

XI. GEOPOLITYKA SUROWCÓW ENERGETYCZNYCH – TRENDY GLOBALNE I REGIONALNE PO KRYZYSIE FINANSOWYM

TRENDY EKONOMICZNE NA ŚWIATOWYCH RYNKACH SUROWCOWYCH I ICH IMPLIKACJE GEOPOLITYCZNE

„Światowy system energetyczny znajduje się na rozdrożu. Współczesne globalne trendy podaży i konsumpcji energii są całkowicie niezrównoważone – tak w kategoriach ekologicznych, ekonomicznych, jak i społecznych” – zarówno głosił jeden z ważniejszych i najbardziej pesymistycznych raportów IEA (Międzynarodowej Agencji Energii) z 2008 r.¹ Jeszcze przed kryzysem finansowym i w okresie rekordowo wysokich cen ropy podkreślał on, że źródeł tych problemów należy doszukiwać się w niedoinwestowaniu sektora energetycznego, zarówno sektora produkcji, jak i transportu. Z obliczeń IEA wynikało, że w związku z niewystarczającym poziomem realizowanych i planowanych inwestycji już w roku 2015 pojawi się luka między popytem a podażą rzędu 12,5 mln baryłek dziennie (b/d). Aktualny raport agencji, choć w wielu miejscach nieco bardziej optymistyczny, zaczyna się od równie złowieszczego brzmiących słów: „Światowa branża energetyczna stoi w obliczu bezprecedensowej niepewności. Globalny kryzys ekonomiczny sprawił rynki energetyczne na całym świecie w stan nieładu, a tempo, w jakim światowa gospodarka się odbuduje, będzie miało kluczowe znaczenie dla rozwoju sektora energetycznego w nadchodzących latach”².

Kryzys finansowy faktycznie odcisnął silne piętno na światowym rynku energetycznym. Początkowo wprawdzie wpłynął na tymczasowy spadek popytu, a także zweryfikowanie prognoz najważniejszych ośrodków analitycznych. W rezultacie zamiast prognozowanego zarówno przez IEA, jak i EIA (Energy Information Administration) światowego zapotrzebowania na ropę w wielkości około 120 mln b/d w 2030 r. prognozy długoterminowe z 2010 r. szacują potrzeby rynku w 2035 r. na 110,6 mln b/d (EIA, *International Energy Outlook 2010*) oraz 105,2 mln b/d (IEA, *World Energy Outlook 2010*)³. Jest to jednak tylko chwilowe odroczenie za-

¹ IEA, *World Energy Outlook 2008*, OECD/IEA 2008, s. 37.

² IEA, *World Energy Outlook 2010*, OECD/IEA 2010, s. 3.

³ EIA, *International Energy Outlook 2010*, źródło: <http://www.eia.doe.gov/>; IEA, *World Energy Outlook 2010*, op. cit.

grożenia deficytem ropy na rynku. Kryzys finansowy dotknął bowiem poważnie najbardziej wrażliwy sektor – produkcji paliw węglowodorowych.

W wyniku spadającego popytu branża energetyczna doświadczyła najpierw poważnego spadku cen ropy w 2008 roku⁴ – stosunkowo niskie ceny (tj. poniżej 70 USD/baryłkę) utrzymywały się w związku z niższym popytem w pierwszej połowie 2009 r. – a następnie ich wzrostu do poziomu blisko 100 USD za baryłkę pod koniec 2010 r. Trend spadkowy zadziwił analityków, którzy od początku nowego stulecia zdążyli już się przyzwyczaić do bijących kolejne rekordy wysokich cen tego surowca. Ukazał on jednocześnie, że nie tylko bardzo wysokie, lecz także niskie ceny surowców mogą stanowić wyzwanie dla globalnego bezpieczeństwa energetycznego. Realizacja wszystkich niezbędnych inwestycji nawet przy cenie powyżej 100 USD za baryłkę była trudna, a straty finansowe, które w związku z kryzysem, spadkiem popytu i cen ponieśli eksporterzy oraz koncerny energetyczne, dodatkowo wpłynęły na obniżenie poziomu inwestycji w sektorze. Zgodnie z danymi IEA w 2009 r. w sektorze wydobywczym ropy i gazu ziemnego inwestycje spadły o 19% (tj. około 90 mld USD)⁵. Jest to poważny problem, gdyż niedoinwestowany sektor może stanowić największe zagrożenie przyszłego bezpieczeństwa dostaw.

W ostatnich raportach IEA przeprowadziła rozległą analizę globalnego potencjału podażowego ropy naftowej na podstawie przeglądu światowych rezerw tego surowca, a także inwentarza zasobów pochodzących z 800 największych pól naftowych. Zgodnie z tą analizą produkcja ze złóż ropy naftowej spada w tempie 9% rocznie. Nawet zastosowanie najnowocześniejszych technologii pozwala co najwyżej ograniczyć ten spadek do 6,7% rocznie. Ograniczenie inwestycji w zagospodarowywanie i poszukiwanie nowych złóż komplikuje tym samym znacząco przyszłą światową sytuację podażową. Nawet jeśli przyszły popyt będzie płaski, to i tak przewyższy on w 2035 r. obecne moce produkcyjne o 25%. Jeśli natomiast uwzględnimy 7–9-procentowy roczny spadek produkcji z istniejących złóż i prognozowany na 2035 r. poziom popytu, to z rachunku matematycznego wynika, że niezbędne jest stworzenie do tego czasu nowych dodatkowych mocy w wielkości minimum 45 mln b/d (IEA), a według niektórych obliczeń, nawet 90 mln b/d (CSIS – Center for Strategic and International Studies)⁶.

Spadające wydobywanie z największych pól naftowych (ale także gazu ziemnego) świata przyczyniło się do rewitalizacji koncepcji *peak-oil*. Analitycy zapowiadający spadek światowej produkcji ropy naftowej, a następnie gazu ziemnego, nawiązują do rewolucyjnej, gdyż przedstawionej w latach 50. XX w. tezy geofizyka dr. M. Kinga Hubberta, który zapowiadał, że po okresie wzrostu światowa produkcja paliw węglowodorowych osiągnie szczyt (*peak-oil*), a następnie będzie spadać aż do

⁴ Według notowań NYMEX w lipcu 2008 r. cena ropy osiągnęła rekord – 145 USD za baryłkę, ale już od końca września ceny zaczęły spadać poniżej 100 USD za baryłkę, by osiągnąć w grudniu poziom niewiele ponad 40 USD! W ciągu zatem zaledwie czterech miesięcy ceny spadły o blisko trzy czwarte!

⁵ IEA, *World Energy Outlook 2010*, op. cit.

⁶ CSIS Energy and National Security Program, *The Geopolitics of Energy, Emerging Trends, Changing Landscapes, Uncertain Times*, CSIS, październik 2010, s. 6. Analitycy CSIS obliczają, że potrzebne będzie zapewnienie dodatkowych mocy wielkości 60–90 mln b/d przy założeniu, że produkcja będzie spadać w tempie 4–7% dziennie zgodnie z danymi EIA, *International Energy Outlook 2010*.

całkowitego wyczerpania się rezerw⁷. Z publikacji zwolenników poglądów o zbliżającym się szczycie produkcji ropy naftowej wynika, że wraz z końcem pierwszej dekady XXI wieku świat powinien znaleźć się już w fazie *post-peak oil*⁸. W 2001 jeden z ekspertów, Colin Campbell, napisał: „Rzeczywistość pokazuje, że nie ma odroczenia wyroku. Stopniowo rynek – nie tylko ropy naftowej – będzie musiał zdać sobie sprawę, że sam OPEC nie wystarczy, by zmierzyć się z wyczerpywaniem się złóż. Będzie to trudne doświadczenie, gdyż będzie ono oznaczać, że nie istnieje już żadna inna bariera dla wzrostu cen oprócz tej wynikającej ze spadku podaży. Wydarzenia te skutkować będą światową recesją i krachem giełdowym, czego pierwsze symptomy można już zauważyć”⁹. Słowa te brzmią proroczo, jeśli wziąć pod uwagę nowe uwarunkowania końca pierwszej dekady XXI wieku. Autor jednej z ostatnich książkowych publikacji dotyczących teorii Hubberta – Kenneth S. Deffeyes – ocenia, że światowy kryzys finansowy był spowodowany właśnie końcem wzrostu światowej produkcji ropy naftowej. Dodaje on jednocześnie, że ze względu na polityczną wrażliwość tematyki *peak-oil* należy raczej spodziewać się wszelkich innych niż geologiczne tłumaczeń spadającej w następnych latach produkcji, tj. ograniczeń produkcji OPEC, spowodowanych dążeniem do utrzymania odpowiedniego poziomu cen, czy zakłóceń inwestycji w sektorze produkcji ropy naftowej, wywołanych spadkiem cen.

Odnosząc się do teorii *peak-oil*, Światowa Rada Energii (WEC) wypowiada się raczej w uspokajającym tonie – podkreśla, że przemysł energetyczny dokonał niesłychanego postępu technologicznego, tak iż obecnie rutynowo dokonuje się na przykład odwiertów o głębokości 5000 m w tak trudnych regionach jak Morze Północne¹⁰. Z kolei IEA przyznaje, że wprawdzie nadejdzie dzień, kiedy światowa produkcja ropy naftowej osiągnie swój szczyt, ale zgodnie ze scenariuszem referencyjnym (określonym w nowym raporcie jako Scenariusz Nowych Polityk) nie nastąpi to przed rokiem 2035. Poza tym IEA wyraźnie wskazuje na potencjał związany z długookresowym rozwojem produkcji niekonwencjonalnej ropy naftowej¹¹. Należy jednak zdać sobie sprawę z faktu, że choć liczba nowo odkrywanych złóż węglowodorów rośnie w porównaniu z latami 90. XX w., to obecny poziom wy-

⁷ Po raz pierwszy Hubbert zaprezentował swą teorię przed amerykańskim Kongresem w 1956 r. W książce z lat 70. oceniał, że światowa produkcja ropy osiągnie *peak-oil* najpóźniej około roku 2000, by spaść do zera między rokiem 2075–2100. Cykl światowej produkcji ropy naftowej od tego momentu nosi nazwę krzywej Hubberta. Zob. M. King Hubbert, *Energy and Power*, A Scientific American Book, 1971, s. 39.

