

OBSERWATORIUM BEZPIECZEŃSTWA
KAMILA PRONIŃSKA
doi 10.7366/2300265420152107

BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE W WARUNKACH UWALNIANIA AMERYKAŃSKIEJ I IRAŃSKIEJ ROPY ORAZ BUDOWY UNII ENERGETYCZNEJ W EUROPIE

Celem artykułu jest identyfikacja i analiza głównych trendów o charakterze ekonomicznym i geopolitycznym mających wpływ na bezpieczeństwo energetyczne świata i Unii Europejskiej w 2015 r. W części pierwszej charakteryzowane są czynniki wpływające na kształtowanie się obecnych globalnych trendów popytowo-podażowych na rynku ropy. Niskie ceny ropy oraz decyzja o uwolnieniu amerykańskiego eksportu tego surowca i perspektywy zwiększenia dostępu do irańskiej ropy uznane są za główne zmienne mające istotne implikacje dla globalnego bezpieczeństwa energetycznego. W części drugiej opracowania rozważania zostają przeniesione na poziom regionalny, tj. bezpieczeństwa energetycznego Europy. W tym regionalnym odniesieniu badawczym analizowane są: po pierwsze, polityka energetyczna UE i działania na rzecz nadania kształtu unii energetycznej; po drugie, współczesna dynamika stosunków energetycznych UE–Rosja z perspektywy kryzysu politycznego w stosunkach Zachodu z tym krajem oraz działań na rzecz uruchomienia połączenia gazociągowego Nord Stream II.

TRENDY NA ŚWIATOWYM RYNKU ROPY – SPADAJĄCE CENY I PERSPEKTYWY UWALNIANIA AMERYKAŃSKIEGO I IRAŃSKIEGO EKSPORTU

Z tego względu, że ropa naftowa jest najważniejszym źródłem energii na potrzeby światowej gospodarki (jej udział w światowym bilansie energetycznym kształtuje się na poziomie 32,5%¹), do tego jest surowcem trudno substytuowalnym², zmiany, jakie zachodzą na światowym rynku naftowym, mają podstawowe znaczenie dla globalnego bezpieczeństwa energetycznego. Dotyczy to zarówno trendów ekonomicznych – dynamiki popytu i podaży, cen surowca i poziomu inwestycji w sektorze, jak i uwarunkowań politycznych – w tym zwłaszcza stabilności głównych regionów produkcji i transportu.

¹ Obliczenia na podstawie danych: *BP Statistical Review of World Energy June 2015*, 64th edition, BP, czerwiec 2015, s. 41.

² W porównaniu z innymi pierwotnymi nośnikami energii, wykorzystywanymi zwłaszcza do produkcji energii elektrycznej i ciepłej, a których udział w bilansie wytwarzania energii finalnej zależy od uwarunkowań politycznych, technologicznych, ekonomicznych, ropę znacznie trudniej jest zastąpić. Zużywana jest ona bowiem przede wszystkim w transporcie, a w tej dziedzinie trudności ze zwiększaniem wykorzystania biopaliw czy energii elektrycznej potwierdzają tezę nie tylko o braku konkurencji ze strony innych źródeł paliw silnikowych (np. biopaliw), ale także technologicznych barierach ich stosowania na szerszą skalę.

W wymiarze ekonomicznym rynek naftowy doświadcza obecnie nadpodaży surowca, która skutkuje utrzymywaniem się niskich cen³. Cena ropy Brent (tj. pochodzącej z Morza Północnego, będącej najwyższym wycenianym benchmarkingowym gatunkiem ropy) spadła w 2015 r. do średniego poziomu 52,32 USD, a północnoamerykańska ropa WTI osiągnęła średni poziom 48,67 USD/b. W kilkuletniej perspektywie porównawczej oznaczało to najniższy poziom cen Brent od lipca 2004 r., a w porównaniu z 2014 r. spadek o 47%⁴.

Źródeł znacznego spadku cen ropy na światowych giełdach należy poszukiwać przede wszystkim w mniejszym przyroście popytu największych światowych gospodarek w stosunku do wzrostu podaży. Podczas gdy podaż ropy w 2015 r. wzrosła o 2,6 mln baryłek dziennie (b/d), światowy popyt zwiększył się zaledwie o 1,7 mln b/d (tj. do poziomu 94,5 mln b/d)⁵. Europa, Chiny, a także USA jako główni importerzy ropy z różnych względów, ale niemalże w tym samym czasie, zaczęli ograniczać swe potrzeby konsumpcyjne i/bądź importowe. Gospodarki spoza Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD), na które przypada ponad połowa światowej konsumpcji energii, z Chinami na czele, charakteryzowały się mniejszą dynamiką wzrostu konsumpcji energii. W tej grupie państw konsumpcja ropy wzrosła do poziomu 48,3 mln b/d, co oznaczało identyczny wzrost jak w roku poprzednim (tj. o 1,2 mln b/d)⁶. Kolejny rok z rzędu spowolnienie chińskiej gospodarki skutkowało mniejszym wzrostem zapotrzebowania na ropę (tj. 11,2 mln b/d, co oznaczało wzrost o 0,6 mln b/d)⁷. Jest to wynikiem silnej zależności między wzrostem gospodarczym Chin a konsumpcją energii, wyrażaną wskaźnikiem intensywności energetycznej. Spośród znaczących konsumentów energii spoza OECD mniejsze zapotrzebowanie w związku ze spowolnieniem gospodarczym odnotowywały też Rosja i Brazylia.

W państwach OECD popyt w 2014 r. spadł o 0,3 mln b/d, a w 2015 r. nieznacznie wzrósł, tj. o 0,5 mln b/d⁸. W przypadku Europy (popyt w 2015 r. utrzymywał się na poziomie 13,5 mln b/d, co oznaczało stagnację) jest to wynik średniookresowych skutków kryzysu finansowego i załamania gospodarczego, ale także wdrażania polityki klimatyczno-energetycznej, zakładającej redukowanie udziału paliw kopalnych w bilansie energetycznym. Ponadto w samym 2015 r. umiarkowane temperatury w okresie zimowym w Europie, Japonii, czy Ameryce Północnej również przyczyniły się do mniejszej konsumpcji ropy niż zazwyczaj w ostatnim kwartale.

³ Trend ten obserwowany był już w 2014 r. i poddawany analizie na łamach ubiegłorocznej edycji *Rocznika Strategicznego*, zob. K. Pronińska, „Bezpieczeństwo energetyczne w dobie spadających cen ropy i wojny na Ukrainie”, *Rocznik Strategiczny* 2014/15.

⁴ Cena WTI również spadła o 47% w porównaniu z 2014 r., a jej poziom ze stycznia 2016 r., tj. 30,31 USD/b, był najniższy od grudnia 2003 r. Obliczenia własne na podstawie danych Energy Information Administration: <http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=p&s=rb&f=m> (dostęp 1.02.2016).

⁵ Za wzrost podaży odpowiadała głównie OPEC, do której w 2015 r. ponownie dołączyła Indonezja. IEA, *Oil Market Report*, 19 stycznia 2016 r., s. 4, 16.

⁶ Ibidem, s. 4.

⁷ Ibidem, s. 10.

⁸ Ibidem, s. 5.

W przypadku USA, które są największym na świecie konsumentem ropy, następuje nie tyle redukcja potrzeb konsumpcyjnych, ile znaczące ograniczenie zapotrzebowania na import tego surowca. Zgodnie z oceną EIA import netto ropy i produktów naftowych wynosił 27% konsumpcji wewnętrznej, co oznaczało, że jest on najniższy od 1985 r.⁹ Jest to wynikiem trwającej rewolucji łupkowej w Ameryce Północnej – tj. dynamicznego rozwoju produkcji tzw. węglowodorów niekonwencjonalnych¹⁰. Po stronie podażowej oznacza to wzrost ilości sprzedawanej na amerykańskim rynku ropy i tym samym ograniczanie importu. Wprawdzie obowiązujące w USA do końca 2015 r. embargo na eksport ropy ograniczało wpływ rewolucji łupkowej na strukturę światowego handlu ropą (tj. nie uległy zmianie główne ośrodki eksportu), ale możliwość rozprzestrzenienia się produkcji niekonwencjonalnej na inne regiony wpływała na decyzje podejmowane przez wciąż kluczowego eksportera tego surowca, tj. Arabię Saudyjską. W rezultacie Organizacja Państw Eksporterów Ropy (OPEC), w której to Arabia Saudyjska (głosując w ramach koalicji innych państw Zatoki Perskiej – Kuwejt, Kataru i ZEA) odgrywa kluczową rolę, nie podejmowała decyzji o cięciu produkcji celem stabilizacji cenowej rynku. Podczas ostatniego spotkania kartelu w 2015 r. (4 grudnia) podtrzymano decyzję o kontynuowaniu dotychczasowej polityki obrony udziałów rynkowych w warunkach niskich cen ropy¹¹.

Konsekwencją decyzji o niewprowadzaniu limitów był wzrost produkcji ropy w 2015 r. Zgodnie z danymi Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) Rosja w 2015 r. produkowała 11,1 mln baryłek dziennie, Arabia Saudyjska 10,1 mln b/d, a USA 9,43 mln baryłek¹². Wysoki poziom produkcji najważniejszych eksporterów w połączeniu z decyzją OPEC doprowadził do sytuacji, w której w styczniu 2016 r. ceny ropy osiągnęły poziom najniższy od 12 lat – 27 USD/baryłkę. Ceny na tym poziomie są już określane przez ośrodki analityczne jako „irracjonalnie” niskie, tj. nawet

⁹ Zgodnie z danymi EIA (Energy Information Administration) amerykański import ropy spadł z poziomu 12,55 mln baryłek dziennie (mbd) w 2005 r. (około 60% ówczesnej amerykańskiej konsumpcji) do 7,45 mbd w roku 2012. W pierwszym kwartale 2014 r. USA importowały 7,5 mbd. Zgodnie z prognozami EIA udział importu w całkowitej krajowej konsumpcji ma spaść do poziomu 25% w 2016 r., a następnie wzrosnąć do 32% w 2040 r. *Annual Energy Outlook 2014 with Projections to 2040*, DOE/EIA-0383(2014), kwiecień 2014, s. IF-10; EIA, *How Much Petroleum Does the United States Import and from Where?*, <http://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=727&t=6> (dostęp 1.02.2016).

¹⁰ W niniejszym artykule termin „węglowodory niekonwencjonalne” odnosi się do produkcji ropy czy gazu ze złóż niekonwencjonalnych takich jak piaski bitumiczne (zwłaszcza kanadyjska produkcja ropy z piasków bitumicznych), formacje łupkowe czy inne typy skał (odpowiedzialne za wzrost amerykańskiej produkcji). W literaturze w zależności od badanego okresu termin „ropa niekonwencjonalna” stosowany był także do innych trudno dostępnych złóż, np. szelfowych, czy paliw syntetycznych. Tym, co łączy „węglowodory niekonwencjonalne”, jest wykorzystanie przełomowych w danym okresie i zaawansowanych technologii wydobywczych. Jak zauważa Daniel Yergin, wszystkie te technologie „rozciągają definicje ropy, aby sprostać rosnącemu globalnemu popytowi (...) do 2030 r. większość tych niekonwencjonalnych typów ropy będzie określana jako konwencjonalna” – D. Yergin, *The Quest. Energy, Security, and the Remaking of the Modern World*, Penguin, New York 2012, s. 265.

¹¹ Sekretarz generalny OPEC Abdullah al-Badri na spotkaniu z dziennikarzami uzasadniał decyzję OPEC niepewnością związaną z przewidywaniami, jaki będzie efekt zniesienia irańskich sankcji dla rynku ropy. R. el Gamal, A. Lawler, R. Shamseddine, „OPEC fails to agree production ceiling after Iran pledges output boost”, Reuters, 4 grudnia 2015 r.

¹² IEA, *Oil Market Report*, 19 stycznia 2016 r.; dane dot. USA: EIA, *Short-Term Energy Outlook*, 12 stycznia 2016 r.

poniżej kosztów wydobycia w niektórych miejscach (zwłaszcza dotyczy to wydobycia z trudniej dostępnych złóż szelfowych).

