

GEPOLITYKA SUROWCÓW ENERGETYCZNYCH ROKU REWOLUCJI ARABSKICH – TRENDY GLOBALNE I REGIONALNE

ŚWIATOWY RYNEK ENERGETYCZNY POD WPLYWEM „ARABSKIEJ WIOSNY” I KATASTROFY NUKLEARNEJ

W ujęciu globalnym o dynamice bezpieczeństwa energetycznego w 2011 r. decydowały: 1) utrwalający się trend wzrostu światowego popytu na energię i dalsza transformacja rynku w kierunku umacniania roli konsumentów spoza OECD; 2) wydobywanie się światowej gospodarki z zapaści finansowej; 3) obawy o niedoinwestowanie sektora produkcji ropy naftowej i wyczerpywanie się udokumentowanych jej zasobów; 4) rewolucje arabskie, które objęły Afrykę Północną i Bliski Wschód – dwa regiony o kluczowym znaczeniu dla światowego rynku energetycznego; 5) awaria elektrowni jądrowej w Fukushima; 6) porażka globalnego szczytu klimatycznego w Durbanie.

Trzy pierwsze czynniki stanowią kontinuum trendów analizowanych w ubiegłorocznej edycji *Rocznika Strategicznego*, podczas gdy nowością i szokiem dla rynku energetycznego były zarówno arabska wiosna, jak i awaria japońskiej elektrowni atomowej. Wydarzenia te wstrząsnęły świadomością społeczeństw i decydentów politycznych, zmuszając do głębszej refleksji nad zagrożeniami i metodami osiągnięcia bezpieczeństwa energetycznego. Porażka szczytu klimatycznego ONZ w Durbanie nie była raczej zaskoczeniem, ale sama debata nad przyszłością polityki klimatycznej jest ważnym czynnikiem kształtującym współczesne myślenie o bezpieczeństwie energetycznym i weryfikującym tradycyjne odniesienia geopolityczne.

Po okresie spadającego popytu, jako wyniku kryzysu finansowego, w 2010 r. zaczął on się odbudowywać w szybkim tempie. Wzrost konsumpcji energii w 2010 r. zarówno w gronie państw OECD, jak i najszybciej rozwijających się gospodarek państw spoza tego kręgu znacznie przekraczał średni roczny poziom wzrostu z ubiegłych dekad. Kraje OECD konsumowały o 3,5% więcej energii, państwa spoza OECD zaś zwiększyły konsumpcję o 7,5%. W rezultacie łącznie globalna konsumpcja energii wzrosła o 5,6%, co oznaczało największy wzrost procentowy od 1973 r.! Najślabszą dynamiką wzrostu wśród paliw kopalnych charakteryzowała się konsumpcja ropy naftowej (wzrost o 3,1%). Produkcja tego strategicznego surowca rosła jednak znacznie wolniej niż konsumpcja – w 2010 r. zwiększono wydobycie o 1,8 mln baryłek dziennie (tj. 2,2%). Spektakularny wzrost odnotowała natomiast konsumpcja i produkcja gazu ziemnego, odpowiednio o 7,4% i 7,3% (tj. 217 mld m³). W największym stopniu wzrosła produkcja gazu w Rosji (o 11,6%). Zwiększyło się również istotnie globalne zapotrzebowanie na węgiel – o 7,9%, przyczyniając się do wzrostu udziału tego surowca w globalnym bilansie energetycznym do 29,6%, co oznaczało, że jest on najwyższy od 1970 r. W ujęciu regionalnym kon-

sumpcja węgla spadła jedynie w UE, wdrażającej założenia pakietu klimatyczno-energetycznego¹.

Wzrost konsumpcji energii świadczył o odbudowie gospodarczej, a przewodził temu trendowi region Azji i Pacyfiku (wzrost o 8,5%), z Chinami na czele. Co więcej, o ile jeszcze w 2009 r. chińska gospodarka ustępowała pod względem ilości konsumowanej energii pierwotnej gospodarce amerykańskiej, o tyle od 2010 r. wybiła się na pierwszą pozycję z konsumpcją wielkości 2 432 mln ton ekwiwalentu ropy naftowej, co stanowiło 20,3% światowej konsumpcji energii. Detronizacja USA z pozycji największego konsumenta energii jest nie tylko istotną, lecz także symboliczną zmianą w układzie sił na światowym rynku energetycznym. Zgodnie z najnowszą prognozą IEA w 2035 r. Chiny konsumować będą blisko 70% więcej energii niż USA i do tego czasu staną się największym konsumentem i importerem ropy naftowej².

W 2011 rok rynek energetyczny wkroczył zatem z Chinami jako największym światowym konsumentem energii, krajami spoza regionu OECD odpowiedzialnymi już za blisko 54% globalnej konsumpcji, rosnącymi cenami ropy, niepokojąco zbliżającymi się do średniego poziomu sprzed kryzysu finansowego (w 2010 r. utrzymywały się na poziomie 70–80 USD za baryłkę, co oznaczało, że choć były one o 29% wyższe niż w roku 2009, to wciąż kształtowały się poniżej średniego poziomu z rekordowego roku 2008) i produkcją ropy przyrastającą w tempie wolniejszym niż zapotrzebowanie. Ta postępująca transformacja rynku tak po stronie popytu, jak i podaży zmienia reguły gry. Zwiększa się grono największych konsumentów, którzy mają podobne potrzeby energetyczne, ale niewielkie praktyczne możliwości importu. Prowadzi to do wzrostu rywalizacji na rynku, tym bardziej że grupa największych światowych konsumentów jest obecnie znacznie bardziej zróżnicowana niż kiedykolwiek w przeszłości. W tym układzie wzrasta siła przetargowa producentów, zwłaszcza że równocześnie rośnie koncentracja światowych rezerw węgłowodorów i znaczenie państwowych koncernów kontrolujących te rezerwy. Do tego rynek zmaga się z niedoinwestowaniem sektora produkcji, wyczerpywaniem się złóż zapewniających większość obecnej produkcji, niskim przyrostem nowych odkryć oraz wahaniami cen ropy³. Wszystkie te czynniki zwiększają poczucie niepewności co do stabilności przyszłych dostaw i obawy o wrażliwość rynku na przerwy w dostawach.

Najpoważniejsza próba dla światowego rynku energetycznego w minionym roku przyszła już w pierwszych miesiącach wraz z serią arabskich rewolucji społeczno-politycznych. Naturalną konsekwencją turbulencji politycznych w krajach Afryki Północnej i Bliskiego Wschodu, a zwłaszcza konfliktu zbrojnego w Libii, był wzrost cen ropy naftowej, a także zwiększenie niepewności co do bezpieczeństwa dostaw ropy i gazu⁴. Nie mogło być inaczej, gdyż region Afryki Północnej i Bliskiego

¹ Dane za: *BP Statistical Review of World Energy 2011*, czerwiec 2011.

² *IEA World Energy Outlook 2011*, OECD/IEA 2011, s. 80.

³ Zob. *Rocznik Strategiczny 2010/11*, Wydawnictwo Naukowe Scholar, Warszawa 2011.

⁴ W pierwszej połowie roku średnia cena baryłki ropy wynosiła już 100 USD, a kraje OECD wydawały na import tego surowca około 2,2% PKB. Było to znacznym obciążeniem dla gospodarek krajów wychodzą-

Wschodu odgrywa kluczową rolę w funkcjonowaniu światowego rynku surowców energetycznych. Znajdują się tu główne ośrodki produkcji ropy i gazu, a także główne szlaki handlowe. W sumie na Afrykę Północną i Bliski Wschód przypada ponad 57% światowych udokumentowanych rezerw ropy naftowej oraz 35% globalnej produkcji i 37% eksportu tego surowca. W przypadku gazu ziemnego proporcje te są mniejsze – w regionie zlokalizowanych jest 45% udokumentowanych rezerw gazu ziemnego i 19% światowej produkcji. Kraje Bliskiego Wschodu i Afryki Północnej są jednak liderem, jeśli chodzi o eksport LNG – przypada na nie ponad 40% światowego eksportu gazu skroplonego.

Tabela 1

Znaczenie regionu Afryki Północnej i Bliskiego Wschodu dla światowego rynku naftowego i gazu ziemnego w 2010 r.

	Rezerwy ropy [mld b]	Produkcja ropy [mln b/d]	Eksport ropy [mln b/d]	Rezerwy gazu [bln m ³]	Produkcja gazu ziemnego [mld m ³]	Eksport gazu ziemnego [mld m ³]
Bliski Wschód	752,5	25,1	16,6	75,8	460,7	128,19
Afryka Północna	46,8	4,3	2,5	8,2	157,5	80,71
Świat	1383,2	82,0	53,5	187,1	3193,3	975,2

Źródło: opracowanie i obliczenia na podstawie danych BP *World Energy Outlook 2010*.

Wprawdzie fala rewolucji nie objęła żadnego innego ważnego arabskiego producenta ropy naftowej, z wyjątkiem Libii, jednakże „arabska wiosna” obudziła dawne obawy i wątpliwości co do stabilności i pewności dostaw z krajów arabskich, roli spekulantów giełdowych w kształtowaniu cen ropy, a także zdolności dostosowywania się rynku naftowego do zakłóceń dostaw i gwałtownego wzrostu cen. W przypadku rynku gazowego wydarzenia w Afryce Północnej budziły szczególnie niepokój w krajach Europy Południowej, dla których region ten jest głównym dostawcą gazu, a Kanał Sueski głównym szlakiem transportu LNG z Bliskiego Wschodu. Gaz ziemny sprowadzany tylko z Afryki Północnej pokrywa znaczną część zapotrzebowania na import tego surowca Włoch (50%), Hiszpanii (43%), Francji (29%), Grecji (28%). Najbardziej obawiano się rozprzestrzenienia rewolucji na Algierię, która jest głównym poza Rosją i Norwegią dostawcą gazu na rynek UE.