⁸ Należą do nich m.in. A. Barlett (np. „Reflections on sustainability, population growth and the environment”, *Population & Environment* 1994, t. 16, nr 1, s. 5–35); C.J. Campbell („Forecasting global oil supply 2000–2050”, *Hubbert Center Newsletter*, lipiec 2002/03); K.S. Deffeyes (*Beyond Oil. The View from Hubbert's Peak*, Hill and Wang, New York 2006 lub wcześniejsze opracowanie: *Hubbert's Peak: The Impending World Oil Shortage*, Princeton University Press, Princeton 2002).

⁹ C.J. Campbell, „Peak oil: A turning for mankind”, *Hubbert Center Newsletter* 2001, nr 2–1.

¹⁰ WEC, *2007 Survey of Energy Resources*, World Energy Council 2007, s. 45–53.

¹¹ Są to np. piaski roponośne czy ropa syntetyczna (z gazu ziemnego, węgla lub łupków bitumicznych). IEA podkreśla, że zasoby ropy niekonwencjonalnej są znacznie większe niż konwencjonalnej, i prognozuje wzrost jej produkcji z 2,3 mln b/d w 2009 r. do 9,5 mln b/d w 2035 r. Należy jednak podkreślić, że ropa niekonwencjonalna jest droższa, zatem poziom rozwoju jej produkcji uzależniony będzie od czynników natury ekonomicznej (trendy popytowo-podażowe i cena ropy) oraz ekologicznych. Zob. IEA, *World Energy Outlook 2010*, op. cit.

dobycia nadal przewyższa poziom nowych odkryć! Dlatego też nawet jeśli w skali globu złóż ropy i gazu ziemnego jest wystarczająco dużo, by przez następne dziesięciolecia zaspokajać zapotrzebowanie na energię, to spadek inwestycji w sektorze *up-stream*, obejmującym m.in. poszukiwanie i zagospodarowywanie nowych złóż, wywołuje uzasadnione obawy przed pojawieniem się deficytu surowców na rynku.

Bez względu na to, kiedy nastąpi *peak-oil* (to bowiem, że nastąpi, nie ulega wątpliwości), państwa są coraz bardziej świadome podatności rynku energetycznego na różnego rodzaju zaburzenia dostaw. Kryzys finansowy, fluktuacje cen surowców, spadek inwestycji w sektorze wydobywczym i inne bariery wzrostu podaży¹² wpłynęły na znacznie większe poczucie niepewności. Transformacja światowej gospodarki w duchu zrównoważonego rozwoju, a zatem wdrażanie nowoczesnych rozwiązań technologicznych, podnoszenie efektywności energetycznej i zwiększanie udziału odnawialnych źródeł energii, wydaje się tym bardziej konieczna, choć może napotkać poważne problemy natury ekonomicznej. W rezultacie przystosowywanie się do tych nowych uwarunkowań nie obejdzie się bez zarówno ekonomicznych, jak i geopolitycznych napięć w stosunkach między największymi światowymi konsumentami i producentami paliw węglowodorowych¹³. Czynnikiem, który dodatkowo może sprzyjać rywalizacji między głównymi centrami konsumpcji, jest zmiana struktury światowego zapotrzebowania na energię i paliwa węglowodorowe i utrata pozycji lidera w tym względzie przez kraje wysoko rozwinięte z kręgu OECD¹⁴. Wzrost popytu na energię i paliwa węglowodorowe napędzają przede wszystkim Chiny i Indie¹⁵. Umocnienie pozycji nowych światowych regionów konsumpcji wpływa na wzrost konkurencji na rynku i poprawia sytuację eksporterów, którzy zyskują więcej swobody w wyborze rynków zbytu.

Zgodnie z informacjami ze stycznia 2011 r. w 2010 r. konsumpcja ropy naftowej wzrosła o 2,7 mln b/d, osiągając poziom 87,7 mln b/d. W styczniu 2011 r. IEA ogłosiła prognozę wzrostu konsumpcji ropy naftowej w 2011 r. o dodatkowe 1,4 mln b/d. Dla porównania – EIA wylicza, że konsumpcja w 2010 r. wzrosła o 2,2 mln b/d, ale również prognozuje wzrost o 1,4 mln b/d w roku 2011. Oznacza to, że będzie on mniejszy o mniej więcej połowę w porównaniu z rokiem poprzednim. Spadek ten

¹² Barięą dla wzrostu podaży paliw węglowodorowych mogą być również problemy z rozwojem infrastruktury transportowej – zgodnie z danymi IEA obecnie większość infrastruktury przesyłowej jest przestarzała i wymaga całkowitej wymiany przed rokiem 2030. Do zachwiania równowagi na rynku ropy naftowej i gazu ziemnego może dojść także w wyniku restrykcji nałożonych na wydobycie surowca w regionach wrażliwych ekologicznie, niestabilności politycznych w regionach produkcji i transportu, sankcji inwestycyjnych nałożonych na niektórych producentów. Zob. więcej: World Economic Forum, *The New Energy Security Paradigm*, World Economic Forum in Partnership with Cambridge Energy Research Associates, wiosna 2006, s. 12, 25 oraz kolejne edycje *World Energy Outlook* IEA.

¹³ O rywalizacji na rynkach energetycznych zob. więcej: „Układ sił na międzynarodowym rynku surowców energetycznych”, *Rocznik Strategiczny 2007/08*, Wydawnictwo Naukowe „Scholar”, Warszawa 2008.

¹⁴ W 2008 r. na kraje OECD przypadało 49% światowej konsumpcji energii, z czego same Stany Zjednoczone konsumowały 20%. *BP Statistical Review of World Energy*, Amoco/BP, czerwiec 2009, s. 40.

¹⁵ Ponad połowa prognozowanego światowego wzrostu popytu na energię przypadnie na Chiny i Indie, a 11% na hód. Łącznie wszystkie kraje spoza kręgu OECD będą odpowiadać za 93% przyrostu popytu na energię pierwotną. W 2035 r. Chiny będą największym konsumentem energii; ich udział w światowej konsumpcji sięgnie 22%, ale USA wciąż pozostaną numerem dwa. IEA, *World Energy Outlook 2010*, op. cit.

byłby pocieszającą informacją, gdyby nie fakt, że poziom światowej produkcji ropy naftowej z końcem grudnia 2010 r. wynosił 88,1 mln b/d. Z tego też względu powracające i nurtujące analityków rynku naftowego pytanie brzmi: iloma wolnymi mocami produkcyjnymi dysponują obecnie producenci i skąd będą pochodzić dodatkowe ilości ropy naftowej niezbędne światowej gospodarce. Innymi słowy, czy rzeczywistość, tj. zgodnie z oficjalnymi deklaracjami, są oni w stanie zwiększyć roczną produkcję o ponad milion b/d (OPEC oficjalnie podaje, że może uruchomić dodatkową produkcję 5–6 mln baryłek dziennie). Jeśli nie mają takiej możliwości, to ceny wkrótce wymkną się spod kontroli.

Kolejne ważne pytanie, które powinno się nasunąć, dotyczy stopnia, w jakim wzrost cen wpłynie na spadek popytu. Czy tendencja wzrostowa zostanie wyhamowana, zwłaszcza w takich krajach jak Chiny, które w roku 2010 konsumowały już ponad 10 mln b/d, zwiększając tym samym wewnętrzną konsumpcję o 10%? Tempo wzrostu chińskiej gospodarki, jako głównego czynnika oddziałującego na globalne trendy popytowe na rynku energetycznym, jest jedną z niewiadomych. Jeśli zostanie ono utrzymane, to w połączeniu z ograniczeniami po stronie produkcji rynek może doświadczyć niedoborów ropy naftowej. Jedno jest pewne: Chiny, aby się rozwijać, potrzebują surowców, zarówno energetycznych, jak i mineralnych. Przez lata Chińczycy eksploatowali rodzime surowce na ogromną skalę. Obecnie nie są w stanie wyprodukować nawet wystarczającej ilości węgla na potrzeby własnej rozpędzonej gospodarki, a przecież pod względem zasobów i wydobycia tego paliwa kopalnego wciąż są światowym potentatem. To samo dotyczy surowców mineralnych, a zwłaszcza pierwiastków ziem rzadkich. W rezultacie raczej należy spodziewać się dalszej tendencji wzrostowej, jeśli chodzi o popyt na surowce i energię Chin, Indii, a także innych krajów spoza OECD.

Niepokój związany z przewidywanym pojawieniem się deficytu surowcowego dotyczy nie tylko surowców energetycznych, lecz także pierwiastków ziem rzadkich, które są niezbędne dla rozwoju technologicznego. W drugiej połowie 2010 r. główny eksporter metali ziem rzadkich¹⁶ – Chiny (przypada na nie ponad 90% światowego eksportu tych pierwiastków) – zmniejszył eksport o 72%, wywołując tym samym nagły wzrost cen i zamieszanie na giełdach i rynku produktów *high-tech*. W grudniu zapowiedziały dalsze ograniczanie eksportu w 2011 r. (o 35%), a do tego wzrost podatków wywozowych (o 25%)¹⁷. Jest to przykład działań państw eksporterów, mających na celu ochronę strategicznych bogactw naturalnych w obawie przed ich nadmierną eksploatacją. Zachowują je tym sposobem na przyszłe potrzeby własnej gospodarki. W przypadku Chin stanowi to jednak również taktyczne zagranie w toczącej się światowej rywalizacji o surowce naturalne i instrument nacisku na konkurentów. Nowe regulacje, które uprzywilejowują chińskie koncerny, mogą

¹⁶ Pierwiastki te są wykorzystywane przy produkcji zaawansowanych technologicznie urządzeń, takich jak komputery, telefony komórkowe, samochody hybrydowe, turbiny wiatrowe, a także systemy rakietowe.

