegające przez terytorium Turcji*

Tabela 23. *Najważniejsze istniejące i planowane ropociągi przebiegające przez terytorium Turcji*

Tabela 24. *Konflikty zbrojne ostatnich 50 latach, które pośrednio związane z dostępem do surowców energetycznych*

Tabela 25. *Realizacja strategicznych celów w regionie Morza Kaspijskiego przez Rosję i USA*

## RYSUNKI

Rysunek 1. *Struktura potencjału energetycznego*

## MAPY

Mapa 1. *Międzynarodowe kierunki przesyłu ropy (tys. b/d)*

Mapa 2. *Międzynarodowe kierunki przesyłu gazu ziemnego (mld m<sup>3</sup>)*

Mapa 3. *Międzynarodowe kierunki przesyłu węgla (Mt)*

Mapa 4. *Sieć rurociągów niosących gaz ziemny do Unii Europejskiej z różnych regionów*

Mapa 5. *Strategiczne norweskie rurociągi*

Mapa 6. *Trasa Nord Stream*

Mapa 7. *Protesty w krajach Bliskiego Wschodu i Afryki Północnej w latach 2010-2011*

Mapa 8. *Bazy wojskowe USA w Zatoce Perskiej*

## Spis wykresów

- Wykres 1. Udokumentowane zasoby ropy naftowej w państwach Unii Europejskiej (mld baryłek)
- Wykres 2. Dynamika zmniejszenia produkcji ropy naftowej w państwach Unii Europejskiej (tys. b/d)
- Wykres 3. Konsumpcja ropy naftowej w Unii Europejskiej w latach 2000-2010 (tys. b/d)
- Wykres 4. Moc przepustowa rafinerii w poszczególnych państwach UE (tys. b/d)
- Wykres 5. Udokumentowane zasoby gazu ziemnego w państwach UE (trln m<sup>3</sup>)
- Wykres 6. Produkcja gazu ziemnego w latach 2000-2010 (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 7. Konsumpcja gazu ziemnego w UE (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 8. Potencjał europejskich podziemnych magazynów gazu w 2011 roku (mln m<sup>3</sup>)
- Wykres 9. Liczba istniejących i zaprojektowanych podziemnych magazynów gazu w Unii Europejskiej
- Wykres 10. Import LNG ogółem w 2010 roku (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 11. Udokumentowane zasoby węgla w Unii Europejskiej pod koniec 2010 r., mln ton
- Wykres 12. Zapasy węgla kamiennego i brunatnego w Unii Europejskiej pod koniec 2010 roku, (mln ton)
- Wykres 13. Produkcja węgla w państwach członkowskich UE w latach 2000-2010 (mln ton)
- Wykres 14. Konsumpcja węgla w państwach UE w latach 2000-2010 (mln ton)
- Wykres 15. Produkcja energii elektrycznej w UE w 2010 roku (TWh)
- Wykres 16. Wytwarzanie energii elektrycznej w UE w 2010 roku (GWh)
- Wykres 17. Produkcja energii elektrycznej w UE z uwzględnieniem źródeł pochodzenia
- Wykres 18. Konsumpcja energii elektrycznej w UE w 2009 roku (Mtoe)
- Wykres 19. Konsumpcja energii elektrycznej w gospodarce (GWh)
- Wykres 20. Udokumentowane zasoby ropy naftowej w państwach Wspólnoty Niepodległych Państw (WNP) w latach 2000-2010 (mld baryłek)

- Wykres 21. Udokumentowane zasoby gazu ziemnego w państwach WNP w latach 2000-2010 (trln m<sup>3</sup>)
- Wykres 22. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Rosji 2000-2010 (mld b/d)
- Wykres 23. Produkcja i konsumpcja gazu ziemnego w latach 2000-2010 w Rosji (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 24. Tranzyt ropy naftowej przez terytorium Ukrainy w latach 2006-2010 (tys. ton)
- Wykres 25. Tranzyt gazu ziemnego przez terytorium Ukrainy w latach 2006-2010 (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 26. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Azerbejdżanie w latach 2000-2010 (tys. b/d)
- Wykres 27. Produkcja i konsumpcja gazu ziemnego w Azerbejdżanie w 2000-2010 (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 28. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Kazachstanie w latach 2000-2010 (tys. b/d)
- Wykres 29. Produkcja i konsumpcja gazu ziemnego w Kazachstanie w latach 2000-2010 (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 30. Udokumentowane zasoby ropy naftowej w regionie Afryki pod koniec 2010 roku (mld baryłek)
- Wykres 31. Udokumentowane rezerwy gazu ziemnego w 2010 roku (trln m<sup>3</sup>)
- Wykres 32. Produkcja ropy naftowej w Libii (tys. b/d)
- Wykres 33. Produkcja gazu ziemnego w Libii (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 34. Produkcja ropy naftowej w Nigerii w 2010 roku (tys. b/d)
- Wykres 35. Produkcja gazu ziemnego w Nigerii (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 36. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Algierii (tys. b/d)
- Wykres 37. Dynamika wydobycia i konsumpcji gazu ziemnego w Algierii (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 38. Import LNG z Algierii w 2010 roku (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 39. Produkcja ropy naftowej w Angoli (tys. b/d)
- Wykres 40. Udokumentowane zasoby ropy naftowej w Sudanie (mld baryłek)
- Wykres 41. Produkcja ropy naftowej w Sudanie (tys. b/d)
- Wykres 42. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Egipcie (tys. b/d)
- Wykres 43. Konsumpcja i produkcja gazu ziemnego w Egipcie (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 44. Eksport LNG z Egiptu (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 45. Produkcja ropy w Gabonie (tys. b/d)
- Wykres 46. Produkcja ropy w Kongo (tys. b/d)
- Wykres 47. Produkcja ropy naftowej w Gwinei Równikowej (tys. b/d)
- Wykres 48. Eksport LNG z Gwinei Równikowej w 2010 roku (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 49. Produkcja ropy naftowej w Tunezji (tys. b/d)