Tabela 2
Kierunki eksportu gazu z krajów Afryki Północnej

Eksporter	Wielkość eksportu [mld m ³]	Kierunki eksportu rurociągowego	Kierunki eksportu LNG
Algieria	55,79	Włochy, Hiszpania, Portugalia, Słowenia, Tunezja, Maroko	Francja, Hiszpania, Turcja, Włochy, Wielka Brytania, Grecja, Japonia Chile
Egipt	15,17	Jordania, Izrael, Syria, Liban	USA, Hiszpania, Francja, Włochy, Belgia, Grecja, Chile, Meksyk, Rep. Korei, Japonia, Turcja, Wielka Brytania, Kuwejt, Tajwan, Chiny, Indie
Libia	9,75	Włochy	Hiszpania

Źródło: opracowanie na podstawie danych *BP World Energy Outlook 2010*.

W praktyce wpływ rewolucji na funkcjonowanie rynku gazowego był nieznaczny, choć zdarzały się zaburzenia dostaw. Już pierwsze wystąpienia antyreżimowe w Tunezji wpłynęły na ograniczenie dostaw gazu. W styczniu chwilowo zmniejszony został eksport gazu z Algierii gazociągiem Transmed prowadzącym przez Tunezję do Włoch. Zamieszki w Egipcie obudziły obawy o bezpieczeństwo Kanału Sueskiego, głównej trasy transportu bliskowschodniej ropy i LNG do Europy, tym bardziej że dokonywano ataków na instalacje gazowe. W lutym po raz pierwszy doszło do eksplozji na trasie gazociągu eksportującego gaz z półwyspu Synaj do Izraela, Jordanii i Syrii, co na parę tygodni wstrzymało dostawy surowca. Do ataków na ten gazociąg i wstrzymywania dostaw dochodziło również w późniejszych miesiącach, co było między innymi manifestacją sprzeciwu wobec kontraktu zawartego przez reżim Mubaraka z Izraelem. Oprócz Izraela najpoważniejsze braki odczuły Włochy w trakcie trwania kampanii zbrojnej w Libii.

Wraz z rozprzestrzenianiem się protestów na Bliski Wschód czy świata natychmiast zwróciły się w kierunku Arabii Saudyjskiej – stabilność saudyjskiego reżimu jest postrzegana jako kluczowa dla bezpieczeństwa dostaw ropy, stąd też jakiegokolwiek zawirowania na scenie politycznej kraju odpowiedzialnego za 12% światowej produkcji i utrzymującego największe wolne moce produkcyjne (3,7 mln b/d w 2010 r.) mogłyby skutkować poważnymi zaburzeniami na światowym rynku naftowym. Te zaś z dużą pewnością prowadziłyby do kolejnej wielkiej recesji. Arabia Saudyjska jest nie tylko największym producentem i eksporterem ropy, lecz także *de facto* jedynym krajem na świecie, który może obecnie odgrywać rolę tzw. producenta zastępczego (*swing producer*), co oznacza, że w sytuacji zaburzeń dostaw ropy na światowym rynku może zwiększyć produkcję, rekompensując w ten sposób powstały niedobór ropy. Do tego wolne moce produkcyjne dają jej możliwość wpływania na poziom cen. W szerszym kontekście silna monarchia saudyjska jest postrzegana jako kluczowa regionalna przeciwwaga dla rosnącego w siłę

Iranu – Arabia Saudyjska znaczną część dochodów z tytułu eksportu ropy przeznacza na zbrojenia i modernizację armii (w 2010 r. przeznaczala 10% PKB na wydatki wojskowe). Dlatego też zawarty jeszcze w 1945 r. strategiczny pakt między USA i Arabią Saudyjską, mający gwarantować stabilność reżimu Ibn Saudów w zamian za pewność dostaw ropy, pozostaje w mocy i jest jednym z filarów współczesnego światowego rynku ropy naftowej. Zatoka Perska jest jednym z najbardziej wrażliwych regionów świata w sensie geopolitycznym, w tym kontekście pakt amerykańsko-saudyjski stanowi integralną część regionalnego układu sił, gwarantującą jego względną stabilność, a przez to uspokajającą światowy rynek naftowy.

Niewielkie w porównaniu z innymi krajami arabskimi protesty w Arabii Saudyjskiej nie zagroziły reżimowi. Stąd też w praktyce znacznie bardziej niepokojące dla rynku okazało się powstanie w sąsiednim Bahrajnie, ze względu na jego strategiczne powiązania z USA oraz sąsiedztwo z Arabią Saudyjską. Rewolucja w Bahrajnie groziła zachwianiem regionalnego układu sił i wzmocnieniem pozycji Iranu. Rijad dodatkowo obawiał się niepokoju we wschodnich roponośnych obszarach przygranicznych, w których szyici stanowią większość. Podobny efekt psychologiczny wywołały rewolucje w Jemenie i Omanie.

Spośród wszystkich wydarzeń arabskiej wiosny największy wpływ na funkcjonowanie rynku energetycznego miał konflikt zbrojny w Libii. Produkcja ropy naftowej w Libii przed wybuchem wojny domowej wynosiła 1,6 mln b/d (tj. 2% światowej produkcji). W wyniku konfliktu produkcja i eksport załamały się (libijska produkcja w trakcie konfliktu spadła do poziomu około 200 tys. b/d). Dla rynku była to jednak nie tylko strata ilościowa, lecz także strata wysokiej gatunkowo ropy (lekkiej i słodkiej), którą znacznie trudniej zastąpić. Wstrzymany został także eksport gazu ziemnego transportowanego podwodnym gazociągiem Greenstream do Włoch oraz LNG z terminalu Marsa el-Brega. W 2010 r. Libia eksportowała tymi trasami 9–10 mld m³ gazu. Utrata libijskich mocy produkcyjnych ropy naftowej (około 140 mln baryłek w ciągu trzech pierwszych miesięcy konfliktu) wywołała natychmiastowy wzrost cen ropy Brent z Morza Północnego⁵, wymusiła także zwiększenie dostaw z Arabii Saudyjskiej, która zmniejszyła tym samym znacząco wolne moce produkcyjne. W końcu zaburzenia dostaw skutkowały uruchomieniem przez członków IEA – trzeci raz w historii organizacji! – mechanizmów antykryzysowych. W czerwcu IEA pozwoliła na uwolnienie 60 mln baryłek z rezerw strategicznych państw członkowskich, by zrekompenzować braki ropy na rynku, ale także by zahamować gwałtowny wzrost cen.

W wyniku „arabskiej wiosny” rynek energetyczny doświadczył zatem zakłóceń dostaw, spadku produkcji i eksportu oraz nagłego wzrostu cen. Przez cały 2011 rok ceny ropy kształtowały się na wysokim poziomie, co było efektem nie tylko uszczuplenia dostaw, lecz także spekulacji i obaw przed rozprzestrzenianiem się niepo-

⁵ W omawianym okresie kształtowały się znaczne różnice między ceną europejskiej ropy Brent a amerykańskiej WTI (tzw. *Brent-WTI spread*). Ropa libijska miała bowiem znaczenie głównie dla europejskiego rynku naftowego. Co więcej, konflikt w Libii zbiegł się z otwarciem nowego rurociągu północnoamerykańskiego (z Kanady do Cushing), co powodowało wzrost zapasów ropy w Cushing, których nie udało się jednak dalej wyeksportować.

kojów społecznych w regionie. Wydarzenia te ukazały, jak wrażliwy jest rynek na zakłócenia produkcji i eksportu, i zmusiły IEA do zastosowania radykalnych środków skoordynowanego uwalniania rezerw strategicznych. Straty produkcji i wysokie ceny to krótkofalowe efekty rewolucji 2011 r. Arabskie powstania będą jednak również miały swoje długofalowe konsekwencje dla rynku energetycznego i geopolityki surowcowej. Po pierwsze, nastąpiło zmniejszenie wolnych mocy produkcyjnych, a libijska infrastruktura musi zostać odbudowana i zabezpieczona przed atakami, aby kraj mógł powrócić do poziomu produkcji sprzed konfliktu – w warunkach wąskiego rynku naftowego mniejsze moce produkcyjne są niepokojącym sygnałem, zwiększającym możliwości pojawienia się niedoborów ropy na rynku. Po drugie, obawy przed rozprzestrzenieniem się protestów skłoniły kraje Zatoki Perskiej do zwiększania wydatków publicznych, by uspokoić nastroje społeczne – należy oczekiwać, że w przyszłości zależęć im będzie na zawyżaniu cen ropy celem utrzymania równowagi budżetowej. Po trzecie, powstania arabskie unaoczyły niestabilność polityczną regionu odpowiedzialnego za większość światowego eksportu węglowodorów, budząc tym sposobem dawne obawy konsumentów o bezpieczeństwo dostaw importowanych surowców. Co więcej, wraz z nowymi władzami pod znakiem zapytania stanęły podpisywane z poprzednimi reżimami kontrakty naftowo-gazowe (dotyczy to zwłaszcza kontraktu egipsko-izraelskiego) oraz inwestycje zachodnich koncernów w tych państwach. Nowe władze to zatem nowe niepewności, nie tylko co do bezpieczeństwa dostaw realizowanych bezpośrednio z tych państw, ale także bezpieczeństwa szlaków transportu. Czynniki te powinny skłaniać rządy do długofalowych działań na rzecz dialogów energetycznych z eksporterami, bezpieczeństwa dostaw, dywersyfikacji szlaków transportu i źródeł pozyskiwania węglowodorów, a w dalszej perspektywie także do transformacji energetyki w kierunku zmniejszania roli paliw węglowodorowych w bilansach energetycznych.