Z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego podstawowe pytanie brzmi: jakie implikacje niesie ze sobą utrzymywanie się niskich cen ropy dla stabilności dostaw i przyszłości rynku energetycznego. Należy bowiem podkreślić, że zarówno bardzo wysokie, jak i bardzo niskie ceny ropy, „pozostając ważną zmienną makroekonomiczną”, mogą prowadzić do kryzysów energetycznych, stwarzając zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego i zagrażać gospodarce¹³. Odpowiedź na postawione pytanie wymaga uwzględnienia, po pierwsze, charakteru zależności występujących między stabilnymi cenami ropy a bezpieczeństwem ekonomicznym, społecznym, a także politycznym państw eksporterów tego surowca; po drugie, funkcji, jakie pełnią poszczególne państwa w światowym łańcuchu dostaw energii – niektóre z nich mogą stać się beneficjentami obecnej sytuacji rynkowej, inne wręcz odwrotnie; w końcu relacji między cenami ropy a realizowaną polityką energetyczną. Oprócz tego w perspektywie długookresowej należy uwzględnić najbardziej podstawową zależność – niskie ceny ropy nie sprzyjają inwestycjom w sektorze naftowym¹⁴. Mowa tu o inwestycjach zarówno w eksplorację i wydobycie (*upstream*), jak i infrastrukturę transportową i rafineryjną (*midstream* i *downstream*). W pierwszej kolejności ucierpieć mogą najbardziej kosztowne inwestycje, tj. w zagospodarowanie złóż szelfowych i niekonwencjonalnych. Przy czym należy podkreślić, że jest to też element strategii Arabii Saudyjskiej liczącej właśnie, że zależność ta przyczyni się do spowolnienia rozwoju produkcji niekonwencjonalnej (jeśli nawet nie w Ameryce Północnej, to przynajmniej w innych regionach, gdzie stanie się ona po prostu nieopłacalna). Niewątpliwie jednak spadek inwestycji w sektorze, zwłaszcza w nowe moce wytwórcze, jest wyzwaniem dla długoterminowego bezpieczeństwa energetycznego.

Z perspektywy politologicznej kluczowe są jednak oddziaływania niskich cen ropy na gospodarkę, politykę oraz społeczeństwo państw naftowych i ich stabilność. Ów charakter zależności występujących między stabilnymi cenami ropy a bezpieczeństwem ekonomicznym, społecznym, a także politycznym państw eksporterów jest przedmiotem licznych analiz naukowych. „Syndrom państwa naftowego”, „paradoks obfitości” czy w końcu „klątwa surowcowa” – to terminy najczęściej stosowane w tym odniesieniu badawczym. Koncentruje się ono na zjawisku strukturalnych problemów gospodarczych (np. „choroby holenderskiej”¹⁵, korupcjogenności,

¹³ European Commission, *Study on Energy Supply Security and Geopolitics*, Final Report for DG TREN, styczeń 2004, s. 37–41; International Energy Agency, *Analysis of the Impact of High Oil Prices on the World Economy*, IEA, maj 2004, s. 15.

¹⁴ Większość analityków dostrzega korelację między niskimi cenami ropy i zmniejszeniem inwestycji w sektorze energetycznym. Mimo to pojawiają się analizy, w których kwestionowana jest ta teza: G.C. Nakhale, *Low Oil Prices Today May Not Mean Low Investment Tomorrow Source*, 22 stycznia 2016 r., <http://carnegie-mec.org/2016/01/22/global-trends-low-oil-prices-today-may-not-mean-low-investment-tomorrow/itbp> (dostęp 1.02.2016).

¹⁵ Termin wprowadzony w 1977 r. przez *The Economist*, opisujący konsekwencje odkrycia (do najważniejszego doszło w lipcu 1959 r. – odkrycie złoża Groeningen zmieniło holenderską politykę energetyczną oraz umożliwiło w kolejnych latach przekształcenie się Holandii w potentata gazowego) i eksploatacji złóż

silnych dysproporcji ekonomicznych, braku reform strukturalnych i niedorozwoju innych sektorów gospodarki czy wysokiego udziału własności państwowej)¹⁶, jakie niesie ze sobą utrzymywanie wysokiego uzależnienia od dochodów z eksportu surowców w państwach naftowych (ang. *petro-states*). To te czynniki mogą być katalizatorem niepokojów społecznych, a nawet przewrotów politycznych i konfliktów zbrojnych w warunkach utrzymywania się niskich cen eksportowanych surowców¹⁷. Wiele z państw naftowych równocześnie charakteryzuje autorytarny system władzy, który jest między innymi wynikiem polityki fiskalnej zasobnego w dochody ze sprzedaży surowców reżimu, wysokich wydatków publicznych i utrzymywania struktur patronackich dla stabilizowania władzy¹⁸. Kraje naftowe utrzymują ponadto wysoki poziom subwencji w sektorze węglowodorowym, w tym zwłaszcza subwencji energii elektrycznej, ciepłej i paliw dla odbiorców końcowych. W warunkach spadających dochodów eksportowych kontynuowanie takiej polityki staje się niekiedy zbyt kosztowne, a to z kolei może wywoływać niepokoje społeczne. W sferze stosunków międzynarodowych trudniejsza może się okazać projekcja siły przez państwa naftowe. Państwo naftowe buduje bowiem swą pozycję międzynarodową właśnie dzięki dochodom z eksportu ropy. To one w istocie, jak zauważa Terry L. Karl, kształtują dynamikę wpływów (potęgi) państwa naftowego¹⁹. Wszystkie te czynniki i zależności muszą zostać uwzględnione w ocenie znaczenia obecnej sytuacji rynkowej dla globalnego bezpieczeństwa energetycznego. Stabilność polityczna i gospodarcza kraju naftowego jest bowiem podstawowym uwarunkowaniem kształtowania pewności dostaw surowców energetycznych i oceny skali zagrożenia związanego z utrzymywaniem wysokiego poziomu zależności importowej od danego państwa czy regionu.

Tymczasem, zgodnie z oceną zaprezentowaną przez Międzynarodowy Fundusz Walutowy i Deutsche Bank, większość najważniejszych eksporterów ropy nie jest w stanie bilansować budżetu przy obecnej jej cenie. Ukazuje to wykres 1, opracowany na podstawie szacunków obu tych instytucji finansowych.

Dochody eksportowe w przypadku wskazanych państw w istocie finansują większość wydatków rządowych, w tym przeznaczanych na cele społeczne (państwa te charakteryzuje m.in. wysoki poziom subsydiowania paliw i energii). W obecnej sytuacji rynkowej jedynie najbogatsze państwa Zatoki Perskiej, a zwłaszcza Arabia

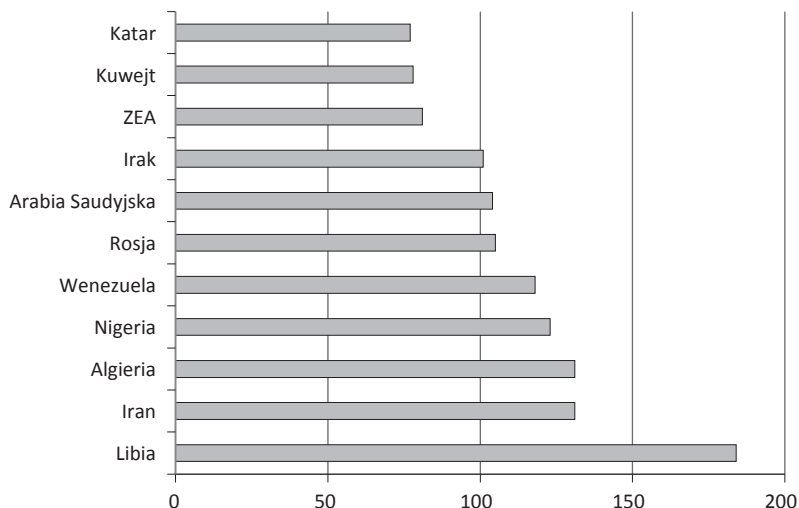
gazu w Holandii w latach sześćdziesiątych XX w. Odkrycia te uruchomiły procesy deindustrializacji – dynamicznie rozwijał się sektor wydobywczy, podczas gdy dynamika rozwoju innych sektorów gospodarki znacznie spowolniła.

¹⁶ Zob. np.: R. Auty, *Sustaining Development in Mineral Economies: The Resource Curse Thesis*, Routledge, London 1993; idem, *Resource Abundance and Economic Development*, Oxford University Press, Oxford 2001; T.L. Karl, „The perils of the petro-state: Reflections on the paradox of plenty”, *Journal of International Affairs* 1999, t. 53, nr 1; M.L. Ross, „The political economy of the resource curse”, *World Politics* 1999, nr 51.

¹⁷ Jednymi z najbardziej uznanych badaczy w tym zakresie są Paul Collier i Anke Hoeffler, którzy stawiają tezę, iż największe ryzyko wybuchu wojen domowych we współczesnym świecie niosą ze sobą nie podziały etniczne, lecz bogactwo surowcowe regionu – tj. uzależnienie PKB od eksportu surowców.

¹⁸ J.D. Colgan, „Oil, domestic politics, and international conflict”, *Energy Research & Social Science* 2014, nr 1, s. 199–200.

¹⁹ Zob. T.L. Karl, op. cit.



Wykres 1

Cena ropy potrzebna do bilansowania budżetu państw eksporterów w 2014 r. (w USD)

Źródło: opracowanie własne na podstawie szacunków Deutsche Bank i MFW.

Saudyjska, ze względu na zgromadzone w okresie bardzo dobrej koniunktury na rynku naftowym rezerwy walutowe mogą uniknąć poważnych problemów gospodarczych. Sytuacja pozostałych (Ameryki Południowej, Afryki, Rosji, Iranu) jest znacznie trudniejsza. Jedną zatem z konsekwencji utrzymujących się trendów cenowych mogą być problemy gospodarcze państw OPEC i producentów spoza OPEC (tj. deficyt budżetowy, który zmusi rządy bądź do poszukiwania nowych źródeł dochodów, bądź redukcji wydatków; a także zmniejszanie rezerw walutowych, co jest szczególnie niebezpieczne ze względu na fakt, iż większość państw naftowych jest zależna od importu dóbr i usług, tymczasem zmniejszenie rezerw walutowych może oznaczać dewaluację waluty krajowej)²⁰. Spadające ceny już skłoniły rząd Nigerii do zwrócenia się o pomoc Banku Światowego, a wartość rosyjskiego rubla w stosunku do dolara osiągnęła najniższy poziom w historii²¹.

W okresach dekoniunktury na rynku naftowym mechanizm gospodarki opartej na petrodolarach państw o aspiracjach mocarstwowych skłania je do poprawy wizerunku w relacji do państw importerów (objawia się to m.in. łagodniejszą retoryką i bardziej kooperatywnym zachowaniem). Równocześnie w odniesieniu do innych podmiotów obserwuje się tendencje do zaostrzania kursu polityki zagranicznej, włącznie ze zwiększaniem ich zaangażowania w regionalne konflikty zbrojne (np. Rosja vs. Ukraina; państwa Zatoki vs. wojna w Syrii czy Jemenie). Jest to taktyka odwracania uwagi społeczeństwa od problemów gospodarczych i koncentracji jej na zidentyfikowanym przez władze wrogu zewnętrznym.

²⁰ Zob. „Cheaper oil. Winners and losers”, *The Economist* z 25 października 2014 r.

²¹ „Global stocks fall on oil price weakness”, *Dow Jones Business News* z 2 lutego 2016 r., <http://www.nasdaq.com/article/global-stocks-fall-on-oil-price-weakness-20160202-00091> (dostęp 5.02.2016).

Z perspektywy bezpieczeństwa ekonomicznego i energetycznego skutki utrzymujących się niskich cen ropy będą różne w zależności od regionu i roli, jaką dane państwo odgrywa w globalnym łańcuchu dostaw energii. Biorąc pod uwagę charakter współzależności na międzynarodowym rynku węglowodorów, jego uczestników można podzielić na cztery grupy: 1) państwa eksportujące kapitał i technologie, ale importujące surowce; 2) państwa eksportujące ropę i gaz, a także technologie i kapitał; 3) kraje eksportujące ropę i gaz, ale importujące kapitał i technologie; 4) kraje uzależnione od importu technologii, kapitału i surowców energetycznych²². Jak wskazano powyżej, w największym stopniu dotknięte negatywnymi skutkami obecnych trendów rynkowych będą państwa należące do grupy trzeciej. Największymi beneficjentami natomiast staną się importerzy z OECD. Przy czym należy podkreślić, że niskie ceny ropy oddziałują silnie na przychody koncernów naftowych, co oznacza, że pierwsza grupa – importerzy surowców i eksporterzy kapitału oraz technologii – także poniesie straty. Spadki cen ropy powodują miliardowe straty największych koncernów naftowych (zarówno IOCs – *international oil companies*, jak i NOCs – *national oil companies*), zmuszając je do podejmowania działań restrukturyzacyjnych i obniżania poziomu inwestycji²³.