¹⁷ Chińczycy tłumaczą te redukcje wzrostem zapotrzebowania wewnętrznego oraz dążeniem do zmniejszenia nadmiernej eksploatacji pierwiastków ziem rzadkich. Zgodnie z chińskimi prognozami zapotrzebowanie wewnętrzne może zrównać się z całkowitą produkcją już w 2012 r. Zob. <http://www.bloomberg.com/news/2010-12-28/china-cuts-first-round-rare-earth-export-quotas-by-11-correct-.html>; <http://cbi.typepad.com/files/cbi-briefing-chinas-rare-earths-export-curb-aug-2010.pdf>.

mieć na celu również zmuszenie zagranicznych producentów nowoczesnych technologicznie wyrobów do przenoszenia produkcji do Chin. Dla importerów jest to jasny sygnał, że trzeba lokować inwestycje w nowych regionach (Afryka Południowa, Ameryka Północna, Australia, obszary arktyczne, DRK, Afganistan), które posiadają zasoby pierwiastków ziem rzadkich i/lub innych metali i minerałów¹⁸ niezbędnych do wytwarzania zaawansowanych technologicznie produktów.

Dla największych światowych konsumentów surowców mineralnych informacje o wyczerpujących się zasobach oraz działania eksporterów ograniczające *de facto* dostęp do tych surowców są poważnym problemem, który może urastać do rangi zagrożeń bezpieczeństwa. Geopolityczne implikacje deficytu surowcowego będą długofalowe i wielowymiarowe. Importerzy będą musieli pozyskać nowe źródła zaopatrzenia, stąd należy spodziewać się większego zainteresowania Afryką, Ameryką Południową, ale także Arktyką z jej nieodkrytymi jeszcze bogactwami naturalnymi. Jednocześnie znaczenie dotychczasowych najważniejszych eksporterów wzrośnie – więcej państw będzie rywalizowało o dostęp do ich zasobów surowcowych.

Ograniczony dostęp do zasobów może jednak skłonić importerów do ściślejszej, a nawet zinstytucjonalizowanej współpracy – tak jak w wyniku pierwszego szoku naftowego z 1973 r., kiedy powołano IEA i wprowadzono wspólne mechanizmy regulujące współpracę w czasach kryzysów energetycznych. Szczególną rolę może odegrać w tym zakresie UE, która dotychczas skupiona była na wypracowywaniu założeń wspólnej polityki energetycznej. Konieczne może okazać się opracowanie szerszej wspólnej strategii surowcowej, uwzględniającej potrzeby państw członkowskich także w sferze konsumpcji innych surowców mineralnych i pierwiastków niezbędnych dla rozwoju gospodarczego i postępu technologicznego.

Na znaczenie problematyki surowcowej zwracają uwagę dokumenty strategiczne przyjmowane przez państwa i organizacje międzynarodowe w ostatnich latach. Rosja w strategii bezpieczeństwa z 2009 r. wśród zagrożeń bezpieczeństwa wymienia *expressis verbis* wojny surowcowe i rywalizację surowcową w Arktyce. W katalogu zagrożeń strategii lizbońskiej NATO znalazły się deficyt surowcowy, zakłócenia w dostawach surowców energetycznych, mineralnych oraz niedobór wody pitnej. Niemcy z kolei jako jeden z najważniejszych konsumentów surowców przyjęły w 2010 r. strategię surowcową i powołały Agencję ds. Surowców¹⁹.

¹⁸ Na przykład koltan, tantal, lit.

¹⁹ Agencja jest wyspecjalizowaną jednostką w ramach Federalnego Instytutu Geologii i Surowców Naturalnych (BGR). Wśród jej statutowych zadań znajdują się: ustanowienie systemu informacyjnego celem zwiększenia przejrzystości rynku surowcowego m.in. przez monitorowanie i analizowanie światowych zasobów naturalnych; wspieranie niemieckich przedsiębiorstw (doradztwo i pomoc) w pozyskiwaniu dostępu do surowców i dywersyfikowaniu dostawców; wspieranie partnerstw z eksporterami surowców; zapewnianie niemieckiemu rządowi wsparcia eksperckiego. Strategia surowcowa przyjęta w październiku 2010 r. podkreśla problem deficytu surowcowego, do którego może dojść na światowych rynkach w związku z działalnością producentów ograniczających eksport surowców. Wprowadza ona również zestaw instrumentów narodowych (m.in. koordynacja działań ministerstw gospodarki i rozwoju oraz spraw zagranicznych) i międzynarodowych (np. w ramach UE czy G-20), które powinny służyć realizacji głównego celu – zwiększenia dostępu do surowców. Jednym z ważnych instrumentów jest stworzenie bilateralnych partnerstw z eksporterami. BGR specjalnie w tym celu stworzyła listę potencjalnych partnerów, z którymi należy nawiązać bliższą współpracę, należą do nich m.in.: DRK, Zimbabwe, Indonezja i Brazylia. Więcej:

Przykład Niemiec jest bardzo charakterystyczny. Państwo to przez lata unikało retoryki siły i rywalizacji, a rola Bundeswehry była jasno określona. Prognozowany deficyt surowcowy i wzrost cen na rynkach surowcowych wywarł jednak, jak się wydaje, silne wrażenie na niemieckich władzach. Rok 2010 w rezultacie przyniósł nie tylko konkretne działania w tym zakresie, lecz także zmianę niemieckiej retoryki. Minister spraw zagranicznych Guido Westerwelle użył pojęcia niemieckiej zagranicznej polityki surowcowej i mówił o aktywnej obronie niemieckich interesów gospodarczych w ramach polityki zagranicznej, prezydent Horst Köhler, odnosząc się w jednym z wywiadów do zadań Bundeswehry w misjach zagranicznych, podkreślił, że jej rolą powinna być obrona niemieckich interesów gospodarczych²⁰, w końcu minister obrony Karl Theodor zu Guttenberg opowiedział się za aktywnym udziałem niemieckich sił zbrojnych w akcjach przeciw piratom, w zapewnianiu bezpieczeństwa morskich szlaków handlowych oraz w opanowywaniu konfliktów zbrojnych, a wszystko to w obronie niemieckich interesów gospodarczych²¹. Niemieccy najwyżsi urzędnicy zaczęli w końcu otwarcie mówić o rywalizacji surowcowej na światowych rynkach. W wymiarze wewnętrznym niemieckiej polityki surowcowej ważnym krokiem było przyjęcie w listopadzie strategii zielonego rozwoju gospodarczego. Jest to jeden z pomysłów na zmierzenie się z problemem potencjalnego deficytu paliw kopalnych i zależności od eksporterów surowców. Niemcy, zgodnie z założeniami strategii, mają zamiar stać się pierwszym na świecie państwem, w którym energia elektryczna pochodzić będzie w pełni ze źródeł odnawialnych. Za datę pełnej transformacji niemieckiej elektroenergetyki przyjęto 2050 rok!²²

Trendy długookresowe, w tym rosnące ceny surowców i możliwość pojawienia się deficytu surowcowego, powinny zachęcać konsumentów surowców do transformacji gospodarek. Z geopolitycznego punktu widzenia istotne jest, że zanim to nastąpi, może zmienić się rola odgrywana do tej pory przez głównych eksporterów w globalnym układzie sił. Wystarczy zwrócić uwagę, że w 2007 r. ponad 4% światowego produktu brutto państwa przeznaczyły na zakup ropy naftowej – dla porównania w 1998 roku wydawały na ten cel niespełna 1%. Szacuje się, że gdyby ceny ropy wróciły do poziomu 100 USD za baryłkę w kolejnych latach, w 2030 r. udział krajów OPEC w światowym PKB wzrósłby z 1,2% do 2%. Henry Kissinger nazwał to zjawisko największym transferem bogactwa w historii ludzkości, a Thomas Friedman postawił tezę, że w momencie kiedy ropa naftowa osiąga cenę 75 USD za

<http://www.bmwi.de/English/Navigation/Press/press-releases,did=365428.html>; <http://www.german-foreign-policy.com/en/fulltext/57882>.

²⁰ Słowa Köhlera wypowiedziane zostały podczas wizyty w niemieckiej bazie w Afganistanie, a brzmiały dosłownie: „Kraj wielkości Niemiec, z takim kierunkiem wymiany handlowej, musi być gotowy na zaangażowanie wojskowe, aby bronić swych interesów, np. szlaków handlowych, lub zapobiegać niestabilności całych regionów”. Po tej wypowiedzi musiał on ustąpić ze stanowiska. „Niemiecki prezydent Horst Köhler ustąpił ze stanowiska”, *Gazeta Wyborcza* z 1 czerwca 2010 r.

²¹ Za: A. Kwiatkowska-Drożdż, „Deficyt surowców naturalnych – implikacje dla niemieckiej polityki”, *Komentarze OSW* z 8 lutego 2011 r.

²² W rezultacie tych działań Niemcy do roku 2020 planują zmniejszenie emisji CO₂ o 40% w porównaniu z poziomem z roku 1990 i o 85% do roku 2050. Warto zwrócić uwagę, że nawet w dobie kryzysu finansowego inwestycje w energetykę odnawialną w Niemczech w 2009 r. wzrosły o 20%. <http://www.wri.org/stories/2010/09/germanys-green-economy-strategy>.

baryłkę, rozpoczyna się „nafto-dyktat” (*petro-dictatorship*) w stosunkach międzynarodowych. Co do tego, że najwięksi eksporterzy wykorzystują dobrą koniunkturę surowcową do realizacji swoich celów strategicznych (ekonomicznych i politycznych), nie ma raczej wątpliwości, ale działać w ten sposób potrafią i mniejsi, regionalni gracze. Jeden z ostatnich przykładów to zachowanie Kazachstanu w drugiej połowie 2010 r., a zatem w okresie wzrostu cen ropy do poziomu ponad 80 USD za baryłkę. Kazachstan latem anulował licencje w sektorze wydobywczym kilkunastu zagranicznym inwestorom, zwiększając tym samym protekcyjność i udział państwowego koncernu KazMunaiGaz w wydobywaniu surowców.

ENERGETYCZNE ŚRODOWISKO BEZPIECZEŃSTWA POLSKI (UJĘCIE REGIONALNE)

Strategia energetyczna UE 2010

Wobec zawirowań na światowych rynkach energetycznych, a zwłaszcza w obliczu coraz większych obaw o stabilność przyszłych dostaw surowców energetycznych, UE została zmuszona do uporządkowania dotychczasowych obszarów działań w sferze polityki energetycznej i podjęcia konkretnych kroków na rzecz transformacji systemów energetycznych. W 2010 r. trwały zatem prace nad nową strategią energetyczną UE, która ostatecznie została przyjęta pod koniec roku, a w maju z inicjatywy Jerzego Buzka i Jacques’a Delorsa podpisano deklarację o powołaniu Europejskiej Wspólnoty Energetycznej.