Oprócz rewolucji arabskich do refleksji nad globalnym bezpieczeństwem energetycznym i kierunkami transformacji systemu energetycznego zmusiła katastrofa nuklearna japońskiej elektrowni Fukushima I Daiichi (zlokalizowanej około 200 km na północy wschód od Tokio). 11 marca 2011 r. tsunami, które uderzyło w Wyspy Japońskie, wywołało trzęsienie ziemi, to zaś – awarię trzech z sześciu reaktorów, w rezultacie czego nastąpiła emisja pyłów radioaktywnych. Pierwsza tak poważna katastrofa elektrowni nuklearnej od czasu Czarnobyla rzuciła cień na bezpieczeństwo instalacji nuklearnych. Państwa, które wcześniej podjęły decyzję o wycofaniu się z energetyki nuklearnej (Niemcy czy Szwajcarię), katastrofa japońska utwierdziła w przekonaniu o słuszności tej decyzji. Niektóre państwa (np. Włochy) wstrzymały chwilowo plany rozwoju energetyki nuklearnej. Obecnie udział energii jądrowej w globalnym bilansie energetycznym kształtuje się na poziomie około 5,8%, a walka z globalnym ociepleniem dodatkowo sprzyjała inwestowaniu w energię nuklearną. Po Fukushima pod znakiem zapytania stanęła zatem przyszłość dynamicznego rozwoju tej gałęzi energetyki. Wyciek radioaktywnego materiału ze zniszczonych reaktorów trwał przez cały 2011 r.

Marcowa katastrofa zbiegła się z rewolucjami w świecie arabskim i tym samym również miała wpływ na gwałtowny wzrost cen na rynku energetycznym⁶. Oba te wydarzenia mają szansę odmienić rynek energetyczny – pobudzając rozwój energetyki odnawialnej, a także współpracy między producentami i konsumentami (m.in. w zakresie bezpieczeństwa instalacji energetycznych, szlaków handlowych, bezpieczeństwa dostaw). Dla rynku energetycznego może to oznaczać przekierowanie znacznych inwestycji do sektora energetyki odnawialnej, ale także niekonwencjonalnego gazu (np. gaz łupkowy) i ropy. Należy zatem oczekiwać wzrostu udziału tych nośników pierwotnych energii w globalnym bilansie energetycznym.

URUCHOMIENIE NORD STREAM – ROSYJSKA GRA I KONSEKWENCJE DLA BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO KRAJÓW EUROPY ŚRODKOWEJ I WSCHODNIEJ

Oczekiwaniu na Nord Stream – najdłuższy na świecie podmorski gazociąg z rosyjskiego miasta Wyborg przez Morze Bałtyckie do niemieckiego Lubmina koło Greifswaldu – towarzyszyły zarówno wielkie nadzieje, jak i wielkie obawy. 8 listopada 2011 r. nastąpiło oficjalne uruchomienie pierwszej nitki gazociągu. W uroczystej inauguracji nowej magistrali gazowej, stanowiącej dla Rosji pierwsze w historii bezpośrednie połączenie gazociągowe z Europą Zachodnią, udział wzięli między innymi prezydent Rosji Dmitrij Miedwiediew, niemiecka kanclerz Angela Merkel, premierzy Francji François Fillon i Holandii Mark Rutte oraz komisarz UE ds. energii Günther Oettinger. Strony zaangażowane w budowę Nord Stream okrzyknęły przedsięwzięcie wielkim sukcesem. O „otwarcu nowej karty w partnerstwie Rosji i UE” mówił prezydent Miedwiediew, a prezes Gazpromu Aleksiej Miller ogłosił, że „uruchomienie Nord Stream, najdłuższej magistrali gazowej na całym świecie, jest kamieniem milowym w historii globalnej branży gazowniczej”. Kanclerz Niemiec podkreślała strategiczne znaczenie tego „jednego z największych projektów infrastrukturalnych”, twierdząc jednocześnie, że przy jego realizacji „uwzględniono uzasadnione interesy wszystkich krajów nadbałtyckich”. Jednym głosem podczas uroczystości mówiono o mocnym partnerstwie energetycznym UE–Rosja i znaczeniu, jakie ma Nord Stream we wzmacnianiu bezpieczeństwa energetycznego Europy... tylko której Europy?

Czy Nord Stream to instrument geopolitycznej gry, jaką prowadzi Rosja z Europą? Czy, jak przekonuje część ekspertów, to po prostu czysty interes? Zwolennicy myślenia o Rosji jako *homo oeconomicus* raczą przy każdej okazji dodawać, że przecież jest ona bardzo wiarygodnym dostawcą i wszelkie dotychczasowe problemy z dostawami do Europy były wyłączną winą krajów tranzytowych. Nord Stream rozpatrywany z tej perspektywy umożliwi Rosji po prostu dostarczanie gazu państwu Europy Zachodniej bez oglądania się na kraje tranzytowe. Eksport będzie w większym stopniu (ale niecałkowicie) uniezależniony od potencjalnych sporów

⁶ Poza awarią elektrowni tsunami zniszczyło również japońskie rafinerie, a także sieci energetyczne i inne elektrownie konwencjonalne.

z Ukrainą czy Białorusią – do tej pory spory gazowe z Ukrainą prowadziły do zakłóceń dostaw gazu w kierunku zachodnim i południowym, a dwa najpoważniejsze z nich, z 2006 i 2009 r., spowodowały znaczne braki gazu na rynkach krajów Europy Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej. Beneficjentami podwodnego rozwiązania są z całą pewnością Niemcy – Nord Stream w pełni odpowiada interesom strategicznym kraju, będącego największym europejskim rynkiem energetycznym i największym europejskim importerem gazu⁷. Także pozostałe kraje Europy Zachodniej zaangażowane w projekt oraz połączone z niemieckim systemem magistrali gazowych będą korzystały z nowego szlaku dostaw rosyjskiego gazu. Co więcej, gaz z Nord Stream może również być dostarczany na rynek krajów Europy Środkowej – przez uruchomienie rewersyjnych połączeń Niemiec z Polską, a także wybudowanie połączenia OPAL z Czechami, o czym szczegółowo dalej. Ma to znaczenie zwłaszcza w sytuacjach wystąpienia przerw w dostawach gazociągami biegnącymi przez Ukrainę czy Białoruś.

Nie należy jednak mieć wątpliwości, że Nord Stream, choć w określonych okolicznościach może korzystnie oddziaływać na bezpieczeństwo dostaw, jest bardzo istotnym elementem geopolitycznej rozgrywki na europejskim rynku surowcowym. W tym geopolitycznym odniesieniu wzmacnia on znacząco (i tak bardzo silną) pozycję Rosji jako głównego dostawcy gazu na rynek europejski i osłabia rolę państw tranzytowych Europy Środkowej i Wschodniej. Co to oznacza w praktyce?

Bez dodatkowych połączeń infrastrukturalnych północ-południe, południe-północ oraz zachód-wschód kraje Europy Środkowej, a tym bardziej Wschodniej, wraz z Nord Stream, po pierwsze, tracą główną kartę przetargową, jaką było uzależnienie Rosji od tranzytu gazu na zachód przez ich terytoria, po drugie, są bardziej narażone na przerwy w dostawach surowców w razie sporów gazowych. Państwa te, zamiast inwestować w rozwój połączeń rewersyjnych z sąsiadami, nowych gazociągów, a także rozwój terminali LNG (*casus* Polski – opóźnienia w realizacji terminalu regazyfikacyjnego, a także wycofanie się z budowy połączeń z systemem skandynawskim), które dałyby im dostęp do europejskiego rynku *spot* handlu gazem oraz nowych dostawców, dokonały niezbyt rozsądnego wyboru – założyły, że kluczem do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw jest utrzymanie roli państwa tranzytowego. W ten sposób straciły szansę na wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego przez uelastycznienie rynku – stworzenie możliwości alternatywnych dostaw. Interkonektory, połączenia z rynkiem *spot* i LNG są niezbędne nie tylko w sytuacjach zakłóceń dostaw ze wschodu, lecz także przy negocjacjach cen i klauzul kontraktów gazowych z Gazpromem.

Z perspektywy krajów Europy Środkowej uzależnionych od rosyjskiego gazu (zob. tabela 3) trasami transportu wschód-zachód uruchomienie Nord Stream jest zatem wyzwaniem. Rosja, dysponując nowymi mocami przesyłowymi, rozdaje karty, gdyż zyskuje znacznie większe możliwości manipulacji trasami, którymi gaz będzie transportowany do Europy Zachodniej. Poza tym w sytuacji sporów gazowych

⁷ Niemcy są trzecim największym na świecie importerem gazu po USA i Japonii. W 2010 r. sprowadzały z zagranicy aż 92,82 mld m³ gazu. Jego konsumpcja w Niemczech wyniosła w 2010 r. 81,3 mld m³. Dane: *BP World Energy Outlook 2010*, op. cit.

z Ukrainą Nord Stream wprowadza *de facto* podział Europy na te kraje, które będą mieć zapewnione dostawy, i te, dla których dostęp do rosyjskiego gazu będzie ograniczony⁸. Dzięki pierwszej uruchomionej nitce Nord Stream Gazprom uzyskał dodatkową zdolność przesyłową w wielkości 27,5 mld m³ gazu rocznie (choć na razie moce wykorzystywane są w jednej trzeciej). Wraz z drugą nitką, której budowa ma się zakończyć za rok, Nord Stream pozwoli Gazpromowi przesłać 55 mld m³. W 2010 r. Rosja łącznie wyeksportowała 186,45 mld m³ gazu, z tego 72,8 mld m³ do Europy Zachodniej, a na Europę Środkową, Bałkany, Litwę, Łotwę i Estonię przypało 38,6 mld m³. Moc przesyłowa rosyjskich magistrali eksportowych wynosi obecnie znacznie więcej niż zakontraktowane do Europy dostawy gazu (magistrale biegnące przez Ukrainę mają przepustowość 118 mld m³, a gazociąg Jamał–Europa 33 mld m³). Rosja dzięki nowemu połączeniu stała się znacznie bardziej elastyczna, co oznacza, że posiada techniczną możliwość przekierowywania części dostaw z dotychczasowych tras do gazociągu Nord Stream. Należy założyć, że koncern będzie starał się wykorzystać maksymalnie przepustowość nowego gazociągu, zachowując zarazem możliwość korzystania z dotychczasowych szlaków transportu – w ten sposób uzyskuje dodatkowy, ważny instrument wpływu na kraje tranzytowe⁹. Mając jednak na względzie docelową przepustowość połączenia transbałtyckiego, Rosja wciąż będzie transportować gaz do krajów Europy Zachodniej magistralami biegnącymi przez Ukrainę (system magistrali Braterstwo), Białoruś (gazociąg Jamał–Europa) i dalej kraje Europy Środkowej. Należy jednak podkreślić, że poziom zależności Rosji od tych tras i tym samym możliwości manipulowania dostawami gazu realizowanymi poszczególnymi z nich będą w znacznym stopniu zależały od dynamiki zapotrzebowania krajów UE na rosyjski gaz.