Ponieważ pozycja Arabii Saudyjskiej na światowym rynku ropy uznawana jest za „podstawowy instrument geoekonomiczny” polityki zagranicznej tego państwa, zmiany, jakich doświadczać będzie rynek naftowy w związku z uwalnianiem eksportu amerykańskiej i irańskiej ropy, stanowią poważne wyzwanie dla Królestwa Saudów²⁴. Dotyczy to także Rosji i jej zdolności do wykorzystywania potencjału surowcowego dla realizacji celów polityki zagranicznej. Wprawdzie wśród analityków nie ma zgody co do możliwości odgrywania przez amerykańską niekonwencjonalną ropę roli zbliżonej do tej pochodzącej z szybów Arabii Saudyjskiej, która jest kluczowym tzw. producentem *swing*, tj. zastępczym w sytuacjach niedoborów ropy na rynku (decydują o tym utrzymywane przez saudyjski sektor naftowy wolne moce produkcyjne)²⁵. Jednakże wpłynie ona na większą elastyczność rynku. Państwa importujące ropę będą miały dostęp nie tylko do nowego źródła dostaw, lecz tak-

²² Za: P. Andrew-Speed, *The Energy Charter Treaty and International Petroleum Politics*, Center for Energy Petroleum and Mineral Law, 2000, zob. też: A.V. Belyi, „New dimensions of energy security of the enlarging eu and their impact on relations with Russia”, *European Integration*, grudzień 2003, t. 25(4), s. 353.

²³ I tak w ostatnim kwartale 2015 r. Exxon Mobil, największy IOC na świecie, deklarował najniższe dochody od 2002 r. Z kolei straty BP, które w 2015 r. wyniosły 5,2 mld USD, doprowadziły do spadku akcji o 8,7%. Oprócz niższych przychodów operacyjnych na straty firm naftowych składały się m.in. obniżenie wartości złóż i koszty związane z koniecznością restrukturyzacji firmy. D. Strumpf, R. Gold, „Stocks fall as sliding oil prices hit energy shares”, *The Wall Street Journal* z 2 lutego 2016 r.

²⁴ D.H. Claes, A. Goldthau, D. Livingston, „Saudi Arabia: Harnessing the oil market”, w: M. Leonard (red.), *Connectivity Wars. Why Migration, Finance and Trade Are the Geo-economic Battlegrounds of the Future*, European Council of Foreign Relations, styczeń 2016.

²⁵ Część autorów uznaje, że nie ma szans, by amerykańska ropa niekonwencjonalna odegrała rolę ropy *swing*. Jak piszą D.H. Claes, A. Goldthau i D. Livingston, „ropa z łupków z pewnością zwiększyła konkurencję na rynku ropy, ale jest znaczną przesadą sugerowanie, że może ona pełnić funkcję nowego dostawcy *swing*” (ibidem, s. 211), zob. też: A. Berman, „Investors beware: U.S. tight oil is not the swing producer of the world”, *Forbes/Energy* z 6 stycznia 2016 r. Inni argumentują, że amerykańskie węglowodory niekonwencjonalne już to zadanie spełniają, zob. „U.S. shale operators may be the new swing producers”, *World Oil* z 19 sierpnia 2015 r.

że większego wolumenu ropy na rynku i większego wyboru jej gatunków. Z pewnością w najbliższych latach wzrośnie zatem konkurencja, a rynek ropy będzie rynkiem kupującego.

W przypadku północnoamerykańskich producentów ropy niekonwencjonalnej niskie ceny wpływają negatywnie na opłacalność produkcji. Już w 2014 r. szacowano, że w świetle ówczesnej ceny Brent na poziomie 85 USD/b jedynie 4/5 produkcji ze złóż łupkowych jest ekonomicznie opłacalne przy obecnie wykorzystywanej technologii²⁶. Mimo to dotychczasowa polityka Arabii Saudyjskiej niereagowania na spadające ceny nie przyniosła znaczącego spadku amerykańskiej produkcji. Koncerny redukowały koszty i inwestowały w większą efektywność produkcji²⁷. Na początku 2016 r. aktywnych było 515 szybów, czyli o 26 mniej niż w roku poprzednim, z tym że w pierwszej kolejności zamykano tradycyjne odwierty²⁸. Spadająca liczba odwiertów jest tłem dla wciąż silnej amerykańskiej produkcji ze złóż niekonwencjonalnych. Znaczące natomiast zmniejszenie dochodów budżetowych państw naftowych i twarde stanowisko Arabii Saudyjskiej w OPEC może skutkować napięciami, a nawet rozłamami w obrębie kartelu.

Zastanawiając się nad korzyściami z tytułu obecnych trendów rynkowych, w pierwszej kolejności wskazać należy wzrost światowej gospodarki. Biorąc pod uwagę zależność między cenami ropy a światową gospodarką, można zauważyć, że niskie ceny sprzyjają szybszemu wzrostowi gospodarczemu. Zgodnie z szacunkami MFW zmiana o 10% w cenach ropy jest powiązana ze zmianą światowego produktu brutto o 0,2%, a jeśli ceny spadają w szybszym tempie – powyżej 25% – wówczas oznacza dodatkowo wyższy o 0,5% wzrost PKB. Ponadto jeśli spadające ceny są uwarunkowane przede wszystkim nadpodażą surowca, to korelacja ta może być nawet silniejsza, gdyż stymuluje większą konsumpcję. Jeśli jednak uwarunkowane są spadającym popytem, wówczas konsumenci są bardziej skłonni do oszczędzania, a zatem efekt (w postaci napędzania wzrostu gospodarczego) jest mniejszy²⁹. W obecnej sytuacji rynkowej największe gospodarki energetyczne i zarazem importujące węglowodory, takie jak Chiny, USA, UE czy Japonia, odnotowują zatem znaczące oszczędności w saldzie obrotów handlu ropą, a łącznie liczone w bilionach dolarów. Mimo to pojawiają się głosy, że niskie ceny ropy w połączeniu ze zwolnieniem gospodarczym Chin mogą być zapowiedzią kolejnej fali recesji gospodarczej³⁰.

²⁶ „America and its friends benefit from falling oil prices; its most strident critics don't”, *The Economist* z 25 października 2014 r.

²⁷ D.H. Claes, A. Goldthau, D. Livingston, op. cit., s. 209.

²⁸ IEA, *Oil Market Report*, op. cit., s. 21–22.

²⁹ „America and its friends benefit from falling oil prices; its most strident critics don't”, *The Economist* z 25 października 2014 r.

³⁰ Goldman Sachs np. szacuje, że sam spadek inwestycji w sektorze energetycznym wywołany niskimi cenami ropy ma większe oddziaływanie na PKB niż zwiększone wydatki konsumpcyjne, co powoduje jednak spowolnienie gospodarcze, a nie gospodarczy boom. M. Philips, „Cheap oil is bad for the economy (at least, so far)”, BloombergBusiness, 15 lipca 2015 r. Jeśli jednak przyjrzeć się historii cen ropy, to widać, że wysokie ceny skutkowały globalną recesją (jak w latach 1973–1974, 1979–1980, 2008 r.), a okresy niskich cen zapowiadały wzrost gospodarczy, jak w połowie lat osiemdziesiątych czy dziewięćdziesiątych. L. Elliott, „Why the falling oil price may not lead to boom”, *The Guardian* z 17 stycznia 2016 r.

Znaczne fluktuacje cen ropy, które odnotowano w ciągu ostatniej dekady, świadczą o problemie natury systemowej – braku równowagi rynkowej³¹. Rzutuje to na bezpieczeństwo ekonomiczne zarówno państw eksporterów, jak i importerów, odpowiednio w warunkach zbyt niskich i nadmiernie wysokich cen ropy. W kolejnych latach dodatkowym czynnikiem sprzyjającym utrwalaniu trendu nadpodaży i niskich cen ropy będzie uwalnianie dodatkowych dostaw ropy. W tym kontekście kluczowa jest, z jednej strony, decyzja amerykańskiego Kongresu o likwidacji embarga eksportowego, z drugiej zaś znoszenie sankcji nałożonych na Iran jako wynik porozumienia w sprawie irańskiego programu nuklearnego.

W grudniu 2015 r. amerykański Kongres podjął historyczną decyzję o zniesieniu obowiązującego od 40 lat embarga na eksport ropy³². Zapowiedzi stopniowego usuwania barier dla eksportu ropy pojawiały się już rok wcześniej, a decyzją prezydenta Baracka Obamy około 24 amerykańskich koncernów otrzymało możliwość eksportu niewielkich ilości lekkiej ropy (*ultra light oil*) już od sierpnia 2015 r. Firmy uzyskały też większe możliwości reeksportu ropy sprowadzanej z Kanady. Ustawa przyjęta przez Kongres stwarza zupełnie nowe szanse dla amerykańskiego sektora naftowego, a przez to i światowego rynku. Decyzja ta jest wynikiem tzw. boomu łupkowego i powrotu USA do światowej czołówki producentów ropy i gazu. Inwestycje w wydobywanie węglowodorów niekonwencjonalnych z wykorzystaniem technologii szczelinowania hydraulicznego (ang. *fracking*) koncentrują się przede wszystkim w Teksasie, Dakocie Północnej i na Alasce. Dotychczas właśnie ze względu na utrzymywany w mocy zakaz eksportu rewolucja łupkowa i wzrost amerykańskiej produkcji miały jednak przede wszystkim znaczenie dla rynku amerykańskiego. Wraz z uwolnieniem eksportu z USA efekt dla rynku światowego, który i tak jest obecnie rynkiem kupującego, będzie znaczny.

Symboliczne znaczenie miał fakt, iż pierwsza po zniesieniu embarga dostawa była zrealizowana do Europy. Tankowcem *Theo T* ropa typu Eagle Ford została wyeksportowana w sylwestra z teksańskiego Corpus Christi do Włoch. Wprawdzie barierą dla większego eksportu amerykańskiej ropy mogą być jej obecne ceny na światowych rynkach (tj. stosunkowo mały *spread* między Brent i WTI, wobec kosztów transportu, które mogą wynieść między 2–3 USD/b). Jednakże decyzja ma historyczny wymiar. Była ona uzasadniona dynamicznym rozwojem produkcji ropy niekonwencjonalnej w USA, pewne znaczenie mogły mieć też negocjacje TTIP z UE (na zniesieniu embarga zależało stronie unijnej, co wyrażała w swym stanowisku negocjacyjnym). Przede wszystkim jednak świadczy ona o zmianie amerykańskiej percepcji zagrożeń bezpieczeństwa energetycznego, jak również roli, jaką USA powinny odgrywać na światowym rynku naftowym. Eksport znacząco zwiększa ich siłę

³¹ Brak równowagi wynika z niedoskonałości rynku naftowego, który charakteryzuje się m.in. brakiem transparentności, barierami wejścia i wyjścia, a także bazowaniem na oligopolistycznej strukturze podaży oraz subwencjach stosowanych w państwach naftowych. D. Gordon, *Drivers of Future Supply*, Carnegie Endowment, 29 września 2015 r.

³² Embargo zostało wprowadzone 22 grudnia 1975 r. na mocy ustawy podpisanej przez prezydenta Geralda Forda. Było ono bezpośrednią konsekwencją „szoku naftowego” 1973 r., ale także faktu, iż amerykański sektor naftowy w latach siedemdziesiątych wkroczył w etap *post-peak oil*.

przetargową w relacji zarówno do Arabii Saudyjskiej, jak i Rosji. USA poszukują w ten sposób nowych źródeł wpływów i siły w polityce międzynarodowej.