Deklaracja Buzek–Delors, inspirowana się deklaracją Schumana, która doprowadziła do powołania EWWiS, wzywa państwa członkowskie UE do utworzenia Wspólnoty Energetycznej. W ramach tej struktury państwa członkowskie (w pełnym składzie bądź tylko te, które będą projektem zainteresowane) miałyby wypracować wspólne podejście do najważniejszych wyzwań, takich jak uzależnienie od importu paliw węglowodorowych z regionów niestabilnych politycznie i gospodarczo, rosnące koszty inwestycji i unowocześnienia technologicznego sektora energetycznego czy transformacja sektora energetycznego i stworzenie niskoemisyjnych i efektywnych energetycznie gospodarek. Od obecnych struktur UE, w ramach których opracowuje się politykę energetyczną, wspólnotę ma odróżniać m.in. spójne i wspólne podejście do wewnętrznej i zewnętrznej polityki energetycznej (wspólne występowanie wobec państw eksporterów i krajów tranzytowych), a także tworzenie na wypadek kryzysów energetycznych skoordynowanych, wspólnych rezerw strategicznych surowców i paliw płynnych oraz organizowanie skoordynowanych zakupów energii. Autorzy deklaracji uznali, że Europa potrzebuje bardziej ambitnych celów i głębszej integracji w obszarze energii, a także większej solidarności²³.

Deklaracja miała znaczenie symboliczne – w przeddzień 60. rocznicy deklaracji Schumana zwróciła uwagę na najpoważniejsze wyzwania stojące przed UE w dziedzinie bezpieczeństwa energetycznego, a energia i klimat zostały w niej potrakto-

²³ http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009_2014/documents/envi/dv/815/815663/815663en.pdf.

wane jako współczesne węgiel i stal, które mają zjednoczyć Europę. Zdając sobie sprawę z trudności, jakie wiążą się z prowadzeniem wspólnej polityki energetycznej UE, bez wskazywania konkretnych ram instytucjonalnych, deklaracja wezwała do stworzenia swego rodzaju koalicji chętnych – państw UE zainteresowanych pogłębieniem współpracy energetycznej. W praktyce, aby powstała nowa wspólnota, potrzebne byłoby przyjęcie nowego traktatu, który ustalałby zasady współpracy respektowane przez państwa członkowskie.

Dyskusja na temat strategicznych celów i kierunków polityki energetycznej UE wywołana niepewnością na rynkach surowcowych zaowocowała przyjęciem w listopadzie 2010 roku nowej strategii energetycznej *Energy 2020 – A Strategy for Competitive, Sustainable and Secure Energy*. W dokumencie wyznaczono kierunki działania na kolejnych dziesięć lat. Z samego jego tytułu można wywnioskować, że priorytety unijnej polityki energetycznej się nie zmieniają – stanowią je zrównoważony i konkurencyjny rynek oraz bezpieczeństwo dostaw energii²⁴. I rzeczywiście mimo kryzysu finansowego, który dotknął kraje UE i sektor energetyczny, nowa strategia nie zmienia ani krótkoterminowych, ani długoterminowych celów, nawet jeśli ich realizacja ma być sporym obciążeniem dla budżetów narodowych krajów członkowskich. Komisja Europejska słusznie uznała, że „odkładanie tych decyzji [w zakresie pełnej transformacji sektora energetycznego – aut.] będzie miało trudne do zmierzenia konsekwencje społeczne, zarówno jeśli chodzi o długoterminowe koszty, jak i bezpieczeństwo”. Jednakże wydaje się, że opracowując dokument i nie uwzględniając nowych *de facto* uwarunkowań gospodarczych, podeszła ona dość idealistycznie, a nie realistycznie, do zadania transformacji unijnego sektora energetycznego.

Według nowego dokumentu kraje członkowskie, zgodnie z wcześniej przyjętym planem (w ramach pakietu klimatyczno-energetycznego)²⁵, mają kontynuować działania na rzecz zwiększenia efektywności energetycznej, energooszczędności, zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych do atmosfery i wzrostu udziału energii odnawialnej w ich bilansach energetycznych. Oznacza to utrzymanie celów wyrażonych po raz pierwszy w 2007 r. w formule „20:20:20”²⁶. Do 2020 r. ma zatem nastąpić: 1) obniżenie emisji gazów cieplarnianych o 20% w porównaniu z poziomem z roku 1990; 2) redukcja konsumpcji energii pierwotnej o 20% przez zwiększenie efektywności energetycznej; 3) oraz zwiększenie udziału źródeł odnawialnych w konsumpcji energii do 20%. Co ciekawe, już parę dni po przyjęciu tekstu strategii pojawiły się głosy przedstawicieli samej KE podające w wątpliwość możli-

²⁴ Oprócz wcześniejszych dokumentów poświęconych polityce energetycznej na te trzy cele polityki energetycznej UE wskazuje również art. 194 traktatu lizbońskiego.

²⁵ Pakiet został zaakceptowany przez Parlament i Radę w grudniu 2008 r., a stał się wiążącym państwa członkowskie prawem w czerwcu 2009 r.

²⁶ W marcu 2007 r. po raz pierwszy szefowie państw i rządów przyjęli tzw. zintegrowane podejście do polityki klimatycznej i energetycznej. Oznacza ono jednoczesną walkę ze zmianami klimatycznymi i wzrost bezpieczeństwa energetycznego UE dzięki zwiększeniu jej konkurencyjności rynkowej i przekształceniu w pierwszą na świecie niskoemisyjną i efektywną energetycznie gospodarkę.

wość realizacji wszystkich tych celów²⁷. Szczególnie trudne, w warunkach obciążonych skutkami kryzysu gospodarek, jest zredukowanie konsumpcji energii. Oznacza to bowiem, że należy jeszcze bardziej oddzielić wzrost gospodarczy od wzrostu konsumpcji energii, a także przekształcić zasadniczo w ciągu dziesięciu lat bilans energetyczny – zwiększenie efektywności energetycznej zależy m.in. od stopnia wykorzystania poszczególnych nośników pierwotnych energii. W świetle obecnie realizowanych przez państwa UE polityk nie jest możliwe zredukowanie konsumpcji energii w takim stopniu, jak zapowiada to strategia, a co najwyżej o 9–11%²⁸.

Priorytety wskazane w unijnej strategii z listopada 2010 r. zostały ujęte w pięć kategorii:

- (1) osiągnięcie efektywności energetycznej w Europie;
- (2) zbudowanie prawdziwie paneuropejskiego zintegrowanego rynku energetycznego;
- (3) wzmocnienie konsumentów i zapewnienie im jak najwyższego poziomu bezpieczeństwa;
- (4) rozszerzenie przywództwa Europy w rozwoju nowoczesnych technologii energetycznych i innowacyjności;
- (5) wzmocnienie zewnętrznego wymiaru polityki energetycznej UE.

Przyjęte priorytety i cele strategiczne zostały potwierdzone podczas szczytu energetycznego UE, który odbył się 4 lutego 2011 r. w Brukseli.

Na podstawie wskazanych w strategii priorytetów (będących w istocie kontynuacją tego, co już można było znaleźć we wcześniejszych „zielonych księgach” dotyczących polityki energetycznej UE) KE ma opracować kolejne inicjatywy ustawodawcze i przygotować mechanizmy wsparcia finansowego projektów energetycznych mieszczących się w ramach tych priorytetów. W zakresie oszczędzania energii KE wskazała dwa sektory, które wymagają tego rodzaju legislacji i pomocy – budownictwo oraz transport. Wprowadzenie odpowiednich zachęt inwestycyjnych oraz nowych instrumentów finansowych jest konieczne dla podniesienia efektywności energetycznej w tych sektorach. W dziedzinie konkurencyjności i innowacyjności należy zaś zainicjować projekty obejmujące rozwój nowych technologii przechowywania energii elektrycznej, badań nad drugą generacją biopaliw, a także projekt „inteligentne miasta” (*smart cities*), inteligentne sieci energetyczne czy rozwój energetyki odnawialnej (*renewable heating and cooling*) i kolejnej generacji energetyki nuklearnej.

Biorąc pod uwagę, że od czasu gdy UE wprowadziła pierwsze dyrektywy liberalizujące rynek energii i gazu, postęp w tworzeniu jednolitego paneuropejskiego rynku jest nieznaczny, trzeba podkreślić ważną rolę postanowień strategii dotyczących tworzenia w pełni zintegrowanego rynku energetycznego do 2015 r. Obecnie europejski rynek energii elektrycznej i gazu ziemnego to wciąż przede wszystkim rynki na-

²⁷ Wywiad z Marie Donnelly, dyrektorem komórki DG Tren ds. nowych i odnawialnych źródeł energii, efektywności energetycznej i innowacyjności: „Top official: ‘EU unlikely to meet energy-efficiency goals’”, *EurActiv* z 23 grudnia 2010 r., [http://Top official ‘EU unlikely to meet energy-efficiency goals’ EurActiv.mht/en/energy-efficiency/top-official-eu-unlikely-meet-energy-efficiency-goals-interview-500661](http://Top%20official%20%E2%80%9CEU%20unlikely%20to%20meet%20energy-efficiency%20goals%E2%80%99%20EurActiv.mht/en/energy-efficiency/top-official-eu-unlikely-meet-energy-efficiency-goals-interview-500661).

²⁸ Ibidem.

rodowe, utrzymujące liczne bariery dla rozwoju otwartej konkurencji²⁹. Największe koncerny często *de facto* mają na tych rynkach monopolistyczną pozycję. Co więcej, wciąż brakuje infrastruktury, która umożliwiłaby wprowadzenie na szeroką skalę do sieci energetycznych energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych, a jest to warunek konieczny, aby mogły one konkurować z paliwami kopalnymi. Mając tę świadomość, KE w strategii uznaje, że priorytetowo należy potraktować rozwój infrastruktury – bez wspólnych sieci transportowych, przesyłowych i sieci, które będą w stanie transportować zieloną energię, nie jest możliwe stworzenie wspólnego rynku i efektywnej energetycznie gospodarki – oraz przyspieszyć realizację wielu projektów infrastrukturalnych, tak aby żaden kraj UE nie był odizolowany od rynku. Szczególną uwagę, zgodnie ze strategią, trzeba poświęcić unowocześnieniu infrastruktury, jaką dysponują kraje członkowskie z Europy Środkowej i Południowej.