Naturalnie kraje środkowoeuropejskie są ważnym odbiorcą rosyjskiego gazu, do tego płacą zań wysokie ceny. Nie jest zatem w interesie Rosji odcinanie dostaw na ten rynek. To dość racjonalne podejście, ale zarazem marne pocieszenie wobec ewidentnych zaniedbań w zakresie zabezpieczeń na wypadek przerw w dostawach ze wschodu – nie można ich bowiem wykluczyć. Rosja jest wytrawnym graczem w geopolitycznej rozgrywce na rynku surowcowym, a kto o tym zapomina, lekceważy mocarstwo odbudowujące swe międzynarodowe wpływy i prestiż, którego głównym orężem dziś są surowce energetyczne. Gazprom to nie międzynarodowy koncern dbający wyłącznie o swój interes komercyjny, to przede wszystkim koncern państwowy, a zatem realizujący interesy strategiczne Rosji.

⁸ Jeden z najbardziej krytycznych w debacie nad konsekwencjami uruchomienia Nord Stream – ekspert brytyjski Matthew Hulbert – twierdzi, że Nord Stream przyniesie Europie więcej problemów niż rozwiązań – „otworzy geopolityczną puszkę Pandory”, gdyż Europa zostanie podzielona na *gas haves* i *gas have nots*, a kraje Europy Środkowej i Wschodniej znajdują się w geopolitycznym potrzasku. Państwa te zdaniem Hulberta zostaną zmuszone do wpuszczenia Gazpromu do swojego sektora *downstream* w zamian za bezpieczeństwo dostaw. M. Hulbert, „Nord Stream: Neue Sorgen for Europe”, *European Energy Review* z 26 września 2011 r., <http://www.europeanenergyreview.eu/site/pagina.php?id=3310>.

⁹ Jak zauważają analitycy OSW – manewrowanie szlakami dostaw gazu do UE może jednak również zmusić Gazprom do zwiększenia elastyczności klauzul kontraktów długoterminowych, a przez to większego dostosowania się do liberalizującego się rynku UE. A. Łoskot-Strachota, Ł. Antas, „Nord Stream na liberalizującym się rynku gazu UE”, *Punkt Widzenia OSW*, marzec 2010, s. 14.

Tabela 3
Konsumpcja i import gazu ziemnego krajów Europy Środkowej w 2009 r. – znaczenie Rosji jako dostawcy gazu

Kraj	Konsumpcja gazu ziemnego [mld m ³]	Udział gazu ziemnego w bilansie energetycznym [%]	Udział importu w konsumpcji gazu [%]	Udział rosyjskiego dostawcy w imporcie [%]	Udział gazu od rosyjskiego dostawcy w krajowej konsumpcji [%]
Czechy	8,1	15,5	98	70	68,6
Polska	16,3	13,1	61	82	50,2
Słowacja	6,1	29,6	98	100	98
Węgry	11,3	36,6	85	82	69,7

Źródło: obliczenia na podstawie danych IEA, *Gas Information 2010*, OECD/IEA 2011.

Wystarczy przypomnieć, że niedocenywanie Rosji w tym względzie prowadziło jeszcze parę lat temu wielu ekspertów do mylnej oceny sytuacji, że Nord Stream nie ma szans na powstanie, ze względu na koszt ekonomiczny przedsięwzięcia, a także przeciwności natury technicznej. Obecnie podobne argumenty wysuwane są w odniesieniu do analogicznego projektu South Stream. Tymczasem w 2011 r. prace nad South Stream nabrały przyspieszenia. Po przyjęciu studium wykonalności projektu przez konsorcjum South Stream Transport AG (Gazprom, ENI, Wintershall, EDF) w grudniu premier Putin autoryzował Gazprom do rozpoczęcia budowy pod koniec 2012 r. Co więcej, w 2011 r. Gazprom został zaproszony do nabycia udziałów w niemieckim RWE, który jest największym udziałowcem międzynarodowego konsorcjum Nabucco mającego realizować główny projekt UE – Korytarza Południowego. Projekt South Stream był odpowiedzią na Nabucco, a jego strategiczny cel stanowiło storpedowanie unijnego projektu¹⁰. A jednak w myśleniu o bezpieczeństwie energetycznym geostrategia bierze często górę nad rachunkiem ekonomicznym!

Dla Polski i pozostałych państw Europy Środkowej Nord Stream, podobnie jak wcześniej kryzysy gazowe, jest ważnym sygnałem i impulsem do rozwoju projektów regionalnych połączeń międzysystemowych oraz przyspieszenia realizacji projektów dywersyfikacyjnych. Te ostatnie z jednej strony ukierunkowywano na dywersyfikację dostawców, z drugiej na różnicowanie dotychczasowych tras importu. Dywersyfikacja dostawców gazu dzięki nowym rurociągom oraz terminalom LNG jest niewątpliwie podstawową metodą zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego w regionie.

Jednocześnie jednak państwa Europy Środkowej dążą do stworzenia połączeń, które umożliwią im (w razie potrzeby) import gazu transportowanego Nord Stream. Najbardziej zaawansowane w tych działaniach są Czechy, które w paź-

¹⁰ Zob. *Rocznik Strategiczny 2010/11*. Dodajmy, że Nord Stream i South Stream łącznie dadzą Rosji dokładnie taką samą przepustowość jak moc gazociągów biegnących przez Ukrainę, tj. 118 mld m³/rok.

dzienniku 2011 r. otworzyły gazociąg Gazella – połączenie z gazociągiem OPAL biegnącym przez Niemcy do stacji transferowej na czeskiej granicy (Hora Sváté Kateřiny). Gazociąg o przepustowości 30 mld m³ stwarza możliwość przekierowania dostaw gazu rosyjskiego z obecnego punktu zdawczego na granicy czesko-słowackiej w Lanžhot do stacji przy granicy z Niemcami – Olbernhau. Polska również zintensyfikowała działania na rzecz budowy gazociągu, który będzie połączony z niemieckim systemem przesyłowym. Rozważane są dwa konkurencyjne projekty – magistrala Boernicke–Police (projekt PGNiG i VNG), którym ma być przesyłane 3 mld m³ gazu rocznie, oraz gazociąg Bernau–Szczecin (projekt polskiej firmy Bartimpex oraz niemieckiego E.ON Ruhrgas, którego kupno rozważa PGNiG). Połączenie z Niemcami, które mogłoby być uruchomione w 2014 r., będzie miało charakter rewersyjny, tak by umożliwić zarówno import, jak i eksport nadwyżek gazu¹¹. Ponieważ jednak import najprawdopodobniej pochodzić będzie z Nord Stream, którego byliśmy największym krytykiem i który to gazociąg utrudnić może import drogą morską skroplonego gazu w większych ilościach, pomysł sprowadzania gazu z Nord Stream jest co najmniej kontrowersyjny.

Dla UE jako całości konsekwencje uruchomienia Nord Stream należy analizować w szerszym kontekście pozostałych inwestycji Gazpromu w europejską infrastrukturę gazową, a także unijne koncerty energetyczne. Przez serię strategicznych inwestycji rosyjski koncern umacnia swoją pozycję rynkową oraz wpływ na procesy zachodzące na rynku gazowym UE. Poszczególne inwestycje Gazprom może instrumentalnie wykorzystywać. Charakterystyczne są słowa kanclerz Merkel, która przy okazji uruchamiania pierwszej nitki Nord Stream wezwała do okazania „elastyczności w sprawie obiekcji Rosji w odniesieniu do unijnego trzeciego pakietu liberalizacyjnego”. Pakiet ogranicza istotnie możliwości sprawowania przez Gazprom (jako eksportera gazu) kontroli nad systemem przesyłowym w UE, ale zarazem dopuszcza ewentualność wyłączenia strategicznych gazociągów z niektórych regulacji liberalizujących rynek energii na określony czas; wyłączenie może dotyczyć określonej części przepustowości. I tak OPAL jako wewnątrzniemiecka odnoga Nord Stream w 50% wyłączony jest z zasady TPA (wolnego dostępu do sieci stron trzecich).

OFENSYWA ENERGETYCZNA KRAJÓW EUROPY ŚRODKOWEJ – BUDOWA POŁĄCZEŃ INFRASTRUKTURALNYCH I ZINTEGROWANEGO RYNKU ENERGETYCZNEGO

Kryzysy gazowe 2006 i 2009 r. oraz postępująca budowa Nord Stream traktowanego jako zabezpieczenie rosyjskich dostaw gazu do Europy Zachodniej wzmocniły wśród krajów Europy Środkowej przekonanie, że integracja ich rynków energetycznych jest podstawową metodą wzmocnienia bezpieczeństwa dostaw. Priorytetem polityki bezpieczeństwa energetycznego krajów regionu stała się budowa połączeń międzysystemowych – interkonektorów, umożliwiających tłoczenie gazu w dwóch

¹¹ Obecnie Polska sprowadza ok. 0,9 mld m³ gazu z Niemiec interkonektorem w Lasowie; zaspokaja to ok. 6% potrzeb kraju. Jest on rozbudowywany do łącznej przepustowości 1,5 mld m³. Od 2012 r. możliwe będzie korzystanie ze zwiększonej mocy gazociągu.

kierunkach, oraz stworzenie możliwości rewersyjnego transportu istniejącymi gazociągami.

Kraje Europy Środkowej zacieśniły zatem współpracę w ramach Grupy Wyszehradzkiej w formule V4 oraz V4+¹². Rok po pierwszym szczycie energetycznym w Budapeszcie współpraca w sferze bezpieczeństwa energetycznego koncentrowała się na pięciu głównych zadaniach¹³:

- 1) dywersyfikacja źródeł i tras transportu surowców energetycznych;
- 2) integracja rynków energetycznych;
- 3) budowa korytarza transportowego północ-południe;
- 4) opracowywanie mechanizmów postępowania w sytuacjach kryzysowych;
- 5) formułowanie wspólnych stanowisk wobec polityki energetycznej UE.