Rok 2015 był także przełomowy, jeśli chodzi o negocjacje nuklearne z Iranem. 14 lipca 2015 r. podpisane zostało porozumienie, które niesie implikacje nie tylko dla bezpieczeństwa wojskowego, lecz także energetycznego. Zniesienie sankcji ekonomicznych nałożonych na Iran (decyzja ta została ogłoszona 16 stycznia) oznaczać bowiem będzie wzrost możliwości inwestycyjnych, a tym samym produkcji ropy i gazu. Wzrost eksportu irańskiej ropy i gazu wpłynie na strukturę rynku energetycznego, w tym zwłaszcza kierunki dostaw, oraz pozycję tego państwa w OPEC. Iran już rozwija swą dyplomację energetyczną, chcąc m.in. pośredniczyć w dostawach katarskiego gazu do Europy (przez dostarczanie go do Turcji, a stamtąd do UE³³) czy prowadząc rozmowy o wznowieniu współpracy energetycznej z europejskimi koncernami³⁴. Tymczasem jest o co walczyć, gdyż zgodnie z najnowszymi danymi to Iran posiada największe na świecie udokumentowane rezerwy gazu (stanowiące 18,2% rezerw światowych) i czwarte największe udokumentowane rezerwy ropy³⁵. W 2015 r. wyprodukował 2,86 mln b/d³⁶. Kraj ten ma spory potencjał zwiększenia produkcji, do czego jednak potrzebne są inwestycje. IEA szacuje, że po zniesieniu sankcji Iran może zwiększyć wydobycie i eksport ropy o 730 tys. b/d, a w pierwszym kwartale 2016 r. o 300 tys. b/d (to mniej, niż podają agencje irańskie). Będzie tym samym jedynym krajem OPEC o znaczącym wzroście produkcji w 2016 r. IEA przewiduje, że aby przyspieszyć wzrost irańskiej produkcji i eksportu, krajowy koncern naftowy NIOC (National Iranian Oil Co) będzie oferował konkurencyjne ceny, formuły płatności, a także wymianę *swap* ropa za produkty³⁷. Już obecnie tworzy zachęty dla inwestorów w postaci zmian *Buyback* – systemu inwestycyjnego opierającego się na stosunkowo restrykcyjnych warunkach kontraktów³⁸. Z pewnością wkroczenie z powrotem do gry tak ważnego aktora będzie niosło poważne konsekwencje dla rynku, zarówno dla importerów, którzy powinni stać się naturalnymi beneficjen-

³³ Oświadczenie takie wydał dyrektor Irańskiej Izby Handlu, Przemysłu, Kopalni i Rolnictwa w sierpniu. Iran rozpoczął też rozmowy z Azerbejdżanem w kwestii wspólnego eksportu gazu, a także wspólnego zagospodarowywania złóż naftowych Morza Kaspijskiego. ISNA, *Tehran, Baku mulling joint gas exports* oraz *Iran, Azerbaijan discuss joint oil jobs*, źródło: <http://www.isna.ir/en/news/> (dostęp 1.02.2016).

³⁴ Koncerny europejskie (m.in. Shell, Total, Statoil, ENI) zostały zmuszone do zerwania współpracy z Iranem w związku z sankcjami z 2010 r. Niektóre koncerny mogą dążyć do wznowienia współpracy i powrotu do tego kraju – np. ENI rozpoczął już negocjacje nad wspólnymi projektami wydobywczymi, inne wręcz przeciwnie – mogą nie czuć się pewnie. O ich zaangażowaniu, jak pisze ekspertka Carnegie Middle East, będzie decydowała m.in. postawa irańskich władz, które już zapowiadają zmianę warunków kontraktów, tak by ułatwić IOC decyzje o powrocie. C. Nakhle, *Iran Nuclear Deal: Unlocking Oil and Gas Investment Opportunities*, Carnegie Middle East, 25 sierpnia 2015 r.

³⁵ Dane za rok 2014. *BP Statistical...*, op. cit., s. 20. Różnica między Rosją a Iranem w odniesieniu do udokumentowanych rezerw zgodnie z danymi BP wynosiła w 2014 r. 1,4 bln m³. Inne ośrodki analityczne mogą szacować udokumentowane rezerwy, stosując odmienne metodologie, w rezultacie czego np. według szacunków EIA to Rosja, a nie Iran, wciąż posiada największe rezerwy.

³⁶ Ibidem, s. 6.

³⁷ W strukturze eksportu dominować będzie Iranian Heavy (60%) i Iranian Light (30%). IEA, *Oil Market Report*, op. cit., s. 18.

³⁸ C. Nakhle, *Iran Nuclear Deal...*, op. cit.

tami napływu irańskiej ropy i gazu, jak i innych państw eksporterów z OPEC i spoza kartelu – wzrośnie konkurencja w i tak trudnych warunkach rynkowych.

BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE UE Z PERSPEKTYWY TRENDÓW RYNKOWYCH, BUDOWY UNII ENERGETYCZNEJ I STOSUNKÓW Z ROSJĄ

Mimo działań na rzecz zmniejszenia zależności UE od importowanych źródeł energii (m.in. przez zwiększanie efektywności energetycznej, rozwijanie krajowej produkcji ze źródeł odnawialnych) wciąż ponad połowa (53,4%) potrzeb konsumpcyjnych zaspokajana jest w drodze importu. Oznacza to, że zależność importowa UE jest obecnie wyższa niż w 1990 r. i tylko nieznacznie niższa od jej najwyższego poziomu z roku 2008³⁹. W bilansie energetycznym UE najważniejszą rolę niezmiennie odgrywa ropa (36,8%), do tego to właśnie zapotrzebowanie na ten surowiec większość państw UE niemalże w całości pokrywa w drodze importu. Wobec udokumentowanych rezerw ropy odpowiadających 0,3% rezerw światowych UE jest drugim największym światowym konsumentem tego strategicznego surowca (14% światowej konsumpcji)⁴⁰. Wprawdzie koszyk importowy jest bardziej zróżnicowany niż w odniesieniu do gazu ziemnego, ale i w tym przypadku największym dostawcą jest obszar b. ZSRR (40,13%). Z Afryki pochodzi 19,3% importu, a z Bliskiego Wschodu 12,9%⁴¹. Producenci z obu Ameryk dostarczają na unijny rynek 6,22% importowanej ropy.

Zarówno zatem ropa irańska, jak i amerykańska mogą istotnie zmienić strukturę dostaw. Zależy to jednak nie tylko od ilości ropy, która zostanie uwolniona, ale także jej gatunków. Planowana początkowo struktura eksportu USA obejmuje w ponad 90% gatunki należące do lekkich i bardzo lekkich oraz słodkich, tj. WTI, LLS, Bakken, Eagle Ford⁴². Bardziej zasiarczone gatunki są eksportowane już przez Kanadę (ropa z łupków bitumicznych). Jest to pewne ograniczenie, zważywszy na

³⁹ Naturalnie występują znaczne różnice w poziomie zależności importowej poszczególnych państw (w przypadku pięciu państw o najniższej zależności importowej – do których należą Estonia, Dania, Rumunia, Polska, Czechy – jej poziom waha się między 8,9% i 30,4%). Najwyższą zależnością od importowanej energii cechuje się Litwa (77,9%). Natomiast największe unijne gospodarki energetyczne charakteryzuje zależność w przedziale od 45,5% (Wielka Brytania) do 75,9% (Włochy). Dla porównania Francja z silnie rozwiniętym sektorem energetyki nuklearnej była w 46,1% zależna od importu energii, a Niemcy, rozwijające produkcję z odnawialnych źródeł energii – 61,4%. „The energy dependency in the EU. The EU was dependent on energy imports for slightly over half of its consumption in 2014”, *Eurostat Newsrelease* 2016, nr 28, s. 1–2.

⁴⁰ Dane za rok 2014, *BP Statistical...*, op. cit., s. 6–11.

⁴¹ Dane na koniec grudnia 2014 r. za: *Monthly and cumulative crude oil imports into the EU (2001–2014)*, <https://ec.europa.eu/energy/en/statistics/eu-crude-oil-imports> (dostęp 20.01.2016).

⁴² A.P. Sikora, M.P. Sikora, M. Krupa, *Zniesienie zakazu eksportu ropy naftowej ze Stanów Zjednoczonych Ameryki Północnej oraz struktura prognozowanego eksportu*, Instytut Studiów Energetycznych, grudzień 2015. Autorzy analizy zwracają uwagę, że ta oferta z perspektywy rynku europejskiego, choć atrakcyjna cenowo, jest „dość skromna”, zarówno jeśli chodzi o wybór gatunków, jak i ilość. Szacują oni, że eksport z USA w najlepszym wariantcie (m.in. w warunkach TTIP) może wynieść w szczytowym momencie ponad 100 Mtoe, tj. 23% całości zapotrzebowania na importowaną ropę. Po tym okresie, tj. w 2030 r., maksymalnie może on osiągnąć 70 Mtoe, tj. 15% potrzeb importowych.

wysoki udział w produkcji europejskich rafinerii bardziej zasiarczonych gatunków (średnich lekkich) ropy pochodzących ze złóż rosyjskich (zwłaszcza Urals) i Zatoki Perskiej. Lżejsze gatunki sprowadzane są obecnie z Afryki czy regionu kaspijskiego, ale ich udział w imporcie to około 35%⁴³. O skali, w której eksport amerykański będzie stanowił zamiennik dla już przetwarzanych gatunków ropy z innych regionów, będą decydowały nie tyle możliwości technologiczne (jest bowiem możliwe zastąpienie lżejszą ropą cięższych gatunków), ile ekonomiczne (cena oraz zapotrzebowanie rynku produktów naftowych) i geostrategiczne (względy dywersyfikacji i bezpieczeństwa dostaw). Podobny efekt może być udziałem wzrostu produkcji i eksportu z Iranu, choć w przypadku tego państwa z punktu widzenia UE kluczowe znaczenie będą miały możliwości realizacji współpracy w sektorze gazowym.

W ujęciu ekonomicznym bezpieczeństwa energetycznego – a zatem ekonomicznej dostępności surowców – należy ocenić współczesne trendy rynkowe jako bardzo korzystne. Niskie ceny ropy przynoszą znaczne oszczędności gospodarce unijnej. Jeśli w 2012 r. rachunek UE jako całości za ropę wynosił około 300 mld euro (dla porównania za gaz 85 mld euro)⁴⁴, to spadek cen ropy o ponad 40% oznacza oszczędności z tytułu tańszych węglowodorów rzędu nawet 100 mld euro⁴⁵. Presja na niższą cenę może być zaś jeszcze silniejsza w związku ze zwiększającą się podażą. Mimo to obserwacja znacznych fluktuacji cen ropy w ciągu minionej dekady nakazuje z dużą ostrożnością oceniać wpływ obecnych uwarunkowań rynkowych na unijny sektor energetyczny i bezpieczeństwo. Kierunki i cele polityki energetycznej UE powinny mieć zatem charakter trwały i długofalowy, a korzystne uwarunkowania rynkowe – być raczej wykorzystane do ich realizacji niż traktowane jako trwały element środowiska bezpieczeństwa energetycznego.

Problem rosnących zależności importowych jest akcentowany w dokumentach strategicznych z zakresu polityki energetycznej UE i przedstawiany jako zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego. Jednakże o ile zagadnienie zależności od ropy naftowej przez lata prezentowane było w kontekście kosztów ekonomicznych związanych z utrzymywaniem wysokiej zależności importowej, o tyle problem zależności od importowanego gazu – raczej z perspektywy stosunków z Rosją i barier dla pełnej liberalizacji tego rynku. W istocie gaz jest drugim najważniejszym nośnikiem energii dla unijnej gospodarki (21,6% udziału w bilansie konsumpcji energii pierwotnej) i większość jego importu do UE pochodzi z Rosji⁴⁶. UE jest też drugim (po

⁴³ Ibidem.

⁴⁴ Za: http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-14-379_en.htm.

⁴⁵ W 2014 r. szacowano, że przy cenach ropy poniżej 90 USD rachunek UE za importowane nośniki energii spadnie o 75 mld euro. H. Gloystein, „Europe could save up to \$80 billion in energy imports as prices plunge”, Reuters, 15 października 2014 r.

⁴⁶ W 2014 r. udział rosyjskiego gazu w całkowitym imporcie UE wynosił w zależności od trasy przesyłu – bezpośrednio z Rosji 15,2%, przez terytorium Ukrainy 14,1%, przez terytorium Białorusi 13,7%. Oznaczało to spadek znaczenia tras biegnących przez Ukrainę. Drugim największym dostawcą do UE była Norwegia z udziałem 30,8%, co zarazem oznaczało wzrost o 7%. Jeśli chodzi o wydobycie wewnętrzne UE, to spada ono systematycznie (w 2014 r. o 10,6%), przy czym aż 70% instalacji wydobywczych przypada na Morze Północne i Holandię. *Natural Gas Consumption Statistics*, lipiec 2015, http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Natural_gas_consumption_statistics (dostęp 20.01.2016).