- Wykres 50. Udokumentowane zasoby ropy naftowej w poszczególnych państwach Bliskiego Wschodu w 2010 roku (mld baryłek)
- Wykres 51. Udokumentowane zasoby gazu ziemnego w poszczególnych państwach Bliskiego Wschodu w 2010 roku (trln m<sup>3</sup>)
- Wykres 52. Dynamika produkcji i konsumpcji ropy naftowej w Arabii Saudyjskiej (tys. b/d)
- Wykres 53. Konsumpcja i wydobycie gazu ziemnego w Arabii Saudyjskiej (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 54. Konsumpcja i wydobycie ropy naftowej w Iranie (tys. b/d)
- Wykres 55. Konsumpcja i produkcja gazu ziemnego w Iranie (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 56. Konsumpcja i produkcja ropy naftowej w Kuwejcie (mld b/d)
- Wykres 57. Konsumpcja i wydobycie gazu ziemnego w Kuwejcie (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 58. Dynamika wydobycia i konsumpcji ropy naftowej w Zjednoczonych Emiratach Arabskich (tys. b/d)
- Wykres 59. Produkcja i konsumpcja gazu ziemnego w ZEA (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 60. Konsumpcja i wydobycie ropy naftowej w Katarze (tys. b/d)
- Wykres 61. Konsumpcja i wydobycie gazu ziemnego w Katarze (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 62. Udokumentowane zasoby ropy naftowej w Ameryce Północnej (mld baryłek)
- Wykres 63. Udokumentowane zasoby gazu ziemnego w Ameryce Północnej (trln m<sup>3</sup>)
- Wykres 64. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Kanadzie (tys. b/d)
- Wykres 65. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w USA (tys. b/d)
- Wykres 66. Import ropy naftowej do USA (tys. b/d)
- Wykres 67. Eksport ropy naftowej z USA (tys. b/d)
- Wykres 68. Produkcja i konsumpcja gazu ziemnego w USA (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 69. Import gazu ziemnego do USA (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 70. Eksport amerykańskiego gazu ziemnego (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 71. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Meksyku (tys. b/d)
- Wykres 72. Eksport ropy naftowej z Meksyku (mln ton)
- Wykres 73. Produkcja i konsumpcja gazu ziemnego w Meksyku (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 74. Udokumentowane zasoby ropy naftowej w Ameryce Łacińskiej (mld baryłek)
- Wykres 75. Udokumentowane zasoby gazu ziemnego w Ameryce Łacińskiej, (trln m<sup>3</sup>)
- Wykres 76. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Wenezueli (mld baryłek)
- Wykres 77. Produkcja i konsumpcja gazu ziemnego w Wenezueli (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 78. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Brazylii (tys. b/d.)
- Wykres 79. Produkcja i konsumpcja gazu ziemnego w Brazylii (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 80. Eksport gazu ziemnego do Brazylii (mld m<sup>3</sup>)

- Wykres 81. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Ekwadorze (tys. b/d)
- Wykres 82. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Argentynie (tys. b/d)
- Wykres 83. Konsumpcja i produkcja gazu ziemnego w Argentynie (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 84. Eksport gazu ziemnego z Argentyny (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 85. Eksport gazu ziemnego do Argentyny (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 86. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Kolumbii (tys. b/d)
- Wykres 87. Konsumpcja i produkcja gazu ziemnego w Kolumbii (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 88. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Peru (tys. b/d)
- Wykres 89. Produkcja i konsumpcja gazu ziemnego w Peru (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 90. Eksport LNG z Peru (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 91. Produkcja i konsumpcja ropy naftowej w Trynidadzie i Tobago (tys. b/d)
- Wykres 92. Produkcja i konsumpcja gazu ziemnego (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 93. Eksport LNG z Trynidadu i Tobago (mld m<sup>3</sup>)
- Wykres 94. Produkcja gazu ziemnego w Boliwii (mld m<sup>3</sup>)

## Spis skrótów

b/d – baryłek ropy dziennie

BRICS – Brazylia, Rosja Indie, Chiny, Republika Południowej Afryki

BGI – Baltic Gas Interconnector

BG – British Gas

BP – British Petroleum

BTS – Bałtycki System Rurociągowy

BTC – ropociąg Baku – Tbilisi – Ceyhan

BTE – gazociąg Baku – Tbilisi – Erzurum

Centcom – Centralne Dowództwo USA

Cinopec – China National Petrochemical Corporation

CNOOC – China National Offshore Oil Corporation

CNPC – China National Petroleum Corporation

EAKTRN – Euro-Azjatycki Korytarz Transportowy Ropy Naftowej

EIA – Energy Information Administration

GdF – Gas de France

GWh – gigawatgodzina

IAEA – International Atomic Energy Agency

JAE – Jednolity Akt Europejski

LNG – liquefied natural gas – gaz ziemny skroplony

Mtoe – million ton ekwiwalentu naftowego

MW – megawat

MWh – megawatogodzina

OGJ – Oil & Gas Journal

OAPEC – Organization of Arab Petroleum Exporting Countries – Organizacja Arabskich Państw Eksporterów Ropy Naftowej

OPEC – Organization of the Petroleum Exporting Countries – Organizacja Państw Eksporterów Ropy Naftowej

PGNiG – Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo

TENs – Trans-European Networks – transeuropejskie sieci

TEN-E – Trans-European Energy Networks – transeuropejskie sieci energetyczne

UKCS – UK Continental Shelf