W styczniu 2011 r. ministrowie energetyki krajów V4 zadeklarowali, że w zakresie dywersyfikacji źródeł celem współpracy jest stworzenie takich połączeń infrastrukturalnych, które zapewnią fizyczny dostęp co najmniej do dwóch różnych źródeł gazu spoza UE, tak by zmniejszyć zależność od Rosji¹⁴. W odniesieniu do rynku ropy naftowej zadeklarowano dążenie do utrzymania stabilnych dostaw systemem rurociągów Przyjaźń i jednocześnie poszukiwania możliwości dywersyfikacyjnych, m.in. przez zwiększenie przepustowości IKL/TAL czy unowocześnienie rurociągu Adria¹⁵. W dziedzinie integracji rynków priorytetowym celem państw Europy Środkowej jest rozwój wspólnych projektów połączeń międzysystemowych, a także wymiana informacji na temat polityki energetycznej i prawa energetycznego oraz harmonizacja regulacji. Szczególnie istotnym punktem wzmocnionej współpracy energetycznej jest projekt Korytarza Północ-Południe, w tym opracowanie planu szczegółowych działań i przygotowanie od strony technicznej projektów niezbędnych do uruchomienia całego korytarza przesyłowego przed 2020 r. oraz zapewnienie wspólnego wsparcia finansowego dla realizacji poszczególnych elementów projektu.

Wzmocniona współpraca regionalna we wskazanych dziedzinach ma szansę odegrać ważną rolę także w implementacji unijnego prawa energetycznego w odniesieniu do rynku gazu i energii elektrycznej oraz wzmocnieniu mechanizmów obronnych regionu w sytuacjach kryzysów energetycznych. Istnienie połączeń międzysystemowych jest warunkiem koniecznym dla dalszego opracowywania wspól-

¹² V4 to kraje Grupy Wyszehradzkiej – Czechy, Polska, Słowacja i Węgry, V4+ (w różnych konfiguracjach) obejmuje dodatkowo Rumunię, Bułgarię, Serbię, Chorwację i Bośnię, Słowenię, a także Austrię.

¹³ Szczyt bezpieczeństwa energetycznego krajów V4+ odbył się w Budapeszcie 24 lutego 2010 r. Wzięli w nim udział szefowie rządów Czech, Polski, Słowacji, Węgier, Bułgarii, Chorwacji, Rumunii, Serbii, Słowenii, a także przedstawiciele Austrii, Bośni i Hercegowiny, USA, KE i IEA. Uchwalona podczas szczytu deklaracja zakreśliła płaszczyzny współpracy na rzecz zwiększenia regionalnego bezpieczeństwa energetycznego.

¹⁴ *Declaration of the V4 energy ministers*, Bratysława, 25 stycznia 2011 r.

¹⁵ TAL (Trans-Alpine) to międzynarodowy rurociąg, który rozpoczyna bieg we włoskim terminalu naftowym w Trieście i biegnie przez Niemcy, połączone z nim są Czechy dzięki wybudowanemu w latach 1994–2005 rurociągowi IKL (Ingolstadt–Kralupy–Litvinov) o mocy przesyłowej 10 mln ton rocznie. Adria jest rurociągiem o przepustowości 10 mln ton rocznie biegnącym z chorwackiego terminalu naftowego Krk na Węgry. Z Adrią jest połączona także Słowacja, dzięki krótkiemu (8,5 km) rurociągowi, który łączy nitkę Przyjaźni z węgierskim odcinkiem Adrii.

nych mechanizmów solidarnego działania w sytuacjach zakłóceń dostaw gazu oraz reguł współpracy w sytuacjach zaburzeń dostaw ropy lub elektryczności. W ramach V4 opracowywany jest w tym celu *Action Emergency Plan*, który będzie obejmował zasady współpracy i reakcji w sytuacjach zaburzeń dostaw. Przygotowywane mają być również wspólne analizy funkcjonowania istniejących i przyszłych tras przesyłowych w kontekście oceny poziomu ryzyka zakłóceń dostaw. Kraje V4 wymieniają się na bieżąco doświadczeniami w tym zakresie, jak również w sprawie implementacji rozporządzenia Rady i Parlamentu Europejskiego dotyczącego bezpieczeństwa dostaw gazu i koncentrują się na koordynacji stanowisk w odniesieniu do regulacji UE w sferze bezpieczeństwa dostaw gazu, w tym koordynacji narodowych planów działań kryzysowych. W ramach wspólnej polityki energetycznej UE w interesie krajów V4 leży wspieranie w ramach KE debaty na temat rozwoju i roli regionalnych inicjatyw energetycznych i przedstawianie wspólnego stanowiska w poszczególnych dziedzinach polityki energetycznej UE¹⁶.

W wymiarze instytucjonalnym kluczową rolę we współpracy energetycznej krajów Europy Środkowej odgrywają regularne spotkania Grupy Wysokiego Szczebla ds. Energii (HGL), które wyznaczają kierunki przyszłych działań na rzecz wzmocnienia bezpieczeństwa dostaw, oraz podległych jej grup roboczych, zajmujących się poszczególnymi projektami regionalnymi.

Polityczne deklaracje państw V4+ są czynnikiem z pewnością wspomagającym rozwój procesu integracji rynków energetycznych i wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego. W sensie technicznym prace nad interkonektorami, a także innymi elementami systemu (takimi jak terminale LNG), trwały od lat, wsparcie rządowe i koordynacja działań na rzecz pozyskania funduszy UE może jednak znacząco wpłynąć na przyspieszenie implementacji poszczególnych projektów. W praktyce postęp w ich realizacji zależeć będzie w dużej mierze od działań głównych podmiotów gospodarczych w sektorze energetycznym, regulatorów energetyki i operatorów systemów przesyłowych (TSO). Większość inwestycji w elementy infrastruktury energetycznej będzie pochodzić od prywatnych inwestorów. Głównym zadaniem państw działających w ramach V4+ jest zatem stworzenie lepszego klimatu regulacyjnego i politycznego – im bardziej rynek Europy Środkowej będzie zintegrowany i zharmonizowany w sensie regulacyjnym, tym bardziej będzie zachęcający dla zagranicznych inwestorów. Współpraca państw V4+ może mieć również wymierne efekty w kontekście pozyskiwania funduszy na realizację poszczególnych projektów energetycznych – ze względu na preferencje instytucji finansowych i UE większe szanse na finansowanie mają wspólne projekty infrastrukturalne niż indywidualne.

Rozwojowi nowych projektów dodatkowo sprzyja podjęta na szczeblu UE decyzja o zwiększeniu zaangażowania finansowego w tworzenie nowych interkonekto-

¹⁶ Ministrowie energetyki podczas spotkania w Bratysławie wskazali również inne szczegółowe dziedziny przyszłej współpracy, obejmujące: wzmocnienie współpracy w zakresie rozwoju nowych technologii energetycznych, w tym technologii nuklearnych i czystego węgla; wzmocnienie współpracy w sektorze energii elektrycznej celem podniesienia bezpieczeństwa systemów energetycznych w regionie. *Declaration of the V4 energy ministers*, Bratysława, 25 stycznia 2011 r.

rów. Oprócz istniejącego instrumentu wsparcia TEN-E (*Trans-European Networks for Energy*) w 2009 r. stworzony został nowy **plan inwestycyjny – EEPR (*European Energy Programme for Recovery*)**, przewidujący zainwestowanie ponad 2,3 mld euro w projekty połączeń międzysystemowych w sektorze gazu i energii elektrycznej¹⁷. Jest to pierwszy przypadek przeznaczenia z budżetu UE tak znacznych środków na projekty w dziedzinie energetyki.

Wyrazem ofensywy energetycznej krajów Europy Środkowej są kolejne zaawansowane projekty, a także oddawanie do użytku w latach 2010–2011 pierwszych interkonektorów. **We wrześniu 2011 r. interkonektorem gazowym zostały połączone Polska i Czechy.** Interkonektor został wybudowany przez operatorów systemów przesyłowych – polski GazSystem oraz czeski Net4gaz. Jego słabością jest niewielka przepustowość – około 0,5 mld m³ rocznie, a także brak rewersyjności – obecnie gaz może być transportowany wyłącznie z Czech do Polski. Interkonektor polsko-czeski będzie jednak w przyszłości miał możliwość transportu gazu w dwóch kierunkach, planuje się również zwiększenie jego przepustowości. Opracowywany jest też **projekt połączenia gazowego Polski ze słowackim systemem gazowym** o parametrach umożliwiających transport około 6 mld m³ gazu rocznie. Połączenie Słowacja–Polska ma być uzupełnieniem interkonektora słowacko-węgierskiego, którego projekt jest bardziej zaawansowany. Węgry i Słowacja podpisały w tej sprawie porozumienie we wrześniu 2011 r., uzyskując wsparcie UE (w ramach EEPR). Zgodnie z nim w latach 2013–2014 ma zostać wybudowane **połączenie między systemami magistrali gazowych Węgier i Słowacji (*Slovak-Hungarian Gas Transmission Interconnection Pipeline*)**¹⁸. Gazociąg łączyć będzie system słowacki w Vel'ké Zlievce z systemem węgierskim w okolicach Budapesztu¹⁹. Interkonektor ma zostać uruchomiony w 2015 r. i dostarczać gaz ze Słowacji na Węgry. Mimo że powstające interkonektory nie są rewersyjne, zgodnie z rozporządzeniem UE w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu w ciągu trzech lat od jego wejścia w życie operatorzy systemów przesyłowych są zobligowani do wprowadzenia rewersyjności we wszystkich punktach połączeń między systemami gazowymi państw członkowskich UE, tam gdzie zwiększa to bezpieczeństwo dostaw gazu. Możliwość przesyłania gazu w dwóch kierunkach zwiększa elastyczność systemu, dlatego też planuje się wprowadzanie rewersyjności nie tylko nowych połączeń, lecz także istniejących tras Wschód–Zachód. W ramach EEPR przewiduje się współfinansowanie rewersyjności interkonektorów gazowych słowacko-czeskiego i słowacko-austriackiego, a także gazociągów w Słowacji, Czechach, na Węgrzech oraz połączeń między Polską a Niemcami i Polską a Czechami.