USA) największym konsumentem gazu, ale zarazem, ze względu na relatywnie niskie wydobycie własne, największym importerem⁴⁷. Stosowane przez Rosję w ciągu minionej dekady instrumenty polityki gazowej – poczynając od sztywnych klauzul kontraktów terminowych, w tym klauzul cenowych, przez utrzymywanie monopolu eksportowego Gazpromu i przejmowanie udziałów w europejskim sektorze *downstream*, w końcu po taktykę dzielenia państw członkowskich UE (casus Nord Stream, South Stream czy forsowania przy wykorzystaniu Niemiec i Francji tzw. klauzuli Gazpromu w toku debat nad trzecim pakietem liberalizującym rynek energii i gazu etc.), a także szantażu energetycznego wobec Ukrainy i Białorusi (jako głównych państw tranzytowych) – skłaniały do refleksji nad kierunkami polityki energetycznej UE, w tym zacieśniania współpracy w sferze bezpieczeństwa dostaw gazu.

W istocie polityka energetyczna UE przez lata formułowana była w specyficzny i bardzo selektywny sposób (tj. w odniesieniu do poszczególnych sektorów) i koncentrowała się na dwóch typach celów: integracyjnych i pozaintegracyjnych. W okresie bezpośrednio przed kryzysem w strefie euro przyjęto ważne regulacje, zwłaszcza w zakresie integracji rynkowej (tzw. trzeci pakiet liberalizacyjny⁴⁸) oraz zrównoważonego rozwoju (pakiet klimatyczno-energetyczny do 2020 r.⁴⁹). Te dwie dziedziny polityki energetycznej wyraźnie traktowane były w sposób priorytetowy⁵⁰. Bezpieczeństwo dostaw (jako obszar unijnej polityki energetycznej, na którego eksponowaniu zależało państwom członkowskim z Europy Środkowo-Wschodniej ze względu na szczególną pozycję na tutejszych rynkach Rosji jako dostawcy ropy i gazu) schodziło na dalszy plan. Szersza debata wokół uzależnienia importowego i związanych z tym wyzwań dla bezpieczeństwa energetycznego UE była konsekwencją kryzysów w stosunkach Rosja–Ukraina, zarówno tych gazowych (2006 i 2009 r.), jak i kryzysu związanego z rosyjską aneksją Krymu i wojną na Ukrainie, który przerodził się w kryzys polityczny w stosunkach UE z Rosją.

⁴⁷ USA, UE oraz Rosja odpowiadają za ponad połowę światowej konsumpcji gazu ziemnego. Największym producentem gazu od 2009 r. niezmiennie dzięki rewolucji łupkowej pozostają USA, z wynoszącym 21% udziałem w światowej produkcji. Udział drugiego największego producenta, Rosji, wynosi 16,7%. Jednak to Rosja, Katar i Norwegia są największymi eksporterami tego surowca. Dane za 2014, *BP Statistical...*, op. cit., s. 22.

⁴⁸ Na pakiet składają się dyrektywy 2009/73/KE i 2009/72/KE dotyczące odpowiednio wewnętrznego rynku gazu i energii elektrycznej oraz trzy regulacje dotyczące sieci przesyłowych gazu (715/2009), zasad dostępu do transgranicznych sieci energetycznych (714/2009) oraz utworzenia Agencji ds. Współpracy Regulatorów Energii – ACER (713/2009). Do 3 marca 2011 r. każde z państw członkowskich miało obowiązek transponować dyrektywy do prawa krajowego.

⁴⁹ Zestaw proponowanych regulacji został przedstawiony przez KE w 2007 r., a następnie doprecyzowany i przyjęty w postaci tzw. pakietu klimatyczno-energetycznego przez Parlament i Radę w grudniu 2008 r. Pakiet stał się wiążący dla państw członkowskich w czerwcu 2009 r., stawiając przed UE jako całością i poszczególnymi jej członkami następujące cele do zrealizowania do 2020 r.: 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 (OZE) w bilansie konsumpcji energii pierwotnej do 20%. W tym ostatnim przypadku dyrektywa określa różne cele dla konkretnych państw członkowskich, których rozpiętość waha się od najniższego dla Malty (10%) do najwyższego dla Szwecji (49%). Cel dla Polski został określony na poziomie 15%.

⁵⁰ R. Youngs, *Energy Security. Europe's New Foreign Policy Change*, London–New York Routledge 2009.

W wyniku kryzysów gazowych w ramach UE podejmowano działania na rzecz wzmocnienia polityki w zakresie bezpieczeństwa dostaw. Spektakularnym przykładem było przyjęcie rozporządzenia UE 994/2010 dotyczącego bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego (tzw. regulacja SoS, ang. *security of supply regulation*), a także zwiększenie nakładów na budowę połączeń międzysystemowych (m.in. listy PCI – *Projects of Common Interest* czy *European Energy Programme for Recovery*). Najślabszym punktem niezmiennie pozostawały jednak kwestie tzw. solidarności energetycznej państw członkowskich oraz zagranicznej polityki energetycznej realizowanej na poziomie UE. Próbą nadania nowego impulsu polityce energetycznej UE stała się rewitalizacja idei budowy unii energetycznej, w przeszłości przedstawianej m.in. w deklaracji Buzek–Delors z 2010 r.

Kryzys w strefie euro oraz działania zbrojne za wschodnią granicą UE towarzyszyły procesowi powoływania nowego składu instytucji UE i zmusiły państwa członkowskie, ale także unijnych urzędników, do refleksji nad problemem zależności importowych i innych wyzwań w zakresie bezpieczeństwa energetycznego. W tym duchu podjęto próbę „reformowania i reorganizowania europejskiej polityki energetycznej w kierunku nowej unii energetycznej”; zgodnie ze słowami przewodniczącego Komisji Europejskiej państwa członkowskie powinny „połączyć siły, infrastrukturę i zjednoczyć się w negocjacjach z krajami trzecimi (...) zdwersyfikować źródła energii i zmniejszyć wysoką zależność importową”⁵¹. W ten sposób przez ostatnie dwa lata Komisja Europejska skupiła się na projekcie budowy unii energetycznej rozumianej jako działania na rzecz uwspólnotowienia polityki energetycznej i budowania mechanizmów solidarnościowych w zakresie bezpieczeństwa dostaw różnych nośników energii. Przynajmniej w ten sposób była ona początkowo prezentowana. W strukturze Komisji Europejskiej pod przewodnictwem Jeana-Claude’a Junckera stworzony został urząd wiceprzewodniczącego ds. unii energetycznej (został nim Słowak Maroš Šefčovič), a w 2015 r. oczekiwano wypełnienia projektu treścią i odpowiednimi zobowiązaniami.

Projekt unii energetycznej został przedstawiony przez Komisję Europejską w lutym w postaci komunikatu *Energy Union Package*, a jego kierunki i założenia zaakceptowała Rada Europejska, która przyjęła konkluzje na temat unii energetycznej 19 marca 2015 r. Zgodnie z obszernym dokumentem strategia unii energetycznej składa się z pięciu „wzajemnie się wzmacniających i blisko powiązanych wymiarów zaprojektowanych w celu osiągnięcia większego bezpieczeństwa energetycznego, zrównoważonego rozwoju i konkurencyjności”⁵². Należą do nich:

- 1) bezpieczeństwo energetyczne, solidarność i zaufanie,
- 2) w pełni zintegrowany europejski rynek energetyczny,

⁵¹ J.C. Juncker, *A New Start for Europe: My Agenda for Jobs, Growth, Fairness and Democratic Change. Political Guidelines for the next European Commission. Opening Statement in the European Parliament Plenary Session*, Strasbourg, 15 lipca 2014 r., s. 5; deklaracje te zostały powtórzone w: *A New Start for Europe. Opening Statement in the European Parliament Plenary Session*, Strasbourg, 15 lipca 2014 r.

⁵² European Commission, *Energy Union Package, Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and the European Investment Bank. A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy*, Brussels, 25.02.2015 COM (2015) 80 final, s. 4.

- 3) efektywność energetyczna przyczyniająca się do umiarkowanego popytu,
- 4) dekarbonizacja gospodarki,
- 5) badania, innowacje i konkurencyjność⁵³.

Warto na wstępie zwrócić uwagę, że dokument rezygnuje z dotychczasowej terminologii stosowanej w odniesieniu do polityki energetycznej UE, tj. mówienia o „filarach” polityki energetycznej. Ich miejsce zajęły „wzajemnie uzupełniające się wymiary”, co miałyby sugerować odejście od segmentacji tej polityki, tj. koncentrowania się przez poszczególne jednostki organizacyjne KE na odrębnych obszarach (tj. wspólny rynek, klimat, bezpieczeństwo) i braku odpowiedniej koordynacji wewnętrznej⁵⁴.

Z analizy konkretnych zapisów dokumentów Komisji i Rady Europejskiej wynika, że najbardziej kontrowersyjne kwestie związane ze wspólnymi zakupami gazu przez unijną agencję⁵⁵ zostały przez KE odrzucone. Stworzenie monopolu zakupowego uznano za naruszające zasady wolnorynkowe, grożące zmniejszeniem konkurencji, a także zniechęcające do poszukiwania alternatywnych źródeł dostaw. Nie wykluczono możliwości dobrowolnych wspólnych zakupów gazu (*voluntary demand aggregation mechanisms for collective purchasing of gas*), które dotyczyć miałyby państw uzależnionych od jednego dostawcy, ale zastrzeżono, że będą one możliwe jedynie w sytuacji odcięcia dostaw (a zatem będą miały charakter środków nadzwyczajnych). Na wypadek odcięcia dostaw gazu KE proponuje wykorzystywanie rewersów, rezerw państw członkowskich i terminali LNG. W projekcie

⁵³ Rada Europejska, choć zaakceptowała wszystkie te filary, wprowadziła drobne korekty przez skoncentrowanie uwagi na: budowie infrastruktury energetycznej, zwłaszcza celem łączenia rynków peryferyjnych; rygorystycznej implementacji energetycznego *acquis*; wzmocnieniu prawodawstwa w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i gazu, m.in. z wykorzystaniem niskoemisyjnych technologii produkcji; zapewnieniu pełnej zgodności umów o imporcie z prawem wewnętrznym UE, ale z wprowadzeniem zastrzeżenia, że nie może to naruszać klauzuli poufności kontraktów handlowych w odniesieniu do niektórych wrażliwych komercyjnie informacji; czy w końcu zapewnieniu swobody państw członkowskich w decydowaniu o strukturze bilansu energetycznego. Ponadto Rada wsparła potrzebę przeglądu i rozwoju dotychczasowego prawodawstwa w zakresie emisji gazów cieplarnianych, efektywności energetycznej i OZE oraz rozwoju strategii, technologii i innowacji energetycznych oraz ochrony klimatu. W tym kontekście podkreśliła, że możliwe jest korzystanie z różnych technologii, w tym czystego węgla. W końcu dopiero w ostatnim punkcie odniosła się do zewnętrznej polityki energetycznej w kontekście ustanawiania strategicznych partnerstw z dostawcami i państwami tranzytowymi. *European Council Conclusions on the Energy Union*, 19 marca 2015 r., <http://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2015/03/conclusions-energy-european-council-march-2015/> (dostęp 21.03.2016).

⁵⁴ Faktycznie znajduje to wyraz w dokumencie, np. w stwierdzeniach, że efektywność energetyczna powinna być traktowana jako jedno ze źródeł energii, czy propozycjach umieszczenia reformy rynku energii nie tylko w kontekście budowy wspólnego rynku, ale także transformacji energetycznej i integracji odnawialnych źródeł energii. Buchan i Keay piszą, że to nowe podejście (*joined-up approach*) jest jednym z sukcesów projektu unii energetycznej. D. Buchan, M. Keay, *Europe's 'Energy Union' Plan: A Reasonable Start to a Long Journey*, *Oxford Energy Comment*, Oxford Institute for Energy Studies, marzec 2015, s. 3.

⁵⁵ Zob. szerzej na ten temat: *Rocznik Strategiczny 2014/15*. Zgłoszona przez polskiego premiera Tuska w marcu 2014 r. propozycja wprowadzenia wspólnych zakupów gazu była od samego początku silnie krytykowana i uznawana za najbardziej kontrowersyjną część polskiej propozycji unii energetycznej, a i większość analityków twierdziła, że jest ona niewykonalna. Zob. np. Ch. Oliver, „‘Energy union’ ambitions already scaled back?”, *Financial Times* z 4 lutego 2015 r.; D. Keating, „Commission casts doubt on joint gas purchasing”, *European Voice* z 3 lutego 2015 r.; P. Polak, „How to beat Goliath: An EU Energy Union to fight Russia's gas monopoly”, *Foreign Affairs*, grudzień 2014.

znajdują się zatem zapowiedzi przyspieszenia budowy interkonektorów gazowych i elektroenergetycznych, a także jeszcze bardziej rygorystycznego podejścia KE do implementacji i przestrzegania przez państwa członkowskie unijnego prawa (w tym zwłaszcza trzeciego pakietu liberalizującego). Nowością jest opracowanie planów ewentualnościowych przez samą Brukselę dla poszczególnych regionów UE, z tym że plany te będą miały charakter dobrowolny. W praktyce zatem wciąż kluczowe będzie porozumienie się poszczególnych państw członkowskich w kwestii konkretnych zobowiązań i procedur działania na wypadek kryzysu.