O ile w strategii unijnej kryzys finansowy w niewielkim stopniu został wzięty pod uwagę, o tyle obawy związane z obecnymi globalnymi trendami popytowo-podażowymi są wyraźnie w dokumencie widoczne. Kilkakrotnie wskazuje on na zaostrzającą się rywalizację na rynkach surowcowych, zarówno w sensie walki o dostęp do złóż surowców energetycznych oraz trasy transportu, jak i unowocześnienia technologicznego gospodarki i przeprowadzenia jej transformacji w kierunku efektywności energetycznej i energetyki odnawialnej³⁰. W tym kontekście w strategii podkreślono, że rozwój zewnętrznych sieci przesyłowych ma bezpośredni wpływ na UE jako największego importera surowców energetycznych. Dlatego też za kluczowy dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw uznano rozwój powiązań z krajami sąsiednimi poprzez tzw. strategiczne partnerstwa energetyczne z zagranicznymi dostawcami i państwami tranzytowymi, a zwłaszcza realizację projektów w ramach Korytarza Południowego (strategia wymienia dwa konkretne projekty – Nabucco i ITGI)³¹.

Zwracając uwagę na nasilającą się rywalizację międzynarodową na rynkach surowcowych, strategia podkreśla równocześnie, że wyzwania stojące przed UE – zmiany klimatyczne, dostęp do ropy i gazu, rozwój technologiczny – są wspólne dla wszystkich uczestników tego rynku. Dlatego też postuluje zarówno zwiększenie konkurencyjności unijnej gospodarki i sektora energetycznego – tak by stał się jeszcze bardziej atrakcyjny dla eksporterów, jak i wzmocnienie współpracy międzynarodowej w sferze bezpieczeństwa energetycznego. Problemem jest wciąż brak jednolitej zewnętrznej polityki energetycznej – w rezultacie UE w relacjach z eksporterami nie jest w stanie w pełni wykorzystać swego potencjału jako największy na świecie rynek energetyczny.

Zarówno w wymiarze wewnętrznym, jak i zewnętrznym polityki energetycznej UE największą barierę stanowi opór ze strony państw członkowskich przed odda-

²⁹ Trzeci pakiet wewnętrznego rynku energetycznego został przyjęty latem 2009 r. Wyposażył on UE w nowe instrumenty, które powinny wpłynąć na przyspieszenie jego implementacji, tj. Agencję ds. Współpracy Regulatorów Energii (ACER) oraz Europejską Sieć Operatorów Sieci Gazowych (ENTSO-G) i Energii Elektrycznej (ENTSO-E).

³⁰ Wśród głównych konkurentów w wyścigu technologicznym strategia wymienia Chiny, Japonię, Koreę Południową i USA.

³¹ W 2011 r. KE ma przyjąć nową strategię dotyczącą rozwoju infrastruktury energetycznej.

niem UE zbyt wielu kompetencji w sferze energetycznej. Mimo zatem stwierdzenia, jakie znajdujemy w strategii, iż „nadszedł czas, by polityka energetyczna stała się w pełni europejska”, wydaje się, że państwa członkowskie nie są do tego przekonane. Ważne jest jednak dostrzeżenie globalnych trendów i ich implikacji dla Europy oraz przyspieszenie działań na rzecz zwiększenia konkurencyjności i unowocześnienia technologicznego. UE przewiduje, że w ciągu kolejnych dziesięciu lat konieczne stanie się ulokowanie w sektorze energetycznym inwestycji rzędu biliona euro, aby zdywersyfikować istniejące źródła dostaw i bilans energetyczny oraz zastąpić starą infrastrukturę taką, która będzie odpowiadać stawianym w strategii wymogom. Naturalnie w gestii państw członkowskich pozostają wybory w zakresie struktury zużycia poszczególnych nośników energii, jak również rodzajów niezbędnej dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego infrastruktury. Wybory te będą miały długofalowe implikacje dla bezpieczeństwa energetycznego.

Polityka energetyczna Rosji w 2010 r.

Zgodnie z założeniami strategii energetycznej Rosji do 2020 r. przyjętej pod koniec 2009 r. celem zewnętrznej polityki energetycznej jest maksymalnie efektywne wykorzystanie zasobów surowcowych i utrwalenie pozycji kraju na światowym rynku energetycznym. Jest to zarazem warunek rozwoju ekonomicznego Rosji³². Strategia wskazuje na Europę jako główny kierunek eksportu rosyjskich surowców. Nic dziwnego, jest to bowiem największy zintegrowany rynek energetyczny na świecie i tym samym bardzo dochodowy. Mimo zatem straszenia Europy dążeniami dywersyfikacyjnymi i uruchomieniem nowych tras transportu do Chin najważniejsze realizowane i planowane rurociągi mają łączyć Rosję z europejskimi odbiorcami (zob. tabela 2).

O ile zatem inwestycje w infrastrukturę eksportową są w toku, a niektóre odnotowują znaczący postęp (zob. dalej), o tyle wciąż wielką niewiadomą jest potencjał wydobywczy Rosji. Choć Rosja, podobnie jak i inni kluczowi światowi eksporterzy, oficjalnie stara się do tego nie przyznawać, inwestycje w sektorze *up-stream* (poszukiwanie, zagospodarowywanie nowych złóż i produkcja) są jej piętą achillesową³³. W 2005 r., a zatem zanim kryzys dotknął rosyjski sektor naftowy i gazowy, były zastępca ministra energetyki Rosji Władimir Miłow oceniał, że produkcja Gazpromu będzie spadać z 545 mld m³ w 2004 r. do 340 mld m³ w 2020 r.³⁴ W przypadku rosyj-

³² W dziedzinie wewnętrznej polityki energetycznej, podobnie jak poprzednia strategia z 2003 r., nowy dokument wymienia: transformację sektora energetycznego w kierunku większej innowacyjności i efektywności energetycznej; zmianę struktury i skali produkcji energii; rozwój konkurencyjnego środowiska na rynku energetycznym. *Энергетическая стратегия России на период до 2030 года*, zatwierdzona rozporządzeniem rządu Federacji Rosyjskiej 11 listopada 2009 r., źródło: http://www.gazo.ru/images/upload/ru/1557/ENERGETICHESKAYA_STRATEGIYA_DO_2030_3.doc.

³³ Rosja wskazuje wprawdzie na problem wyczerpywania się złóż ropy i gazu, ale jednocześnie zastrzega, że jest w stanie zrekomensować spadek produkcji z tych złóż zasobami pochodzącymi z nowo rozwijanych regionów (arktycznych, Syberii Wschodniej, Półwyspu Jamalskiego czy Dalekiego Wschodu).

³⁴ J. Stern, *The Future of Russian Gas and Gazprom*, Oxford Institute of Energy Studies, Oxford 2005, s. 33–35.

skiej produkcji ropy naftowej eksperci EIA prognozowali natomiast, że osiągnie ona szczytowy poziom około 10 mln b/d w połowie obecnej dekady, a następnie spadnie do poziomu około 6 mln b/d³⁵.

Inwestycje w roku 2009 i 2010 były utrudnione przez straty finansowe, jakie poniosły główne rosyjskie koncerny naftowe i Gazprom. W 2009 r. Gazprom odnotował spadek udziału w rynku europejskim w związku ze zbyt wysokimi cenami gazu oferowanymi przez rosyjski koncern i konkurencją zwłaszcza ze strony LNG, a także ogólnym spadkiem popytu na gaz w krajach UE. W rezultacie w planach inwestycyjnych na rok 2010 redukcje wyniosły około 30% i objęły głównie sektor wydobywczy. Charakterystyczne jest natomiast, że nie obniżono wydatków na kluczowe projekty infrastruktury eksportowej.

Raport przyjęty w czerwcu 2010 r. przez Gazprom ukazuje skalę strat poniesionych w 2009 r. Wydobywanie koncernu spadło z 549,7 mld m³ w 2008 r. do 461,5 mld m³. Jednocześnie eksport do Europy zmniejszył się ze 167,6 mld m³ w 2008 r. do 152,8 mld m³ (wygenerowało to straty rzędu 5 mld USD). Niewiele lepiej wyglądała sytuacja na rynku wewnętrznym, na którym sprzedaż spadła o 7%³⁶. Gazprom do głównych przyczyn tych strat zaliczył słabszą koniunkturę na rynkach energetycznych, wzrost konkurencji ze strony zewnętrznych dostawców LNG, a także kryzys gazowy z Ukrainą³⁷. Spadek popytu na rynku europejskim został uznany za przejściowy efekt kryzysu finansowego, ale lekcja wyniesiona z roku 2009 uświadomiła Gazpromowi konieczność zmian w polityce eksportowej w kierunku większej elastyczności (zwłaszcza cenowej). Gazprom pełen optymizmu zamierza kontynuować ekspansję na europejskim rynku, nie wiadomo jednak, czy będzie ona możliwa w takim stopniu jak przed kryzysem³⁸. Ma to związek nie tylko z możliwościami finansowymi koncernu, lecz także z polityką energetyczną UE i jej planami dywersyfikacji dostawców paliw węglowodorowych, a w perspektywie długookresowej także transformacji systemu energetycznego na zieloną energię.

Dla Rosji wciąż kluczowe jest zatem zagwarantowanie zbytu na europejskim rynku, dlatego też z tej perspektywy zawarte z Polską porozumienie gazowe okazuje się dla niej bardzo korzystne. Po pierwsze, daje ono Gazpromowi pewność zbytu surowca na polskim rynku do 2022 r. Polska, mimo że nie jest znaczącym konsumentem gazu ziemnego w porównaniu z innymi krajami UE, pozostaje atrakcyjnym partnerem handlowym dla Gazpromu. Po drugie, porozumienie daje Rosji *de facto* wyłączność w dysponowaniu wielkościami gazu przesyłanymi przez polskie terytorium gazociągami jamalskim. W ten sposób bowiem dokonano sprytnego obejścia unijnych legislacji, które uderza w zasadę TPA (*third party access*) – dostępu do sieci stron trzecich. W porozumieniu uzgodniono, że tylko wolne moce przesy-

³⁵ EIA, *Country Analysis Brief: Russia*, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Russia/Background.html>.