Spośród wszystkich krajów środkowoeuropejskich działania na rzecz nowych połączeń międzysystemowych, a także modernizacji istniejących tras, najbardziej zintensyfikowały Węgry. W ramach realizacji nowej strategii energetycznej Węgry

¹⁷ Z tego 1,3 mld euro ma zostać przeznaczone na połączenia gazowe, a 900 mln na połączenia sieci energii elektrycznej.

¹⁸ Porozumienie zostało podpisane między słowacką firmą gazociągową Eustream i węgierską firmą Ovit. Przewiduje się oddanie gazociągu do eksploatacji na początku 2015 r.

¹⁹ Do jego realizacji powołana zostanie firma Magyar Gaz Transzit ZRt.

podejmują ambitne działania na rzecz stworzenia w kraju ważnego środkowoeuropejskiego centrum handlu gazem. Kluczowe w tym kontekście będą trzy połączenia – planowane ze Słowacją i dwa zrealizowane z Bułgarią i Chorwacją. Węgry planują również budowę interkonektora ze Słowenią. **Interkonektor węgiersko-rumuński** (Szeged–Arad) został otwarty w październiku 2010 r., z kolei drugie zrealizowane przedsięwzięcie – **interkonektor węgiersko-chorwacki** ma kluczowe znaczenie w kontekście tworzenia zintegrowanego rynku Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej. Gazociąg o długości 293 km łączący chorwacką Slobodnicę i węgierski Városföld został wybudowany i uruchomiony w sierpniu 2011 r. Ma on przepustowość 6,5 mld m³ rocznie i jest połączeniem rewersyjnym. W przyszłości interkonektor ten będzie kluczowym elementem Korytarza gazowego Północ–Południe.

Stworzenie zintegrowanego Korytarza Północ–Południe jest długofalowym strategicznym celem krajów Europy Środkowej. W jego realizacji kluczową rolę oprócz interkonektorów odgrywać będą dwa nowe terminale LNG – polski i chorwacki, oraz gazociągi dywersyfikujące dostawy gazu proponowane w ramach Korytarza Południowego. Korytarz Północ–Południe nie jest zatem jednym wielkim projektem infrastrukturalnym, składa się nań natomiast wiele mniejszych projektów rewersyjnych interkonektorów, terminali LNG oraz rurociągów importowych. Ma to istotne znaczenie dla jego praktycznej realizacji – po pierwsze, pozwala na stopniowe wdrażanie poszczególnych elementów korytarza bez uzależniania ich realizacji od postępu wielkich unijnych projektów w rodzaju Nabucco, po drugie, sprawia, że źródła finansowania są bardziej rozproszone, koszty poszczególnych inwestycji rozkładają się na więcej zróżnicowanych podmiotów i tym samym są łatwiejsze do udźwignięcia.

Załącznik 1

Korytarz gazowy Północ–Południe – projekty dywersyfikacyjne

Wymiar północny

W wymiarze północnym projektów dywersyfikacyjnych źródeł i tras transportu gazu ziemnego kluczową rolę odgrywać będzie **terminal LNG** na polskim wybrzeżu Morza Bałtyckiego w **Świnoujściu**. Jest to najbardziej zaawansowana inwestycja spośród wszystkich projektów dywersyfikacyjnych Korytarza Północ–Południe. Terminal LNG w Świnoujściu jest budowany przez firmę Polskie LNG²⁰. Inwestycja obejmuje budowę rurociągów do odbioru gazu skroplonego ze statków, zbiorników do przechowywania LNG oraz instalacji do regazyfikacji. Terminal ma dysponować przepustowością 5 mld m³ rocznie w pierwszej fazie eksploatacji, a docelowo przepustowość wynosić będzie 7,5 mld m³ rocznie. Zbiorniki LNG budowane w Polsce mają mieć pojemność 160 tys. m³. Oddanie obiektu do eksploatacji zaplanowano na **czerwiec 2014 r.** Terminal

²⁰ Spółka została powołana w 2007 r. przez polski koncern gazu PGNiG. W 2008 r. jej właścicielem został Gaz-System – polski operator sieci przesyłowej. PGNiG ma być odpowiedzialne za dostawy gazu do terminalu w Świnoujściu. Polski rząd w sierpniu 2008 r. przyjął uchwałę, zgodnie z którą budowa terminalu LNG została potraktowana jako inwestycja strategiczna, zgodna z planami dywersyfikacji dostaw gazu oraz zwiększająca bezpieczeństwo energetyczne kraju.

stworzy możliwość importu gazu drogą morską z takich krajów jak Katar czy Algieria. PGNiG podpisało już kontrakt gazowy (20-letni) z Katarom na dostawy 1,5 mld m³ LNG. Inwestycja w Świnoujściu ma strategiczne znaczenie dla Polski i krajów Europy Środkowej. Stwarza ona dostęp do globalnego rynku LNG i zwiększa elastyczność systemu w sytuacjach zaburzeń dostaw ze wschodu, jak również wahań cen surowców energetycznych²¹.

Dywersyfikację dostaw obecnie realizowanych wyłącznie przez rosyjskiego dostawcę umożliwić mogłyby również połączenia gazociągowe z Norwegią, która jest drugim największym dostawcą gazu dla UE. Polskie projekty budowy podmorskiego połączenia z systemem skandynawskim Skanled nie zostały zrealizowane. Możliwa jest jednak rewitalizacja projektu **Baltic Pipe** – gazociągu biegnącego z Danii do Polski, który umożliwiłby import gazu ziemnego z norweskiego szelfu kontynentalnego. UE w ramach programu TEN-E 2009 włączyła się we współfinansowanie prac przygotowawczych (fazy przedinwestycyjnej projektu), w tym w badania geotechniczne dna morskiego i monitoring środowiskowy²². Przyznanie projektowi Baltic Pipe dofinansowania oznacza, że został on uznany przez KE za ważny element wzmocnienia bezpieczeństwa dostaw do UE. O tym, jak ważną rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw może odgrywać gaz norweski, przekonali się Czechi podczas kryzysu gazowego 2009 r. Kontrakt z Norwegami realizowany przez system niemieckich magistrali umożliwił Czechom utrzymanie stabilnych dostaw do wszystkich najważniejszych odbiorców krajowych w sytuacji, kiedy Rosja wstrzymała dostawy.

Wymiar południowy

Na wymiar południowy projektów dywersyfikacyjnych realizowanych w ramach Korytarza Północ–Południe składają się:

- połączenie południowo-zachodnie z terminalem LNG Adria;
- połączenie południowo-wschodnie z terminalem LNG w Konstancy;
- połączenie z nowymi rurociągami planowanymi w ramach Korytarza Południowego.

Terminal chorwacki **Adria LNG** zgodnie z planami ma dysponować docelowo zdolnością przeładunkową 15 mld m³ rocznie²³. Jest to obecnie najbardziej ambitny tego rodzaju projekt realizowany w Europie. Terminal regazyfikacyjny LNG ma powstać w Omišalj na wyspie Krk, skąd następnie będzie dostarczany na kontynent i transportowany gazociągami m.in. w ramach połączeń Korytarza Północ–Południe (zwłaszcza na Węgry i do Austrii).

Projekt Korytarza Północ–Południe zakłada również możliwość stworzenia połączenia z innym terminalem LNG na rumuńskim wybrzeżu w najgłębszym i największym porcie czarnomorskim – **Konstancy**. Terminal ma dysponować przepustowością rzędu 3 mld m³ rocznie.

W ramach unijnego projektu Korytarza Południowego mają powstać strategiczne połączenia gazociągowe krajów UE z Morzem Kaspijskim oraz Bliskim Wschodem. Rozważanych jest kilka alternatywnych projektów. Kraje Europy Środkowej wyra-

²¹ Cena gazu transportowanego gazociągami indeksowana jest do cen ropy naftowej, podczas gdy cena LNG kształtowana jest w odniesieniu do poziomu cen na zliberalizowanym amerykańskim rynku gazu (a zatem kształtowanych przez zasady wolnorynkowej konkurencji, tj. *gas to gas competition*).

²² KE w 2010 r. wybrała 41 projektów energetycznych w ramach TEN-E 2009, które mają ożywić gospodarkę i zwiększyć bezpieczeństwo dostaw. Na Baltic Pipe przeznaczono 1,12 mln euro.

²³ Terminal będzie poza tym mógł przyjmować duże statki przewożące od 75 do 265 tys. m³ w zależności od pojemności statku. Surowiec ma dostarczać sto tankowców LNG. Koszt jego budowy szacuje się na 800 mln euro. Razem z systemem gazociągowym koszt projektu wzrasta do 1 mld euro.

ziły wsparcie dla gazociągu Nabucco (choć Węgry popierają również rosyjski projekt South Stream), najbardziej złożonego unijnego projektu trasy z Turcji (Erzurum) przez Bułgarię, Rumunię, Węgry do austriackiego hubu gazowego Baumgarten, możliwa jest jednak realizacja innych projektów, np. ITGI (Turcja–Grecja–Włochy), TAP (Grecja–Albania–Włochy), AGRI (Azerbejdżan–Gruzja–Rumunia), White Stream (Azerbejdżan–Gruzja–Bułgaria–Ukraina)²⁴.