W istocie projekt potwierdził dotychczasowe podejście KE do polityki energetycznej – wzmocnienie mechanizmów rynkowych uznawane jest za instrument zwiększenia bezpieczeństwa dostaw. W tym celu dla rynku gazu przewidziano m.in. większą przejrzystość kontraktów gazowych i większy wpływ KE na formułę kontraktów państw członkowskich z dostawcami. Wśród propozycji znalazły się zatem standaryzacja umów międzyrządowych i uczestniczenie przedstawicieli Brukseli w negocjacjach z dostawcami. W ten sposób KE stara się ograniczyć możliwości zawierania kontraktów, które są niezgodne z trzecim pakietem liberalizacyjnym i ograniczają wolną konkurencję (np. przez klauzule zakazu reeksportu). Pozytywnym zjawiskiem jest zapowiedź wzmocnienia siły i niezależności ACER (Agencji Współpracy Regulatorów Energetyki) jako organu regulacyjnego dla rynku energii na poziomie europejskim, a także próby wsparcia operacyjnej roli ENTSOs (Europejskiej Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych)⁵⁶. Podstawą zwiększania bezpieczeństwa energetycznego UE mają być też inwestycje w efektywność energetyczną i zapewnienie dostępu do energii przez stworzenie bardziej elastycznego i zintegrowanego rynku oraz rozwijanie wykorzystania lokalnych źródeł energii – takich jak źródła odnawialne czy ropa i gaz ze źródeł niekonwencjonalnych (te ostatnie jeszcze nie tak dawno budziły wiele kontrowersji w niektórych państwach członkowskich UE)⁵⁷. W przeciwieństwie do propozycji polskiej z 2014 r. nie ma mowy o „rehabilitacji węgla”⁵⁸, co nie dziwi, jeśli wziąć pod uwagę, że jednym z wymiarów unii energetycznej stała się „dekarbonizacja unijnej gospodarki”. Co ważne, zwłaszcza z polskiej perspektywy, przekaz płynący w tej kwestii jest niespójny. Z jednej strony projekt idzie o krok dalej niż pakiet klimatyczno-energetyczny 2030⁵⁹, który mówił jedynie o „obniżaniu emisji CO₂”, dekarbonizacja zaś oznaczać może dążenie do zerowej emisji przez odchodzenie od paliw kopalnych odpowiadających za wy-

⁵⁶ W ocenie analityków OIES wzmocnienie tych instytucji ma szansę „przyspieszyć europeizację handlu międzysystemowego”, a także zwiększyć znaczenie regionalnych inicjatyw współpracy i ich wpływ na procesy europeizacji (*bottom up approach*). D. Buchan, M. Keay, op. cit., s. 2–3.

⁵⁷ W 2015 r. nawet Niemcy, znajdujące się wcześniej w czołówce państw sprzeciwiających się rozwojowi produkcji zwłaszcza gazu łupkowego, przyjęły w kwietniu projekt ustawy o gazie łupkowym, która dopuszcza jego wydobycie przy wykorzystaniu szczelinowania hydraulicznego.

⁵⁸ Według polskiego zamysłu (zaprezentowanego przez premiera Donalda Tuska w artykule z marca 2014 r. na łamach *Financial Times*) unia energetyczna miała się opierać na następujących filarach: 1) mechanizmie solidarności na wypadek przerwania dostaw gazu; 2) zwiększeniu finansowania ze środków europejskich infrastruktury umożliwiającej realizację solidarności europejskiej; 3) wspólnych zakupach gazu; 4) rehabilitacji węgla w europejskim bilansie energetycznym; 5) zwiększeniu wykorzystania gazu z łupków; 6) radykalnej dywersyfikacji źródeł dostaw gazu.

⁵⁹ Zob. K. Pronińska, „Bezpieczeństwo energetyczne w dobie...”, op. cit.

soki poziom emisji CO₂ (takich jak ropa czy węgiel). Z drugiej strony dekarbonizacja nie pojawia się w dokumencie ze szczytu Rady Europejskiej w sekcji zadań „na dziś”, a jednocześnie szczyt podkreślił, że państwa członkowskie mają suwerenne prawo do decydowania o strukturze bilansu energetycznego, wydobywania własnych surowców energetycznych oraz rozwijania różnych technologii (w tym CCS – *Carbon Capture Storage* – pozwalających na wykorzystywanie węgla i redukcję emisji)⁶⁰.

Koncepcja unii energetycznej w swym wymiarze deklaracyjnym odwołuje się do idei solidarności i wspólnotowości polityki energetycznej. W wymiarze praktycznym jednak jej interpretacja może być skrajnie różna. Symptomatyczne jest, że w dyskusji nad koncepcją najwięcej kontrowersji wzbudzają takie kwestie jak solidarność na wypadek kryzysów energetycznych czy konsultowanie się z KE i dzielenie się z nią informacjami na temat kontraktów z państwami trzecimi. Opór wobec zwiększenia transparentności kontraktów oznacza, że największe państwa członkowskie (takie jak Niemcy czy Francja) nie są gotowe na prawdziwie wspólnotowe podejście do polityki energetycznej. Największe gospodarki unijne, o największej tym samym sile przetargowej względem zewnętrznych dostawców, nie chcą dopuścić do jakiegokolwiek formy ingerencji KE. Sprzeciwiają się zatem zwiększeniu jej uprawnień w kwestii weryfikacji zgodności zawieranych przez nie umów z zasadami zliberalizowanego rynku wewnętrznego UE czy we wprowadzeniu mechanizmów konsultacyjnych, które mogłyby wpływać na ostateczny kształt *de facto* międzyrządowych kontraktów. Jest to kolejny dowód na to, iż w praktyce polityka energetyczna na poziomie UE jest traktowana przez państwa członkowskie w sposób wybiórczy i instrumentalny. Jak zatem będzie wyglądała implementacja „zwiększenia przejrzystości kontraktów międzyrządowych” i rola KE w tym kontekście – pokaże praktyka.

Sama unia energetyczna, która w istocie wpisuje się w dotychczasową linię polityki energetycznej UE, nie tworzy mechanizmów, które byłyby w stanie powiązać politykę energetyczną z polityką zagraniczną UE (mimo iż taką wolę od początku forsowania idei unii energetycznej deklarowano). Nie zmienia się założenie, które leży u podstaw formułowania wytycznych dla unijnej polityki energetycznej, i w tym zakresie to działania podejmowane w ramach wewnętrznej polityki energetycznej (budowa rynku wewnętrznego, liberalizacja, integracja i wdrażanie zasad polityki zrównoważonego rozwoju) będą oddziaływały na stosunki z podmiotami zewnętrznymi (eksporterami, krajami tranzytowymi). W literaturze takie podejście do zewnętrznej polityki energetycznej określane jest jako *inside-out* (reguły rynku wewnętrznego będą transponowane na zewnątrz)⁶¹. Może być ono jednak niewystarczające ze względu na dynamikę zmian zachodzących w międzynarodowych stosunkach energetycznych. Mowa tu zarówno o zjawiskach ekonomicznych, jak i geopolitycznych. Analitycy Youngs i Far słusznie twierdzą, że w projekcie Unii Energetycznej kwestie zewnętrznej polityki energetycznej UE są słabo zdefiniowane. Tymczasem to przecież właśnie „czynnik rosyjski” w znacznej mierze motywował państwa UE do

⁶⁰ *European Council Conclusions on the Energy Union*, op. cit.

⁶¹ Np. R. Youngs, *Energy Security...*, op. cit.

podjęcia debaty nad nowym projektem polityki energetycznej. Jak piszą obaj analitycy: „unia energetyczna nie zawiera dobrze opracowanych planów tworzenia globalnych partnerstw energetycznych (...) UE wciąż definiuje bezpieczeństwo energetyczne jako bezpieczeństwo dostaw na rynki europejskie i nie podchodzi do polityki energetycznej jako do czynnika, który może wpływać w szerszym stopniu na stabilność innych państw”⁶². Należy w pełni zgodzić się z tym stwierdzeniem. Unia energetyczna w obecnym kształcie nie spełnia oczekiwań realnego wzmocnienia polityki energetycznej UE na wypadek kryzysów energetycznych i w relacji do zewnętrznych dostawców czy państw tranzytowych.

W kontekście zewnętrznych stosunków energetycznych UE tradycyjnie kluczowy jest azymut rosyjski. Dzieje się tak za sprawą poziomu zależności rynku unijnego od rosyjskiego dostawcy, jak również kryzysu politycznego w stosunkach Rosja–Zachód jako następstwa aneksji Krymu i wojny na Ukrainie. W stosunkach energetycznych z Rosją rok 2015 był zdominowany przez dyskusje nad zasadnością pogłębiania bądź – wręcz przeciwnie – utrzymywania sankcji nałożonych na sektor energetyczny; a następnie kontrowersje wokół Turkish Stream i Nord Stream II. Ponadto toczyło się postępowanie KE ws. praktyk monopolistycznych Gazpromu w niektórych państwach członkowskich UE. W tym ostatnim przypadku wynikiem prowadzonego przez KE od września 2012 r. dochodzenia było przedstawienie w kwietniu wobec Gazpromu formalnych zarzutów o nadużywanie monopolistycznej pozycji na rynku gazu w Europie Środkowej i Wschodniej (m.in. przez zakazywanie reeksportu gazu). O tym, czy zostanie zawarta ugoda i do jakiej formy wymierzenia kary dojdzie, zadecydują rozmowy KE z Gazpromem. Zasądzona kara finansowa, mogąca wynieść do 10% rocznych przychodów, może być poważnym problemem dla koncernu, biorąc pod uwagę trudniejszą niż w poprzednich latach jego sytuację finansową⁶³. Z tych względów przedstawiciele Gazpromu jesienią złożyli KE propozycje polubownego uregulowania sporu.

Sankcje nałożone na Rosję zostały utrzymane, choć przez cały rok toczyły się dyskusje na ten temat⁶⁴. Finalną decyzję podjęto podczas grudniowego szczytu UE⁶⁵. Sankcje nałożone na sektor energetyczny znacznie utrudniają proces planowania

⁶² R. Youngs, S. Far, *Energy Union and EU Global Strategy*, SIEPS Report nr 5; listopad 2015, s. 8.

⁶³ Zgodnie z zestawieniem, które prezentuje *Polityka Insight*, w latach 2013–2015 z 16 rozstrzygniętych spraw odnoszących się do art. 102 TFUE sześć umorzono, w pięciu przypadkach zawarto ugody, a w sześciu wydano tzw. decyzję zakazującą, czyli nałożono karę finansową lub zobowiązano firmę do określonego działania. Pięć razy nałożono karę, ale rzadko była ona zbliżona do 10% rocznych przychodów. „Gazprom: kiedy Komisja ukarze koncern”, *Polityka Insight* z 23 lutego 2015 r. *Financial Times* szacuje, że gdyby kara oscylowała w granicach 10%, to szacunkowo (tj. na podstawie przychodów z 2014 r.) mogłaby ona wynieść 8 mld USD. J. Farchy, Ch. Oliver, „Gazprom proposes talks to settle EU antitrust case”, *Financial Times* z 22 września 2015 r.

⁶⁴ Sankcjom ostro sprzeciwiały się zwłaszcza rządy Grecji i Cypru. Tymczasem ich przedłużenie wymagało konsensusu między państwami UE. Z rezerwą do sankcji podchodziły także Niemcy, Węgry, Finlandia – wszystkie miały na względzie interesy krajowych koncernów. Zob. A. Korewa, „Why the Greek deal is bad news for Putin”, *Newsweek* z 13 lipca 2015 r.

⁶⁵ „EU prolongs economic sanctions by six months”, 21 grudnia 2015 r., <http://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2015/12/21-russia-sanctions/> (dostęp 25.12.2015).

strategicznego rosyjskich koncernów⁶⁶. W mniejszym stopniu wpływają na bieżącą działalność operacyjną⁶⁷. W istocie ich celem jest ograniczenie możliwości finansowania i zagospodarowywania złóż szelfowych i projektów arktycznych, które odgrywają ważną rolę w strategii energetycznej Rosji i strategiach rozwojowych największych rosyjskich koncernów. W warunkach niskich cen ropy sankcje te przynoszą szkody także rosyjskiej gospodarce, uzależnionej od dochodów i zamówień sektora energetycznego, a pośrednio również jego perspektyw rozwojowych.