³⁶ Za: E. Paszyc, „Kryzys uderza w strategię Gazpromu”, *Tydzień na Wschodzie* z 7 lipca 2010 r.

³⁷ Zgodnie z wyliczeniami Gazpromu sam kryzys gazowy kosztował koncern około 4,7 mld USD. Ibidem.

³⁸ O ekspansji Gazpromu na rynku europejskim zob. szczegółowo: A. Łoskot-Strachota, „Ekspansja Gazpromu w UE – kooperacja czy dominacja”, *Raport OSW* z 15 października 2009 r. W 2010 r. koncern m.in. przejął od francuskiego GDF udziały w VNG – największym dostawcy gazu ziemnego we wschodnich Niemczech (przejmując 5,26%, Gazprom podwoił swój udział w tej spółce).

łowe będą mogły być wykorzystywane przez strony trzecie. Problem polega jednak na tym, że wolnych mocy raczej gazociąg jamalski nie będzie miał³⁹.

Dążąc do ratowania swej pozycji na rynku europejskim w negocjacjach z najbardziej znaczącymi partnerami handlowymi – ale przede wszystkim po prostu tymi, którzy mają możliwości sprowadzania gazu z innych kierunków niż Rosja (koncernami włoskim, niemieckim, francuskim, tureckim) – Gazprom zdecydował się na bezprecedensowe uelastycznienie formuły kontraktów długoterminowych⁴⁰. Jest to bardzo dobry sygnał dla UE, gdyż oznacza, że jej wysiłki na rzecz liberalizacji i uelastycznienia rynku gazowego odnoszą zamierzony efekt – wzrasta na nim konkurencja⁴¹.

Zgodnie ze strategią energetyczną Rosja dąży do wzmocnienia swej pozycji jako dostawcy surowców energetycznych również przez ekspansję na światowym rynku naftowym. W minionym roku wyrazem ekspansji na europejskim rynku naftowym jest chociażby przejście od wenezuelskiego PdVSA przez koncern Rosneft' udziałów w pięciu niemieckich rafineriach, co daje koncernowi udział w niemieckim rynku produktów naftowych sięgający 11%⁴², a także realizacja wielu projektów infrastrukturalnych przedstawionych w tabeli 2. W ujęciu globalnym o ekspansji świadczy rozbudowa infrastruktury naftowej, umożliwiającej przesłanie rosyjskiej ropy na rynki światowe – spektakularnym przykładem jest otwarcie rurociągu transportującego syberyjską ropę do terminalu na wybrzeżu Pacyfiku (do portu Koźmino). Jest to ważny krok nie tylko dla Rosji w jej planach dywersyfikacyjnych i dążeniu do większej integracji ze światowym rynkiem, lecz także globalnego rynku naftowego – dzięki rurociągowi Rosja stała się tzw. producentem *swing* i dla rynków zachodnich, i wschodnich.

W ramach zewnętrznej polityki energetycznej strategia energetyczna Rosji z listopada 2009 r.:

- (1) **identyfikuje następujące problemy:** zmniejszenie popytu na surowce energetyczne i spadek cen będące wynikiem światowego kryzysu gospodarczego; niewystarczająca dywersyfikacja rynków zbytu; zależność od krajów tranzytowych w eksporcie rosyjskich surowców; zwiększająca się polityzacja stosunków energetycznych między Rosją i krajami importerami; niski poziom aktywności rosyjskich koncernów energetycznych na światowych rynkach;

³⁹ Gazprom uzyskał również kontrolę operatorską nad gazociągiem.

⁴⁰ W kontraktach część dostaw została powiązana z cenami *spot*, tj. dla transakcji bieżących.

⁴¹ Najniższy poziom ceny gazu ziemnego na rynku europejskim osiągnęły w lipcu 2009 r. Od stycznia 2010 r. cena gazu rosła bardzo powoli, ale wciąż pozostawała poniżej poziomu z roku 2008 r., a także pierwszej połowy 2009 r. W pierwszej połowie 2010 r. średnia cena gazu dla gospodarstw domowych na rynku UE wynosiła 14,54 euro/GJ. Dla porównania w tym samym czasie w 2008 r. wynosiła ona 15,9 euro/GJ, a w 2009 r. 16,23 euro/GJ. Między pierwszą połową 2009 r. a pierwszą połową 2010 r. ceny gazu dla gospodarstw domowych obliczane dla całej UE spadły o około 11%, a dla przemysłu o około 16%. Za: Eurostat, *Natural gas prices for first semester 2010*, http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-QA-10-047/EN/KS-QA-10-047-EN.PDF.

⁴² Rosneft' przejęła m.in. 37,5% udziałów w rafinerii Schwedt, która dostarcza produkty naftowe m.in. do Polski.

- (2) **wskazuje następujące kierunki działań:** ochrona narodowych interesów Rosji w kształtującym się systemie funkcjonowania światowych rynków energetycznych, którego celem jest ich stabilność i przewidywalność; dywersyfikacja rynków zbytu i struktury towarowej eksportu; zapewnienie stabilnych warunków na światowych rynkach, w tym zagwarantowanie zbytu surowców i odpowiedniego poziomu cen; wzmocnienie pozycji głównych rosyjskich koncernów za granicą; zapewnienie efektywnej współpracy międzynarodowej oraz implementacji ryzykownych i zaawansowanych technologicznie projektów (m.in. zagospodarowania szelfowych złóż arktycznych).

Implikacje dla bezpieczeństwa energetycznego Polski

W kontekście nowej strategii energetycznej UE najważniejsza jest budowa połączeń infrastrukturalnych i wskazanie krajów Europy Środkowej jako grupy docelowej tych inwestycji. Podczas szczytu energetycznego UE 4 lutego 2011 r. konsekwentnie potwierdzono, że jedno z ważnych zadań stanowi połączenie rynków państw Europy Środkowej i Południowej. Zadeklarowano, że w pierwszej połowie roku zostanie przyjęty plan działań w sprawie stworzenia osi połączeń energetycznych Północ–Południe, obejmującej istniejące i przyszłe połączenia gazociągowe i międzysystemowe od gazoportu w Świnoujściu, przez Polskę, Czechy, Słowację i Węgry po adriatyckie wybrzeże Chorwacji i czarnomorskie Rumunii i Bułgarii.

Podjęcie przez UE inicjatywy połączeń Północ–Południe odpowiada na postulaty wyrażone przez kraje V4+ m.in. w deklaracji ze szczytu energetycznego w Budapeszcie z marca 2010 r.⁴³ Szczyt ten był ważnym wydarzeniem z punktu widzenia Polski, gdyż ukazał, że kraje, które dotychczas miały różną percepcję regionalnego bezpieczeństwa energetycznego i roli Rosji w tej sferze, potrafią działać wspólnie wobec wspólnych wyzwań. Impulsem dla przyjęcia tej nowej postawy był kryzys gazowy 2009 r., który dotknął w głównej mierze kraje bałkańskie. W rezultacie ożywiła się dyskusja na temat wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego krajów, które wspólnie uzależnione są od dostaw realizowanych systemem gazociągów biegnących z Rosji przez Ukrainę. Kraje te są świadome, że mimo wpisania do traktatu lizbońskiego klauzuli solidarności, dotyczącej m.in. solidarnej akcji w razie zaburzeń w dostawach surowców energetycznych, UE nie posiada *de facto* wystarczających zdolności do reagowania w tego rodzaju sytuacjach. Dlatego też podczas obu szczytów energetycznych, najpierw V4+, a następnie unijnego, za kluczową dla zwiększenia bezpieczeństwa dostaw uznano właśnie rozbudowę łączników międzysystemowych Północ–Południe, a także połączenie ze sobą dwóch planowanych terminali LNG w Polsce (gazoport w Świnoujściu) i Chorwacji (gazoport Adria – zgodnie z planami ma on być jednym z największych na świecie i dyspo-

⁴³ W szczycie wzięli udział szefowie państw i rządów Grupy Wyszehradzkiej, Bułgarii, Chorwacji, Rumunii, Serbii, Słowenii oraz przedstawiciele Austrii, Bośni i Hercegowiny, USA, Komisji Europejskiej i IEA.

nować zdolnością przeładunkową 15 mld m³ rocznie)⁴⁴. W celu realizacji projektów połączeń międzysystemowych opowiedziano się za tworzeniem nowych instrumentów finansowych UE.

Mając na względzie te perspektywy, Polska podczas zawierania umowy gazowej z Rosją (jak można wnioskować na podstawie wielu nieoficjalnych informacji, korzystniejszej dla strony rosyjskiej) uzyskała skrócenie czasu obowiązywania umowy o 13 lat. Jest to najważniejsze osiągnięcie, zwłaszcza w kontekście budowy gazoportu oraz planowanych połączeń międzysystemowych z krajami bałkańskimi, a być może również perspektyw związanych z zasobami gazu łupkowego. Te ostatnie jednak pozostają na razie raczej mglistą nadzieją. Należy jednak pamiętać, że jeśli nadzieje pokładane w łupkach się ziszczą, wówczas sytuacja geostrategiczna Polski i pozycja na europejskim rynku energetycznym zasadniczo się zmieni.