UE wobec idei Korytarza Północ–Południe

Koncepcja Korytarza Północ–Południe została uwzględniona i rozszerzona przez UE i zaliczona do grona „korytarzy priorytetowych” zgodnie z dokumentem *Priorities for 2020 and Beyond – a Blueprint for an Integrated European Energy Network* z 2010 r. Połączenia w ramach Korytarza Północ–Południe mają obejmować nie tylko infrastrukturę gazową, lecz także ropy naftowej i połączenia sieci przepływu energii elektrycznej, co ma sprzyjać integracji rynku i rozwojowi odnawialnych źródeł energii. Korytarz ma wzmocnić bezpieczeństwo energetyczne w regionie Europy Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej przez połączenie czterech mórz – Morza Bałtyckiego, Morza Czarnego, Morza Adriatyckiego i Morza Egejskiego. Idea korytarza wpisuje się zatem w instrukcje UE, zgodnie z którymi każdy europejski region powinien stworzyć infrastrukturę umożliwiającą fizyczny dostęp co najmniej do dwóch zewnętrznych źródeł. Obejmować ma on oprócz krajów Europy Środkowej Bułgarię, Rumunię oraz Chorwację. Zgodnie z ideą KE korytarz ma m.in. za zadanie zapewnienie stabilnych dostaw surowców energetycznych do krajów pozbawionych dostępu do morza, a położonych w regionie Europy Środkowo-Wschodniej. Cel ten ma być zrealizowany zarówno przez budowę zupełnie nowych tras, jak i wykorzystanie istniejących w regionie systemów rurociągowych dzięki ich połączeniu, umożliwieniu dwukierunkowego przepływu surowców i tym samym zwiększeniu ich interoperacyjności. Infrastruktura energetyczna regionu zgodnie z założeniami powinna się opierać na inteligentnych technologiach sieciowych, zwiększających efektywność systemu²⁵. W sektorze energii elektrycznej kluczową rolę odgrywać będzie rozbudowa regionalnej sieci dystrybucji energii elektrycznej oraz systemów produkcji, tak by region mógł sprostać rosnącemu popytowi, a także przystosować się do zwiększenia udziału energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych i dalszej integracji rynku²⁶.

Tworzenie nowych połączeń infrastrukturalnych przez państwa Europy Środkowej ze sobą nawzajem oraz z państwami sąsiednimi odgrywa kluczową rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego regionu. Otwierane interkonektory gazowe

²⁴ Projekty Korytarza Południowego zostały omówione w *Roczniku Strategicznym 2010/11*, op. cit.

²⁵ EC, *Priorities for 2020 and Beyond – a Blueprint for an Integrated European Energy Network*, COM (2010), 17 listopada 2010 r.

²⁶ Do priorytetowych korytarzy przesyłowych, obejmujących region Europy Środkowej, KE zaliczyła połączenia międzysystemowe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej, których celem jest wzmocnienie sieci przepływu energii elektrycznej w kierunkach północ–południe oraz wschód–zachód. Połączenia te nie tylko zapewnią większą integrację krajów Europy Środkowej, lecz także pozwolą na integrację państw bałtyckich – Litwy, Łotwy i Estonii. Oprócz tych połączeń, które mają zwiększyć bezpieczeństwo dostaw energii w regionie, znaczenie dla Europy Środkowej ma również unijny długofalowy program budowy tzw. autostrad energetycznych, których zadaniem będzie pomieszczenie coraz większej ilości energii wiatrowej wytwarzanej na Morzu Północnym oraz Bałtyckim i energii pochodzącej z odnawialnych źródeł, a także stawienie czoła coraz bardziej elastycznemu i zdecentralizowanemu popytowi na energię elektryczną. Pierwsze autostrady mają być uruchomione do 2020 r.

służą bezpieczeństwu dostaw już obecnie, ale są one zarazem częścią szerszego projektu Korytarza Północ–Południe, dzięki któremu możliwe będzie powstanie prawdziwego, zintegrowanego rynku gazowego Europy Środkowej z więcej niż jednym zewnętrznym dostawcą.

W sensie geostrategicznym nowe połączenia międzysystemowe przyniosą krajom Europy Środkowej następujące korzyści:

- 1) pozwolą zdywersyfikować dostawców gazu ziemnego na potrzeby rynku środkowoeuropejskiego (dzięki dostępowi do terminali LNG oraz gazociągów Korytarza Południowego transportujących gaz z Azji Centralnej) i tym samym uzyskać większą niezależność od dostaw rosyjskich;
- 2) stanowić będą, wraz z rezerwami strategicznymi, kluczowe zabezpieczenie na wypadek zewnętrznych zakłóceń dostaw ze wschodu;
- 3) umożliwią transport gazu ziemnego w różnych kierunkach, w tym północ–południe i zachód–wschód, zmniejszając zależność od powstałego jeszcze w czasach ZSRR jednokierunkowego systemu gazociągowego wschód–zachód.

Otwarcie nowych połączeń może wzmocnić bezpieczeństwo energetyczne regionu również w wymiarze ekonomicznym dzięki:

- 1) uzyskaniu większej elastyczności w wyborze dostawców;
- 2) stworzeniu dostępu do kontraktów zawieranych na rynku *spot*;
- 3) otwarciu nowych możliwości zakupów na rynku LNG, którego ceny są bardziej elastyczne i w zależności od koniunktury oraz trendów popytowo-podażowych mogą być korzystniejsze niż ceny gazu dostarczanego gazociągami w ramach mało elastycznych kontraktów długoterminowych;
- 4) stworzeniu większego, zintegrowanego, zliberalizowanego, a przez to bardziej atrakcyjnego dla zewnętrznych dostawców rynku Europy Środkowej, a także szerzej Europy Środkowo-Wschodniej);
- 5) uzyskaniu większej siły przetargowej w negocjacjach z Rosją dotyczących warunków dostaw, co więcej, Gazprom będzie musiał ustalić jedną cenę dla wszystkich odbiorców Europy Środkowej, a nie różnicować ją wedle własnych kalkulacji politycznych i ekonomicznych, tak jak to wygląda obecnie;
- 6) wzrostowi konkurencji na zintegrowanym rynku;
- 7) czerpaniu korzyści z integracji regionu Europy Środkowej ze zintegrowanym rynkiem gazowym pozostałych krajów UE i stworzenia największego na świecie zintegrowanego rynku energii i gazu.

BUDOWAZEWNĘTRZNEGO WYMIARU POLITYKI ENERGETYCZNEJ UE W ROKU PREZYDENCJI WĘGIERSKIEJ I POLSKIEJ

Węgry jednym z priorytetów swojej prezydencji w UE uczyniły bezpieczeństwo dostaw, zmniejszanie zależności importowych od krajów spoza UE i integrację rynków energetycznych, zwłaszcza w kontekście tworzenia połączeń międzysystemowych energii elektrycznej i gazu ziemnego. W sferze WPZiB i bezpieczeństwa energetycznego Budapeszt skoncentrował się na rozwoju inicjatywy partnerstwa wschodniego, a także integracji z UE Chorwacji, która jest jednym z kluczowych

elementów Korytarza Północ–Południe. Pierwsze spotkanie szefów państw i rządów UE dotyczące bezpieczeństwa dostaw i europeizacji polityki energetycznej odbyło się na początku węgierskiej prezydencji w lutym 2011 r. W trakcie tego spotkania przyjęty został komunikat potwierdzający zaangażowanie państw członkowskich UE na rzecz bezpiecznej, pewnej, zrównoważonej i osiągalnej cenowo energii i przywiązanie do trzech głównych celów polityki energetycznej UE. Z punktu widzenia krajów Europy Środkowej ważne było wskazanie konieczności działania w tych dziedzinach na poziomie UE, a także operacjonalizacji solidarności między państwami członkowskimi. Komunikat podkreślał potrzebę zapewnienia większej spójności w stosunkach UE z kluczowymi zewnętrznymi producentami, krajami tranzytowymi i konsumentami energii, na czym szczególnie zależy krajom Europy Środkowej. W zakresie zewnętrznej polityki energetycznej wskazał on jednocześnie konieczność większej kreatywności UE na forach międzynarodowych i rozwoju partnerstw energetycznych z kluczowymi uczestnikami rynku energetycznego w licznych dziedzinach bezpieczeństwa energetycznego, w tym budowie transgranicznych korytarzy przesyłowych. Węgry były pierwszym krajem UE działającym w zmienionych traktatem lizbońskim warunkach instytucjonalnych – w komunikacie Rady wezwano zatem również wysokiego przedstawiciela UE do uwzględnienia w pełni w swoich pracach problemów bezpieczeństwa energetycznego²⁷.

Przed polską prezydencją, jako ostatnią reprezentującą interesy krajów Europy Środkowej, stało wyzwanie uczynienia z zewnętrznej polityki energetycznej UE priorytetu. Polska wskazała zatem następujące cele prezydencji w sferze bezpieczeństwa energetycznego: rozwijanie rynku wewnętrznego i implementacja trzeciego pakietu liberalizacyjnego jako warunku zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego; wzmacnianie zewnętrznej polityki energetycznej UE oraz rozwijanie mechanizmów prewencyjnych, aby nie doszło do ponownych kryzysów gazowych; rozwój legislacji w zakresie efektywności energetycznej oraz pakietu infrastrukturalnego; finalizacja negocjacji nad rozporządzeniem nt. integralności i transparentności rynku energetycznego (REMIT); wzmocnienie bezpieczeństwa morskich platform naftowych i gazowych. Przez zwiększenie znaczenia zewnętrznego wymiaru polityki energetycznej UE Polska rozumie wzmacnianie pozycji UE względem zarówno zewnętrznych producentów, krajów tranzytowych, jak i importerów. Traktujemy tę kwestię priorytetowo, zakładając, że zewnętrzna polityka energetyczna odegra kluczową rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa UE w przyszłości. Prezydencja zorganizowała m.in. seminarium na temat pogłębienia i poszerzenia Wspólnoty Energetycznej, a także szczyt partnerstwa wschodniego. Obie inicjatywy postrzegane są jako przejaw zwrotu polityki energetycznej UE w kierunku wschodnim. Wpisują się one zarazem w plany wzmocnienia zewnętrznego wymiaru polityki energetycznej UE. Wśród krajów partnerstwa wschodniego znajdują się zarówno kluczowe kraje tranzytowe (Ukraina, Białoruś, Gruzja), jak i producenci ropy i gazu (Azerbejdżan). Ukraina i Mołdowa są zarazem od 2009 r. członkami Wspólnoty Energetycznej. Jednym z czterech kluczowych obszarów współpracy

²⁷ European Council the President, *Conclusions on Energy*, 4 lutego 2011 r. (PCE 026/11).

w ramach partnerstwa wschodniego (tzw. *thematic platforms*) jest bezpieczeństwo energetyczne²⁸. Celem partnerstwa jest wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego w wymiarze ekonomicznym (przez reformę rynków energetycznych oraz tworzenie paneuropejskiego zintegrowanego rynku energii) oraz geostrategicznym (zwiększenie bezpieczeństwa dostaw przez wzmocnienie infrastruktury przesyłowej, budowę nowych połączeń, w tym w ramach Korytarza Południowego, tworzenie rezerw strategicznych, rozbudowę zdolności produkcyjnych i przesyłowych energii elektrycznej), a także w wymiarze ekologicznym (działania na rzecz podnoszenia efektywności energetycznej oraz zwiększania udziału odnawialnych źródeł energii). Inicjatywa ta w pełni wpisuje się zatem we wzmocnienie zewnętrznego wymiaru unijnej polityki energetycznej.