Ponieważ sankcje UE nie objęły sektora gazowego (wyraźnie o to miały zabiegać państwa europejskie w negocjacjach z USA w tej sprawie), nie miały one większego znaczenia dla struktury importu tego surowca przez państwa UE. Pomimo początkowej tendencji spadkowej wolumenu rosyjskiego gazu dostarczanego do Europy w III kwartale 2015 r. import z Rosji wzrósł o 18%, a udział rosyjskiego gazu w unijnym imporcie wyniósł 41%⁶⁸. W rezultacie przez dziewięć pierwszych miesięcy import z Rosji utrzymał się na porównywalnym poziomie jak w 2014 r., z tym że trasy ukraińskie odpowiadały za 47% przesyłu do UE. Wzrósł natomiast import gazu z Norwegii i Algierii. Zgodnie z szacunkami Eurostatu w 2015 r. mimo zwiększenia wolumenu zakupów rachunek UE za importowany gaz był niższy o około 3 mld euro niż w roku poprzednim⁶⁹. Gazprom natomiast odnotowywał straty finansowe⁷⁰. Problemy koncernu skłaniały menedżerów Rosniefti do proponowania rosyjskiemu ministerstwu gospodarki, które opracowywało koncepcję rozwoju rynku gazu do 2030 r., podziału gazowego giganta na mniejsze spółki. Rozdział miały dotyczyć zwłaszcza działalności wydobywczej i transportowej. Gazprom stara się jednak w inny sposób dostosowywać do zmieniających się uwarunkowań rynkowych. Nowością było w tym kontekście przeprowadzenie przez koncern we wrześniu pierwszej aukcji gazu⁷¹. Od kilku lat rosyjski koncern, opierający swą strategię

⁶⁶ Na mocy rozporządzenia 960/2014 z 8 września 2014 r. UE nałożyła sankcje m.in. na eksport określonych technologii i wyposażenia dla sektora energetycznego, w ramach których zakazane zostało eksportowanie do Rosji produktów z przeznaczeniem dla eksploracji i wydobycia ropy ze złóż szelfowych, arktycznych, a także pokładów łupkowych. Zakaz objął dostarczanie usług w zakresie głębinowej eksploracji i produkcji ropy ze złóż arktycznych i łupkowych, takich jak wiercenia, przeprowadzanie testów odwiertów, usługi pomiarowe, wydobywcze, jak również dostawa wyspecjalizowanych jednostek pływających. Zob. szerzej: K. Pronińska, „Bezpieczeństwo energetyczne w dobie...”.

⁶⁷ W tym przypadku większym utrudnieniem są amerykańskie sankcje, które obejmują ograniczenia finansowe, w tym zakaz udzielania pożyczek dla niektórych rosyjskich koncernów (Gazprom Nieft' i Transnieft'). Szerzej: ibidem.

⁶⁸ *Quarterly Report on European Gas Markets*, Market Observatory for Energy, DG Energy, t. 8, nr 3, III kwartał 2015 r., s. 3.

⁶⁹ Ibidem, s. 3.

⁷⁰ Dotyczyło to zwłaszcza pierwszej połowy roku. Dzięki III kwartałowi Gazpromowi udało się powstrzymać narastające straty finansowe, ale zgodnie z zapowiedziami spółki w 2016 r. koncern może doświadczyć strat rzędu 485 mln USD tylko z tytułu sprzedaży na rynku wewnętrznym, tj. pierwszy raz od 2008 r. Gazowy gigant przyznał, że w 2016 r. sprzedaż gazu w Rosji przyniesie mu stratę ok. 485 mln USD po raz pierwszy od ośmiu lat. I. Trusewicz, „Nadciągą rok strat Gazpromu”, *Rzeczpospolita* z 8 grudnia 2015 r.

⁷¹ Gazprom-Export przeznaczył na ten cel 3,24 mld m³. Rosyjskie źródła (*Kommiersant*) podają, że decyzja koncernu może się wiązać z próbą obchodzenia prawa unijnego, a konkretnie być sposobem na wykorzystanie całej przepustowości gazociągu OPAL (niemieckiej odnogi Nord Stream). Zgodnie z decyzją KE tylko 50% przepustowości gazociągu może być zarezerwowane dla Gazpromu.

eksportową na kontraktach długoterminowych i sztywnych klauzulach (tj. dotyczących cen, *take or pay* czy zakazu reeksportu)⁷², doświadczał bowiem rosnącej konkurencji, ze strony m.in. eksporterów LNG oraz transakcji bieżących, które wpływały na zmianę formuły cenowych w kontraktach, np. zawieranych przez największego konkurenta na rynku europejskim – norweski Statoil⁷³.

Rozszerzone natomiast zostały sankcje amerykańskie, które w praktyce objęły także wydobycie ze złóż szelfowych gazu, a konkretnie złoża Južno-Kirinskoje. W sierpniu 2015 r. amerykańskie ministerstwo handlu objęło złożę znajdujące się na Morzu Ochockim zakazem eksportu i reeksportu amerykańskiego sprzętu i technologii koniecznych do jego zagospodarowania⁷⁴. Zagospodarowanie Južno-Kirinskiego ma wielkie znaczenie dla Rosji, nie tylko ze względu na jego zasobność – jest to jej drugie największe złożę szelfowe – lecz także lokalizację. W ramach projektu Sachalin 3 tutejszy gaz miał być przeznaczony m.in. na dynamicznie rozwijający się rynek azjatycki, w dodatku z wykorzystaniem technologii skraplania (terminal we Władywostoku oraz nowo budowany na Sachalinie). Same technologie LNG nie są objęte zakazem, a też pochodzą z importu. Gazprom wiąże wielkie nadzieje i plany z zagospodarowaniem tego złoża, które odkrył w 2010 r. i którego zasobność jest szacowana na 700 mld m³. W obecnej sytuacji, aby zwiększyć możliwości eksportowe terminalu LNG na Sachalinie, co jest w planach Gazpromu, koncern będzie być może musiał wejść w kooperację z rywalami z projektu Sachalin 1, w tym firmą Rosneft⁷⁵. Jak widać na tym przykładzie, sankcje utrudniają planowanie strategiczne rosyjskim koncernom, a tymczasem kapitał i technologie eksportowane są w inne miejsca. Dla zilustrowania rosnącej konkurencji warto podać przykład największego odkrycia złóż szelfowych gazu w 2015 r., którego dokonał włoski ENI. Na egipskim szelfie Morza Śródziemnego (190 km od egipskiego wybrzeża) odkryte zostało największe w historii tego regionu złożę supergigant Zohr⁷⁶.

⁷² Jest to tradycyjna forma handlu gazu w Europie – zawierane są KDT, a cena indeksowana jest do cen ropy. Liberalizacja europejskiego rynku sprzyja jednak wzrostowi konkurencji ze strony mniejszych firm i kontraktów typu *spot* zawieranych na giełdach gazu i w hubach.

⁷³ Tzw. indeksacja rynkowa – czyli ceny ustalane są w odniesieniu do notowań w hubach i na giełdach. W 2005 r. zaledwie 15% kontraktów zawieranych w Europie było indeksowanych rynkowo, podczas gdy od 2013 r. było ich już ponad 50%, a w 2014 r. 61%. Jest to wyraźny postęp w liberalizowaniu europejskiego rynku. Ceny indeksowane do ropy stanowiły w 2014 r. zaledwie 32% wolumenu gazu (wobec 78% jeszcze sześć lat temu), tj. 153 mld m³ w większości (117 mld m³) gazu transportowanego gazociągami. Zob. *IGU Wholesale Gas Price Survey 2015*, IGU 2015, s. 17–18.

⁷⁴ Decyzja, zgodnie z uzasadnieniem opublikowana w biuletynie Departamentu Handlu *Federal Register*, była związana z doniesieniami o odkryciu w złożu na Morzu Ochockim także znaczących zasobów ropy, a w takim przypadku dotyczą go amerykańskie sankcje.

⁷⁵ W lutym 2009 r. terminal został oddany do użytku w ramach projektu Sachalin 2. Sakhalin Energy wyprodukował w 2014 r. 10,8 mln ton LNG (<http://www.gazprom.com/about/production/projects/lng/sakhalin2/>). Współpraca z firmą Rosneft⁷⁵ może oznaczać konieczność zmiany dotychczasowej strategii Gazpromu – niedopuszczania konkurencji do tras eksportowych. Jesienią Gazprom rozpoczął z nią rozmowy o kupnie gazu z Sachalin 1. Do końca roku 2015 r. nie było jednak porozumienia co do ceny i ewentualnego udostępnienia terminalu Rosnefti. W. Jakóbk, „Gazprom i Rosneft mogą połączyć siły wobec wspólnego zagrożenia”, *biznesalert.pl*, 28 stycznia 2016 r.

⁷⁶ Zob. „ENI discovers a supergiant gas field in the Egyptian offshore, the largest ever found in the Mediterranean Sea”, 30 sierpnia 2015 r., http://www.eni.com/en_IT/media/press-releases/2015/08/Eni_dis

Ponadto Turkmenistan, Kazachstan i Turcja zawiązały strategiczną współpracę w ramach grupy na rzecz dostaw gazu, która ma się zająć m.in. projektem gazociągu transkaspjskiego; UE bez większych sukcesów forsuje od lat ten projekt jako jeden z priorytetowych elementów Korytarza Południowego. W kontekście większego otwierania się UE na irański eksport inicjatywa ta może być postrzegana przez Rosję jako jeszcze bardziej zagrażająca jej interesom energetycznym. Projekty transportu kaspjskich surowców do UE i zarazem alternatywne względem tras rosyjskich były systematycznie torpedowane przez rosyjską dyplomację energetyczną. Po upadku projektu South Stream⁷⁷ forsowany był projekt budowy połączenia z Turcją – Turkish Stream⁷⁸. W roku 2015 okazało się jednak, że ekonomiczna opłacalność projektu stawia go pod znakiem zapytania⁷⁹. W grudniu negocjacje Moskwy i Ankary w sprawie Turkish Stream zawieszono, co wiązało się z równoczesnym zawieszeniem działalności międzyrządowej komisji handlu i współpracy gospodarczej jako odpowiedzi na kryzys polityczny w stosunkach między obu państwami. W tej sytuacji strategia manewrów wyprzedzających – budowy południowych szlaków eksportowych, zanim UE zdąży sprowadzić gaz kaspjski trasami projektowanymi w ramach Korytarza Południowego – zaczyna być coraz bardziej skazana na porażkę.

W kontekście wskazanych niepowodzeń i trudności w realizacji strategii energetycznej Rosji za niewątpliwy sukces rosyjskiej dyplomacji energetycznej należy uznać przeforsowanie projektu budowy Nord Stream II, a także rozwój inwestycji w sektorze LNG. We wrześniu we Władystoku podczas spotkania Wschodniego Forum Ekonomicznego zachodnie koncerny (niemieckie BASF/Wintershall, E.ON SE, francuski ENGIE, austriacki OMV oraz brytyjsko-holenderski Royal-Dutch Shell) podpisały porozumienie o budowie kolejnych bałtyckich gazociągów łączących złoza rosyjskie z rynkiem niemieckim, o przepustowości 55 mld m³/rocznie⁸⁰. Projekt Nord Stream II jest zatem kolejnym uderzeniem w ukraiński tranzyt

covers_supergiant_gas_field_in_Egyptian_offshore_the_largest_ever_found_in_Mediterranean_Sea.shtml (dostęp 20.01.2016).

⁷⁷ W związku z zastrzeżeniami KE co do zgodności podpisywanych przez państwa członkowskie umów z Rosjanami w sprawie budowy South Stream projekt został oficjalnie zarzucony. Podczas wizyty w Ankarze prezydent Putin oświadczył: „biorąc pod uwagę, że nie otrzymaliśmy jeszcze zgody Bułgarii [na wznowienie budowy South Stream, która została zawieszona w czerwcu 2014 r. w związku z zastrzeżeniami KE – przyp. K.P.], uważamy, iż w tych uwarunkowaniach nie możemy kontynuować realizacji projektu”. Jednocześnie dodał, że Rosja od tej pory będzie koncentrować się na rozwoju innych kierunków dostaw, cyt. w: „Russia drops South Stream gas pipeline plan”, BBC News Europe, 1 grudnia 2014 r., <<http://www.bbc.com/news/world-europe-30283571>> (dostęp: 02.01.2015).