W nowych uwarunkowaniach pojawią się zatem dla Polski nowe możliwości wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego, a także bardziej korzystnej renegecji już zawartych porozumień z rosyjskim dostawcą. Inwestycje w nową infrastrukturę transportową i regionalne połączenia międzysystemowe, eksplorację rodzimych zasobów, a także nowe źródła energii pierwotnej (rozwój energetyki nuklearnej) nareszcie ruszyły. Polska musiała na to czekać od początku transformacji systemowej. Wydaje się zatem, że najslabszym obszarem polskiej polityki bezpieczeństwa energetycznego jest podnoszenie efektywności energetycznej i transformacja energetyki w kierunku czystych technologii produkcji. W rozwoju energetyki odnawialnej Polska pozostaje w tyle za większością krajów UE. Dostosowanie się do unijnych regulacji w tym zakresie będzie dla kraju wyzwaniem przede wszystkim w sensie ekonomicznym. W sensie geostrategicznym jednak wzmocni bezpieczeństwo energetyczne. Należy zarazem mieć na względzie, że w perspektywie długookresowej, w związku z omówionymi wcześniej globalnymi trendami popytowo-podażowymi na rynku energetycznym, taka transformacja stanowi konieczność.

W krótkim okresie najważniejsza dla Polski będzie zatem realizacja projektów połączeń Północ–Południe, gdyż przyczynią się one nie tylko do wzrostu bezpieczeństwa energetycznego krajów Grupy Wyszehradzkiej i Bałkanów, lecz także do wzrostu strategicznego znaczenia Polski na europejskim rynku gazu. Dostawy LNG do polskiego gazoportu będą mogły być realizowane nie tylko na potrzeby rynku polskiego, lecz także innych krajów regionu. Jednocześnie terminal LNG jest kluczowy dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw na wypadek ewentualnych kryzysów energetycznych (tj. przerw w dostawach ze Wschodu), razem zaś z łącznikami międzysystemowymi wzmacnia on również siłę przetargową Polski w negocjacjach z Rosją. Dotyczy to przede wszystkim negocjacji cen gazu rosyjskiego, a być może nawet niekorzystnych klauzul kontraktów długoterminowych. Warto bowiem ponownie podkreślić, że w minionych latach LNG dostarczany na rynek europejski był niejednokrotnie tańszy od dostarczanego gazociągami i na podstawie kontraktów długoterminowych gazu rosyjskiego. W rezultacie Polska, nie dysponując

⁴⁴ Terminal będzie poza tym mógł przyjmować duże statki przewożące 265 tys. m³. Koszt jego budowy szacuje się na 600 mln euro.

możliwością odbioru LNG i związana wyłącznie umowami z rosyjskim partnerem, płaciła jedne z najwyższych w Europie stawek za gaz.

GEOPOLITYKA RUROCIĄGÓW – GŁÓWNE STRATEGICZNE PROJEKTY INFRASTRUKTURALNE Z AZJI CENTRALNEJ I ROSJI – PROJEKTY I REALIZACJE

Trasy rurociągow odgrywają kluczową rolę w geopolityce surowców energetycznych. Łączą one na wiele lat eksporterów i importerów, umożliwiają jednym dywersyfikację dostaw, drugim dywersyfikację rynków zbytu. Wobec zwiększającej się rywalizacji o dostęp do nowych źródeł dostaw zrealizowane w ostatnich latach inwestycje infrastrukturalne nabierają jeszcze większego znaczenia.

Tabela 1
Najważniejsze projekty infrastrukturalne z Azji Centralnej i Rosji zrealizowane w 2009 i 2010 r.

Trasa rurociągu i długość	Docelowa przepustowość	Termin oddania do użytku
ropociąg WSTO: Syberia Wschodnia–Ocean Spokojny (Tajszet w obwodzie irkuckim–port Koźmino) pierwsza nitka (Tajszet–Skoworodino w obwodzie amurskim) 4857 km	80 mln ton nitka oddana do użytku ma obecnie przepustowość 30 mln ton	grudzień 2010 r. kolejna nitka (Skoworodino–Koźmino) ma być wykonana do 2014–2015 r.
gazociąg Turkmenistan–Iran (Dauletabad–Sarakhs–Khangiran) 30 km	12 mld m ³ rocznie	styczeń 2010 r.
gazociąg Turkmenistan –Uzbekistan–Kazachstan– Chiny (Saman Depe–Xinjang) 1833 km	40 mld m ³ (w 2013 r.), z tego 30 mld m ³ ma dostarczać Turkmenistan, a 10 mld m ³ Kazachstan, obecna przepustowość około 13 mld m ³	grudzień 2009 r. po 2013 r. możliwa rozbudowa gazociągu
trzeci ostatni etap ropociągu Kazachstan–Chiny (Atasu–Alashankou w Xinjangu) nitka Kenkijak–Kumkol 2228 km	20 mln ton rocznie (w 2011 r.)	lipiec 2009 r.

Źródło: opracowanie własne.

Europejski kierunek dostaw dla krajów Azji Centralnej i Rosji wciąż jest bardzo atrakcyjny, jednakże Europa ma poważnych konkurentów w postaci Chin i Indii. Zrealizowane w 2010 r. inwestycje (przedstawione w tabeli 1) stanowią wyzwanie dla unijnych projektów w ramach tzw. Korytarza Południowego. Wzmacniają natomiast pozycję azjatyckich importerów i zwiększają ich bezpieczeństwo energetyczne.

Strategiczne znaczenie ma zarówno gazociąg z Turkmenistanu do Chin, jak i jeden z najdroższych i najdłuższych na świecie ropociągów WSTO, którym ropa rosyjska ma być dostarczana do Chin i na inne rynki azjatyckie. Z punktu widzenia Rosji ropociąg w połączeniu z wcześniej otwartym gazociągiem Ałtaj (również do Chin) zwiększa bezpieczeństwo zbytu surowców i dywersyfikuje odbiorców. W przypadku Turkmenistanu nowe połączenia infrastrukturalne znacząco wzmacniają pozycję kraju w regionie jako dostawcy gazu i zwiększają jego niezależność od Rosji⁴⁵. Dla Turkmenistanu dlatego ważny jest również kolejny wielki regionalny projekt, który ma szansę na realizację – gazociągu transportującego surowiec przez Afganistan do Pakistanu i Indii (TAPI). W grudniu 2010 r. cztery państwa podpisały porozumienie w sprawie kolejnych etapów realizacji TAPI. Przy wsparciu Azjatyckiego Banku Rozwoju budowa mogłaby ruszyć już w 2012 r.⁴⁶ Podobnie Kazachstan wraz z zakończeniem realizacji trzeciego etapu ropociągu Atasu–Alashankou uzyskał lepszą pozycję negocjacyjną w stosunkach zarówno z Rosją, jak i krajami zachodnimi.

Stopniowo zmieniająca się pod wpływem nowych połączeń infrastrukturalnych mapa geopolityczna regionu może skomplikować plany dywersyfikacyjne UE. Jeśli przyjrzeć się rosyjskim projektom przedstawionym w tabeli 2, to okazuje się, że większość z nich ukierunkowana jest właśnie na Europę. Rosja, planując nowe trasy, konsekwentnie dąży z jednej strony do omijania krajów tranzytowych (cel ten realizują zwłaszcza BTS 2 i Nord Stream), a z drugiej do blokowania w miarę możliwości realizacji unijnych projektów Korytarza Południowego (przez promowanie South Stream, gazociągu kaspijskiego, Burgas–Aleksandropolis czy zwiększanie przepustowości Tengiz–Noworosyjsk). W tym kontekście dla Rosji najważniejsze w 2010 r. było: uzyskanie ostatnich pozwoleń na budowę podmorskiego odcinka gazociągu północnego i rozpoczęcie jego budowy w kwietniu⁴⁷; przyspieszenie budowy BTS 2, którego pierwsza nitka ma być oddana do użytku już w 2011 r.; przełamanie impasu

⁴⁵ Turkmenistan przed uruchomieniem nowych niezależnych od Rosji tras eksportu przesyłał gaz systemem rurociągów biegnących przez terytorium rosyjskie (Azja Środkowa–Centrum). Rosja m.in. w zależności od koniunktury na rynkach potrafiła wstrzymywać dostawy z Turkmenistanu, np. w wyniku odcięcia dostaw w kwietniu 2009 r. Turkmenistan odnotował straty rzędu 15 mld USD. Z tych względów dywersyfikacja szlaków eksportowych stała się kwestią priorytetową. Zob. więcej: T. Sikorski, „Implikacje otwarcia nowych rurociągów w Azji Środkowej”, *Biuletyn PISM*, nr 5 (613), 14 stycznia 2010 r.

⁴⁶ O znaczeniu TAPI dla poszczególnych krajów zob. J.J. Coyle, „Leaders sign agreement for TAPI pipeline”, *Eurasian Energy Analysis* z 23 grudnia 2010 r.; „Key TAPI pipeline agreement signed”, *Pakistan Today* z 12 grudnia 2010 r., źródło: <http://www.pakistantoday.com.pk/pakistan-news/National/12-Dec-2010/Key-TAPI-pipeline-agreement-signed>.

⁴⁷ W lutym 2010 r. ostatnie pozwolenie na budowę podmorskiego odcinka w fińskiej wyłącznej strefie ekonomicznej wydały regionalne władze środowiskowe Finlandii. Władze Szwecji wydały zgodę w listopadzie 2009 r., a Danii miesiąc wcześniej.

Tabela 2
Główne rosyjskie projekty infrastruktury eksportowej

Gazociągi	Trasa	Przepustowość	Termin realizacji
gazociąg północny (Nord Stream)	Rosja (Wyborg) – UE (przez Morze Bałtyckie do Greifswaldu na północno-wschodnim wybrzeżu Niemiec)	55 mld m ³ /rok	2011 r. – pierwsza nitka 2012 r. – druga nitka
gazociąg południowy (South Stream)	Rosja (Pochinki/ Bieriegowaja) – UE (przez Morze Czarne do bułgarskiej Warny)	63 mld m ³ /rok	koniec 2015 r.
gazociąg kaspijski (Pre-Caspian)	Turkmenistan– Kazachstan–Rosja	40 mld m ³ /rok z tego: 30 mld m ³ Turkmenistan i 10 mld m ³ Kazachstan	brak danych
Ropociągi			
Burgas– Aleksandropolis	bułgarski czarnomorski port Burgas–grecki port Aleksandropolis na Morzu Egejskim (trasa omija cieśniny tureckie)	35 mln ton/rok	2011 r.
BTS 2 Bałtycki System Rurociągowy 2	druga nitka Bałtyckiego Systemu Rurociągowego (Uniecza w obwodzie briańskim–Ust-Ługa nad Zatoką Fińską) (trasa omija kraje tranzytowe!)	50 mln ton/rok pierwsza nitka: 30 mln ton	pierwsza nitka: koniec 2011 r. druga nitka: 2014 r.
zwiększenie przepustowości gazociągu Tengiz – Noworosyjsk	Kazachstan–Rosja (terminal w Noworosyjsku)	obecna przepustowość – 28 mln ton/rok planowana – 67 mln ton/rok	koniec 2015 r.
WSTO Syberia Wschodnia– Ocean Spokojny	pierwsza nitka: Tajszet w obwodzie irkuckim–Skoworodino druga nitka: Skoworodino–port Koźmino (cel: rynki azjatyckie) dodatkowa odnoga do Chin (Daqing)	80 mln ton	2014–2015 r.