Prezydencja polska zorganizowała ponadto we wrześniu nieformalne spotkanie ministrów energetyki UE we Wrocławiu, którego następstwem było przyjęcie konkluzji Rady ds. Energii. Natomiast w grudniu w Warszawie odbyła się konferencja „Strategic Energy Technology Plan” (tzw. SET-Plan²⁹) zakończona przyjęciem deklaracji warszawskiej – zbioru zaleceń dotyczących polityki naukowo-badawczej w sferze energii. Zgodnie z deklaracją państwa UE będą inwestować w nowe technologie i poszukiwanie metod efektywnego pozyskiwania i wykorzystania energii. Zaproponowano powołanie specjalnych funduszy (zasilanych z zysków ze sprzedaży pozwoleń na emisję CO₂), które będą umożliwiały implementację SET-Planu.

W interesie obu państw sprawujących prezydencję w 2011 r. leżało wzmocnienie wspólnej platformy stosunków energetycznych UE w odniesieniu do środowiska zewnętrznego i synergia polityki energetycznej oraz wspólnej polityki zagranicznej i bezpieczeństwa. Największym sprzymierzeńcem w tym zakresie jest KE, podczas gdy wiele państw członkowskich zachowuje raczej wstrzeźliwość bądź sprzeciwia się rozszerzaniu zewnętrznych kompetencji UE w sferze energetycznej. Zanim państwa Europy Środkowej stały się członkami UE, polityka energetyczna formalnie nie była częścią WPZiB i ani wysocy urzędnicy w Brukseli, ani politycy nie dostrzegali związków między bezpieczeństwem energetycznym i właściwym obszarem WPZiB³⁰. Mimo że już od lat 90. UE powoływała regionalne dialogi energetyczne, miały one raczej charakter *ad hoc* i nie były częścią przemyślanego, kompleksowego planu strategicznego. Debatę nad stworzeniem strategicznego podejścia do polityki energetycznej w jej wewnętrznym i zewnętrznym wymiarze zapoczątkowali w 2005 r. Brytyjczycy, ożywił ją natomiast kryzys gazowy. KE już w *Zielonej księdze* z 2006 r. jasno opowiedziała się za stworzeniem spójnej zewnętrznej polityki energetycznej, która umożliwi krajom członkowskim przemawianie wspólnym głosem w kwestiach energetycznych i tym samym pozwoli im dużo lepiej realizować

²⁸ K. Pronińska, „Partnerstwo Wschodnie – współpraca energetyczna”, w: A. Szeptycki (red.), *Między sąsiedztwem a integracją*, Dom Wydawniczy Elipsa, Warszawa 2011.

²⁹ SET-Plan – przyjęty przez UE w 2008 r. jako pierwszy etap w tworzeniu nowoczesnej polityki technologii energetycznych i rozwoju badań nad nowymi technologiami energetycznymi, tak by osiągnąć cele pakietu klimatyczno-energetycznego, transferu technologii, utrzymania przywództwa UE w rozwoju technologii niskoemisyjnych.

³⁰ R. Youngs, *Energy Security. Europe's New Foreign Policy Challenge*, Routledge, London–New York 2009, s. 22.

interesy w sferze bezpieczeństwa energetycznego. W praktyce okazało się, że efekt „szoku gazowego” był krótkotrwały i w kolejnych latach realizacja zewnętrznego wymiaru polityki energetycznej UE została zdominowana przez politykę klimatyczną i integrację rynków energetycznych³¹. W świetle tych niepowodzeń wydarzenia minionego roku skłaniać mogą do większego optymizmu, jeśli chodzi o praktyczną realizację zewnętrznej polityki energetycznej UE.

We wrześniu 2011 r. został przyjęty komunikat KE ws. bezpieczeństwa dostaw energii i międzynarodowej współpracy energetycznej zatytułowany *Polityka energetyczna UE: stosunki z partnerami spoza UE*³². Dokument ten z pewnością stanowi największy jak do tej pory krok naprzód we wzmacnianiu roli UE w sferze energetycznej w stosunkach zewnętrznych. KE stwierdza w nim, że dwustronne stosunki państw członkowskich UE z państwami trzecimi „nie zwiększają bezpieczeństwa dostaw energii i konkurencyjności UE, a mogą wręcz prowadzić do fragmentacji rynku wewnętrznego”. Odnosząc się do strategii *Energia 2020*³³, której jednym z priorytetów jest „jeden głos w kwestiach energetycznych w świecie”, zapowiada podjęcie konkretnych działań na rzecz wzmacniania zewnętrznego wymiaru polityki energetycznej. W tym celu zobowiązano państwa do regularnej wymiany informacji na temat umów międzyrządowych dotyczących sfery energetycznej³⁴. Dokument przewiduje również utworzenie kompleksowego systemu partnerstw energetycznych (zróżnicowanych w zależności od charakteru stosunków z danym partnerem), co oznacza zarówno promowanie nowych inicjatyw partnerstwa, jak i pogłębianie prowadzonych dialogów z dostawcami i położenie w nich nacisku na zagadnienia sprawnego zarządzania i inwestycji, zaangażowanie UE na forach światowych, takich jak np. G-20, utworzenie międzynarodowej grupy ds. międzynarodowej współpracy energetycznej, udział UE w prowadzonych w skali światowej debatach na temat zarządzania zasobami energetycznymi, wspieranie bardziej zrównoważonej polityki energetycznej w państwach trzecich.

W dokumencie bardzo istotne jest podkreślenie konkurencyjnego charakteru globalnego środowiska energetycznego, tym bardziej że dotychczas UE pozostawała wyjątkowo powolna w reagowaniu na rosnącą rywalizację na rynkach energetycznych, w Azji Centralnej czy Afryce. Dlatego też uznano w nim, że „UE musi zdobyć na arenie międzynarodowej silną, wpływową i odpowiadającą jej aspiracjom pozycję, aby zapewnić dostawy energii na swoje potrzeby”. Siła zintegrowanego ryn-

³¹ Spektakularnym tego wyrazem był Strategiczny Przegląd Energetyczny z 2007 r., zapowiedziany w *Zielonej księdze*. Dzięki niemu dostrzeżono uderzającą nierównowagę między poszczególnymi wymiarami polityki energetycznej UE i koncentrację uwagi na zmianach klimatycznych oraz budowie rynku wewnętrznego. Szerzej: J. Gault, *European Energy Security: Balancing Priorities*, Fondation para les Relations Internationales y el Dialogo Exterior, „FRIDE Comment”, Madrid, May 2007; R. Youngs, op. cit., s. 27–29.

³² *Communication on Security of Energy Supply and International Cooperation – The EU Energy Policy: Engaging with Partners beyond Our Borders*, 7 września 2011 r.

³³ Zob. *Rocznik Strategiczny 2010/11*, op. cit.

³⁴ Mechanizm wymiany informacji obejmować ma etap przed rozpoczęciem negocjacji z państwami trzecimi i fazę postnegocjacyjną. KE zapowiedziała gotowość do udzielania wsparcia prawnego w trakcie procesu negocjacyjnego, ale także możliwość sporządzania oceny danej umowy *ex ante* w sprawie jej zgodności z przepisami UE.

ku UE powinna być wykorzystywana w rywalizacji o projekty tras transportu surowców energetycznych. Nowatorskim rozwiązaniem jest zapis, zgodnie z którym w przypadkach, gdy umowy z państwami trzecimi mają duży wpływ na unijne cele w zakresie polityki energetycznej oraz jeżeli istnieje możliwość zapewnienia wyraźnej wartości dodanej przez wspólne działanie, konieczne może być udzielenie mandatów negocjacyjnych dla UE. Precedensowy charakter miało nadanie 12 września 2011 r. przez Radę UE mandatu Komisji w zakresie prowadzenia negocjacji z Azerbejdżanem i Turkmenistanem. Negocjacje dotyczą prawnie wiążącego traktatu międzynarodowego w sprawie budowy gazociągu transkaspjskiego. Podwodny gazociąg byłby kluczowym elementem Korytarza Południowego UE, którym turkmeński gaz mógłby być transportowany do krajów UE, z pominięciem Rosji.

Pod koniec roku został przyjęty dokument *Energy Roadmap 2050*, który potwierdził dotychczasowe kierunki strategiczne polityki energetycznej UE wskazane w strategii *Energy 2020*. Zgodnie z mapą drogową w latach 2020–2050 dokonana zostanie transformacja systemu energetycznego UE w kierunku: 1) oszczędzania energii i podnoszenia efektywności energetycznej; 2) przestawiania się na energię odnawialną; 3) substytuowania produkcji węglowej wzrostem wykorzystania gazu ziemnego; 4) dekarbonizacji systemu m.in. przy wykorzystaniu energii nuklearnej; 5) wykorzystania inteligentnych technologii energetycznych. W zakresie polityki zewnętrznej w mapie drogowej założono, że UE powinna prezentować bardziej skoordynowane stanowisko w międzynarodowych stosunkach energetycznych³⁵.

³⁵ *Energy Roadmap 2050*, Komunikat KE z 15 grudnia 2011 r.