⁷⁸ W styczniu Gazprom zapowiedział budowę gazociągu eksportowego Turecki Potok o przepustowości analogicznej do wcześniej projektowanego South Stream, czyli 63 mld m³ – część dostaw mogłaby być konsumowana przez rynek turecki (jest to drugi największy importer rosyjskiego gazu), a reszta dostarczana na granicę turecko-grecką, czyniąc z Turcji kluczowy hub dla rosyjskiego gazu eksportowanego do państw Europy Południowej.

⁷⁹ Zob. *Analitycy wróżą ciche wygaszenie Turkish Stream*, CIRE, 20 sierpnia 2015 r.

⁸⁰ Zgodnie z danymi technicznymi, długość odcinka podmorskiego ma wynosić 1200 km i kończyć się na niemieckim wybrzeżu w okolicy Greifswaldu. Każda z dwóch nitek, tak jak w przypadku istniejącego już Nord Stream I, ma dysponować przepustowością 27,5 m³ rocznie. Siedzibą konsorcjum PJSC Gazpromu i zachodnioeuropejskich koncernów pod nazwą Nord Stream 2 AG został szwajcarski Zug. <http://www.nord-stream2.com/our-project/pipeline/> (dostęp 1.02.2016).

i w warunkach działań zbrojnych trwających w tym kraju budzi uzasadnione kontrowersje polityczne⁸¹. Niezależnie od kryzysu politycznego, jaki panuje w stosunkach Zachodu z Rosją od czasu rosyjskiej aneksji Krymu, i sankcji nałożonych na sektor naftowy, niemieckie spółki kontynuują praktykę wymiany strategicznych aktywów w sektorze gazowym. W 2015 r. BASF (spółka Wintershall) przekazał Gazpromowi magazyn (2,5 mld m³) na potrzeby gazociągu Nord Stream w zamian za dostęp do złóż syberyjskich.

W sytuacji, kiedy czołowym projektem KE z zakresu energii stała się unia energetyczna, projekt Nord Stream II uderza w interesy energetyczne państw członkowskich UE z Europy Środkowo-Wschodniej. Siedem państw członkowskich UE – państwa Grupy Wyszehradzkiej oraz Bułgaria, Rumunia, Litwa, Łotwa i Estonia – słusznie złożyło w KE list, w którym wyrażają swój sprzeciw wobec projektu Nord Stream II. W najostrejszym tonie wypowiedział się w tej kwestii słowacki premier Robert Fico, określając porozumienie zachodnich koncernów z Gazpromem „zdradą” kosztującą jego kraj oraz Ukrainę miliardy euro strat⁸². W istocie koszty polityczne mogą okazać się znacznie wyższe. KE od ponad roku podejmowała deklaratywnie wysiłki na rzecz utrzymania roli tranzytowej Ukrainy. Państwa UE pomagały również Ukrainie uniknąć sytuacji niedoboru gazu na rynku i zmniejszyć jej zależność od Gazpromu, uruchamiając przepływy rewersyjne gazu. Udało się to osiągnąć. W pierwszej połowie 2015 r. Ukraina importowała 8 mld m³ gazu, przy czym zdecydowaną większość (6,5 mld m³) z wykorzystaniem połączeń rewersyjnych z UE. W rezultacie Gazprom został zdetronizowany (przez GDF Suez i Statoil) i zajął trzecie miejsce w gronie dostawców na rynek ukraiński⁸³. Tymczasem jeśli realizacja Nord Stream II miałaby dojść do skutku, wówczas Kreml będzie jeszcze bliższy realizacji celu niewykorzystywania ukraińskich tras przesyłowych po 2019 r., a na pewno uzyska potężniejszy instrument manipulowania wolumenem gazu przesyłanego gazociągami biegnącymi przez terytorium Ukrainy. Strategia zwiększenia bezpośrednich dostaw Rosja – rynek UE i eliminacji, czyli znaczącego zmniejszenia roli pośredników, jest coraz bardziej efektywna⁸⁴. Wprawdzie plany rosyjskie najpierw pokrzyżowała decyzja Komisji Europejskiej w sprawie South Stream, a następnie okazało się, że konflikt polityczny z Turcją uniemożliwi realizację zastępczego względem South Stream projektu Turkish Stream, jednak podpisanie porozumień

⁸¹ Na stronie konsorcjum Nord Stream prezentowany jest jako *success story* współpracy Gazpromu z zachodnioeuropejskimi koncernami oraz „długofalowe, przyjazne środowisku i pewne rozwiązanie dla europejskiego bezpieczeństwa energetycznego”. *Nord Stream 2: Part of the Long-term Solution for the EU's Energy Security*, Project Information, październik 2015, Nord Stream 2 AG, URL <http://www.nord-stream2.com/our-project/pipeline/> (dostęp 1.02.2016).

⁸² „Slovak PM calls Nord Stream expansion deal ‘a betrayal’”, *Euractive*, 10 września 2015 r.; „Seven EU countries oppose Nord Stream”, *Euractive*, 30 listopada 2015 r.

⁸³ Nabywcami były Naftohaz i inne firmy ukraińskie. Ceny dostaw rewersyjnych były jednak wyższe od cen Gazpromu. Dane The Insider za: *Gazprom nie ma już monopolu na dostawy dla Ukrainy*, CIRE, 31 sierpnia 2015 r.

⁸⁴ Strategię tę Rosja realizuje z różnymi skutkami od lat dziewięćdziesiątych, i jak pisze jeden z analityków, „polityka ta jest wciąż głęboko zakorzeniona w umysłach rosyjskich liderów (...) jej celem jest ominięcie Ukrainy bez względu na koszty”. Chi-Kong Chyon, „Russia's gas pipeline strategy and Europe's alternatives”, *Euractive*, 3 lipca 2015 r.

w ramach koncorcjum Nord Stream II odbudowuje wizerunek niezwykle sprawnej rosyjskiej dyplomacji energetycznej z widoczną szkodą dla państw regionu Europy Środkowej i Wschodniej.

Do projektu Nord Stream II dodać należy rozwój działań Gazpromu na rzecz zwiększenia udziału w dostawach LNG do Europy. W styczniu 2015 r. zapadła decyzja o budowie terminalu eksportowego LNG „Baltic LNG” w pobliżu portu Ust-Ługa. Terminal ma być skończony w 2018 r., a w budowie najprawdopodobniej zostanie wykorzystana technologia Shell, choć Gazprom sygnalizuje, że posiada rewolucyjną własną technologię produkcji LNG, która miałaby znacząco obniżyć jego koszty⁸⁵. „Baltic LNG” ma dostarczać gaz przede wszystkim na rynek europejski, w tym do państw Europy Południowej⁸⁶.

Gazprom musi w istocie się spieszyć z realizacją strategii eksportowej względem Europy, konkurencja bowiem jest coraz większa. Perspektywa dostaw irańskich, a także amerykańskiego LNG, jest niezwykle atrakcyjna z perspektywy UE. Tak jak uwalnianie dostaw amerykańskiej ropy może zmienić strukturę importu do UE, potencjalne dostawy amerykańskiego LNG jeszcze bardziej działają na wyobraźnię. Należy jednakże zastrzec, że choć USA są największym na świecie producentem gazu, kierowanie krajowej produkcji na eksport wciąż napotyka bariery. Terminale eksportujące na wschodnim wybrzeżu są w budowie⁸⁷, a w 2014 r. USA przy produkcji 728 mld m³ wyeksportowały zaledwie 0,4 mld m³ LNG (do Brazylii i Japonii). Mimo to podpisywane są już pierwsze kontrakty na dostawy LNG do państw europejskich⁸⁸.



Rok 2015 otworzył nowe perspektywy dla wzmacniania globalnego i europejskiego bezpieczeństwa energetycznego. Wiąże się to przede wszystkim z korzystnymi dla importerów trendami popytowo-podażowymi, ale także decyzjami politycznymi – o zniesieniu sankcji nałożonych na Iran i amerykańskiego embarga na eksport ropy, utrzymaniu sankcji nałożonych na rosyjski sektor energetyczny czy

⁸⁵ Zob. *Rosyjski terminal LNG nad Bałtykiem będzie kosztował ok. 1 bln rubli*, CIRE, 20 lipca 2015 r. Warto nadmienić, że koncern zarzucił ten projekt w 2004 r. Memorandum w sprawie budowy zakładu LNG w rejonie leningradzkim zostało podpisane w czerwcu 2013 r. podczas Forum Gospodarczego w Petersburgu. W uzasadnieniu wyboru Ust-Ługi na lokalizację „Baltic LNG” wskazywano na wybudowany tam już tor wodny oraz lepsze warunki klimatyczne niż w Wyborgu (który też był rozważany).

⁸⁶ Przepustowość terminalu ma wynieść 10 mln ton, z możliwością zwiększenia jej do 15 mln ton, <http://www.gazprom.com/about/production/projects/lng/baltic-lng/> (dostęp 2.02.2016).

⁸⁷ Zgodnie z planami łączna przepustowość terminali eksportowych LNG w 2020 r. ma wynieść 72,3 mld m³. Obecnie trwa rozbudowa Sabine Pass w Luizjanie. W kolejności czekają także Cove Point, Freeport, Lake Charles. Europejskie terminale LNG systematycznie zwiększają swą przepustowość, obecnie wynosi ona 191 mld m³. „LNG: czy amerykański gaz zastąpi rosyjski”, *Polityka Insight*, 4 marca 2014 r. W Polsce gazoport w Świnoujściu miał poważne opóźnienia, które zmusiły PGNiG do renegotjacji kontraktu z Qatargas. Na podstawie zawartego porozumienia za gaz nieodebrany w 2015 r. polski koncern nie zapłaci, ale będzie musiał wyrównać różnicę między określoną w kontrakcie ceną długoterminową a ceną rynkową uzyskaną przez Qatargas za wolumen gazu zakontraktowany, ale w związku z opóźnieniami sprzedany na wolnym rynku.

⁸⁸ Np. umowa między francuskim Edf a amerykańskim Cheniere Energy na dostawy 2 mln ton z terminalu Sabine Pass w 2018 r.

budowie Nord Stream II i rezygnacji z budowy Turkish Stream. Korzyści dla bezpieczeństwa energetycznego wynikające z uwolnienia eksportu ropy z USA oraz wzrostu produkcji i eksportu ropy i gazu z Iranu będą wielowymiarowe. W wymiarze ekonomicznym należy spodziewać się większej elastyczności globalnego rynku węglowodorów – większej podaży ropy i gazu, większego wyboru gatunków ropy i zamienników obecnie stosowanych w europejskich rafineriach. Większa konkurencja zaostrzy walkę o klienta, co może oznaczać także walkę cenową. W wymiarze geostrategicznym wzrośnie bezpieczeństwo dostaw, przede wszystkim dzięki większym możliwościom dywersyfikacyjnym. Na kontynencie europejskim projekt Unii Energetycznej stał się impulsem do rewizji dotychczasowej polityki energetycznej UE i jej wzmocnienia. Finalny kształt unii energetycznej pozostawia jednak poczucie niedosytu, zwłaszcza w sferze definicji jej roli w relacji do zewnętrznych podmiotów (dostawców i krajów tranzytowych). Kolejny projekt unijny w wymiarze deklaracyjnym odwołuje się do idei wspólnotowości i solidarności. W praktyce pozostają one pustymi frazesami. Decyzja o budowie Nord Stream II jest bardzo dobrą tego ilustracją – znów partykularne interesy przeważają ponad myśleniem wspólnotowym.

ENERGY SECURITY UNDER CONDITIONS OF AMERICAN AND IRANIAN OIL SUPPLIES AND ESTABLISHING OF ENERGY UNION IN EUROPE

This article identifies the main economic and geopolitical trends influencing global and European energy security in 2015. First, it characterizes the factors influencing the current supply-demand trends in the global oil market. Among the most important changes, which are of great importance for the global energy market, it recognizes low global oil prices, the decision to lift US oil export ban, and the perspectives for a wider access to Iranian oil. It analyzes implications of these factors for global energy security. In its second section, the article focuses on the European Union energy security policy and its attempts to shape the energy union, as well as EU's energy relations with Russia. It explores the divergences between official declarations and the practice of the EU and the Member States' energy policy. It is argued that in 2015 these divergences were specifically embodied in the Nord Stream II project.

Słowa kluczowe: bezpieczeństwo energetyczne, globalny rynek ropy, polityka naftowa USA, polityka energetyczna UE, unia energetyczna, infrastruktura gazowa