Źródło: opracowanie własne.

w negocjacjach gazowych z Bułgarią i podpisanie w lipcu porozumienia określającego harmonogram prac nad realizacją bułgarskiego odcinka South Stream; podjęcie przez Kaspiskie Konsorcjum Rurociągowo decyzji o zwiększeniu przepustowości rurociągu Tengiz–Noworosyjsk, co utrwala pozycję Rosji jako głównego dostawcy kazachskiej ropy na rynek UE.

Koncepcja unijna tzw. Korytarza Południowego (metaforycznie ujmowanego jako nowy Jedwabny Szlak) obejmuje realizację nowych tras transportu surowców energetycznych znad Morza Kaspijskiego, a także z Bliskiego Wschodu, oraz zawieranie partnerstw strategicznych z krajami eksporterami i tranzytowymi z tych regionów. W przeciwieństwie jednak do projektów rosyjskich czy chińskich, realizowanych we współpracy z krajami Azji Środkowej, unijne projekty nie odnotowują większego postępu. Pomysłów, jak ukazuje tabela 3, jest wiele. Każda z proponowanych tras ma szansę wnieść istotny wkład w zwiększenie bezpieczeństwa dostaw ropy i gazu na rynek UE. Jednakże obecnie stanowią one względem siebie konkurencję. Po pierwsze, ze względów ekonomicznych. Po drugie, z racji ofensywy rosyjskiej i chińskiej, w rezultacie której pozostaje coraz mniej potencjalnych źródeł zaopatrzenia unijnych rurociągów.

Mając na względzie wzmiankowane problemy, z końcem 2010 r. zaczęto rozważać możliwość połączenia poszczególnych projektów, a w szczególności Nabucco i jego dotychczasowego rywala projektu ITGI. Fuzja wydaje się również zainteresowane konsorcjum TAP⁴⁸. Skąd jednak będzie pochodził gaz na potrzeby nowych rurociągów? W związku z trudnościami w uruchomieniu prac nad gazociągiem transkaspiskim z Turkmenistanu głównym środkowoazjatyckim dostawcą gazu zostanie Azerbejdżan. Surowiec ma pochodzić ze złoża szelfowego Szach Deniz II. Należy jednak zwrócić uwagę na szacunki, zgodnie z którymi w 2015 r. roczna produkcja z tego złoża będzie wynosić ok. 16 mld m³, z tego 10 mld m³ mogłoby być eksportowane na rynek UE. Nie jest to zatem wielkość umożliwiająca wypełnienie wszystkich trzech gazociągów. Według niektórych analityków rynku fuzja mogłaby w pewnym stopniu (przynajmniej tymczasowo) rozwiązać ten problem. Dostawca nie musiałby wybierać między konkurencyjnymi trasami, nie hamowałoby to zatem prac nad budową rurociągów. Tańszy niż Nabucco gazociąg ITGI mógłby powstać jako pierwszy, po to by otworzyć południowy korytarz. Na potrzeby Nabucco gaz azerski i tak jest niewystarczający, stąd też fuzja umożliwiłaby projektowi przetrwanie i znalezienie w tym czasie źródeł, nie wstrzymując jednocześnie budowy innych tras. Jednakże o ile z perspektywy ITGI byłoby to korzystne rozwiązanie, o tyle niekoniecznie opłaciłoby się konsorcjum Nabucco, które rzeczywiście musi znaleźć drugiego dostawcę, aby wypełnić rurociąg, ale potrzebuje też przez ten czas dostaw gazu azerskiego. Nabucco jest najdroższym i najbardziej skomplikowanym projektem, dlatego też wokół tej trasy pojawia się wiele kontrowersji. Spośród wszystkich planowanych tras stanowi on jednak najlepszą opcję z polskiego punktu widzenia.

⁴⁸ „EU pushes pipeline merger in southern gas corridor”, *EurActiv* z 18 lutego 2011 r., źródło: <http://www.euractiv.com/en/energy/eu-pushes-pipeline-merger-southern-gas-corridor-news-502272>.

Tabela 3
Główne projekty krajów UE w ramach Korytarza Południowego

Projekt	Trasa	Przepustowość	Zaangażowane koncerny	Szacunkowy koszt
Nabucco ^a	Turcja (Erzurum) – Bułgaria–Rumunia– Węgry–Austria (hub gazowy w Baumgarten) z Austrii gaz byłby dystrybuowany do pozostałych krajów UE (w tym Europy Środkowej)	31 mld m ³ /rok możliwość zwiększenia do 60 mld m ³	RWE OMV MOL Transgaz BEH Botas	8 mld euro
ITGI ^b	Turcja–Grecja– Włochy	12 mld m ³ /rok	Edison DEPA Botas	500 mln euro
TAP – gazociąg transadriatycki ^c	Grecja–Albania– Włochy	10–20 mld m ³ /rok	Statoil E.On Ruhrgas EGL	2 mld USD
AGRI	Azerbejdżan– Gruzja (terminal LNG w Kulewi) – Rumunia (terminal LNG w Kostancy)	7 mld m ³ /rok	Romgaz SOCAR GOGC	4–6 mld euro
Biały Potok	Azerbejdżan (terminal Sangachal) – Gruzja (przez Morze Czarne) do Bułgarii i na Ukrainę	32 mld m ³ /rok	konsorcjum GUEU – White Stream Pipeline Company ^d	brak danych
gazociąg transkaspijski	Turkmenistan (Türkmenbaşy) przez Morze Kaspijskie do Azerbejdżanu (terminal Sangachal), stąd możliwe połączenie z gazociągiem BTE i Nabucco	30 mld m ³	zainteresowane są OMV i RWE	brak danych

^a <http://www.nabucco-pipeline.com/portal/page/portal/en>.

^b <http://www.igi-poseidon.com/english/index.asp>.

^c <http://www.trans-adriatic-pipeline.com/>.

^d White Stream Pipeline Company jest zarejestrowana w Londynie, a GUEU w USA. Za: <http://www.gueu-whitestream.com/>.

Problemy z uruchomieniem od dawna przygotowywanych projektów sprzyjają pojawianiu się nowych ciekawych inicjatyw, które mogą okazać się znacznie prostsze w realizacji. W maju 2010 r. zostało podpisane porozumienie między Azerbejdżanem, Gruzją i Rumunią dotyczące utworzenia spółki, która od 2013 r. będzie dostarczać gaz z Azerbejdżanu do gruzińskiego terminalu w Kulewi, skąd następnie będzie on transportowany w formie LNG do rumuńskiego terminalu w Konstancy i unijnych sieci energetycznych. Dla Azerbejdżanu projekt jest podwójnie korzystny – nie tylko tworzy kolejną alternatywę względem dostaw przez terytorium Rosji, lecz także pozwala na ominięcie Turcji, z którą strona azerska spiera się o warunki i cenę tranzytu gazu. Postawa Azerbejdżanu jest w pełni zrozumiała – zyskuje on w ten sposób dodatkową kartę przetargową w negocjacjach z Turcją i nie wzmacnia zależności od eksportu swych surowców przez tureckie terytorium. AGRI, choć jest konkurencją dla Nabucco, oraz ITGI w pełni mieści się w unijnych planach dywersyfikacyjnych.

Pocieszające jest, że stagnacja, jaką obserwuje się od kilku lat w odniesieniu do wielkich projektów unijnych w ramach Korytarza Południowego, nie wpływa na realizację mniejszych projektów. Przykładem jest otwarty w październiku 2010 r. gazociąg Segedyn–Arad, który łączy systemy przesyłowe Węgier i Rumunii. Gazociąg zwiększa bezpieczeństwo dostaw gazu do obu krajów i stanowi zarazem ważny krok w tworzeniu łączników między systemami energetycznymi krajów bałkańskich i Europy Środkowej oraz realizacji koncepcji zintegrowanej sieci przesyłowej Północ–Południe.



Najnowsze, zaprezentowane w styczniu 2011 r. prognozy najważniejszych ośrodków analitycznych – IEA, EIA, OPEC – nie pozostawiają wątpliwości, że światowy rynek ropy naftowej stoi przed poważnym wyzwaniem. Ceny ropy ponownie rosną, ale co najważniejsze, we wszystkich regionach produkcyjnych występują poważne problemy z produkcją, która albo w niewielkim stopniu wzrasta, albo w ogóle. Produkcja bliska stagnacji może nie zaspokoić stopniowo wzrastającego po kryzysie popytu na ropę.

Obserwowane trendy popytowo-podażowe i obawy przed deficytem surowcowym będą zaostrzać rywalizację o dostęp do źródeł surowców i trasy ich transportu. Rywalizacja ta jest obserwowana między innymi w Azji Środkowej. UE przyjęła w 2010 r. strategiczne dokumenty i zapowiedziała przyspieszenie realizacji projektów Korytarza Południowego, ale nie wiadomo, czy to wystarczy do przerwania stagnacji i aktywnego włączenia się do rywalizacji o kaspijskie surowce.

Ważną zmienną w kształtowaniu trendów na światowym rynku energetycznym oraz układzie sił mogą natomiast okazać się polityki państw konsumentów dążące do zmniejszania zależności od paliw kopalnych i tworzenia niskoemisyjnych gospodarek. Jest to naturalnie zadanie skomplikowane i długofalowe, ale biorąc pod uwagę niezrównoważone trendy popytowo-podażowe na rynkach surowcowych, może ono okazać się jedynym właściwym rozwiązaniem. Zmiany klimatyczne mogą zatem wpłynąć na zmianę „gry surowcowej”.