Gaz łupkowy w Polsce – szanse, wyzwania i zagrożenia

Paweł Turowski

Istniejące w Polsce regulacje prawne nie gwarantują wysokich wpływów do budżetu z tytułu eksploatacji kopalin. Z perspektywy ewentualnego uruchomienia produkcji gazu łupkowego na skalę przemysłową zmiany legislacyjne wydają się konieczne. Polski rząd zapowiedział wprowadzenie zmian w prawie. Europejscy producenci ropy i gazu zbudowali system podatkowy pozwalający budżetowi czerpać wysokie dochody z wydobycia surowców. Ulgi motywują koncerny energetyczne do kosztownego uruchamiania nowych złóż, zastępujących wyeksploatowane pola. Wiele państw nadzwyczajne dochody z produkcji surowców energetycznych gromadzi w specjalnych funduszach majątkowych. Środki są wykorzystywane do rozwoju gospodarczego kraju i zapewnienia dobrobytu kolejnym generacjom.

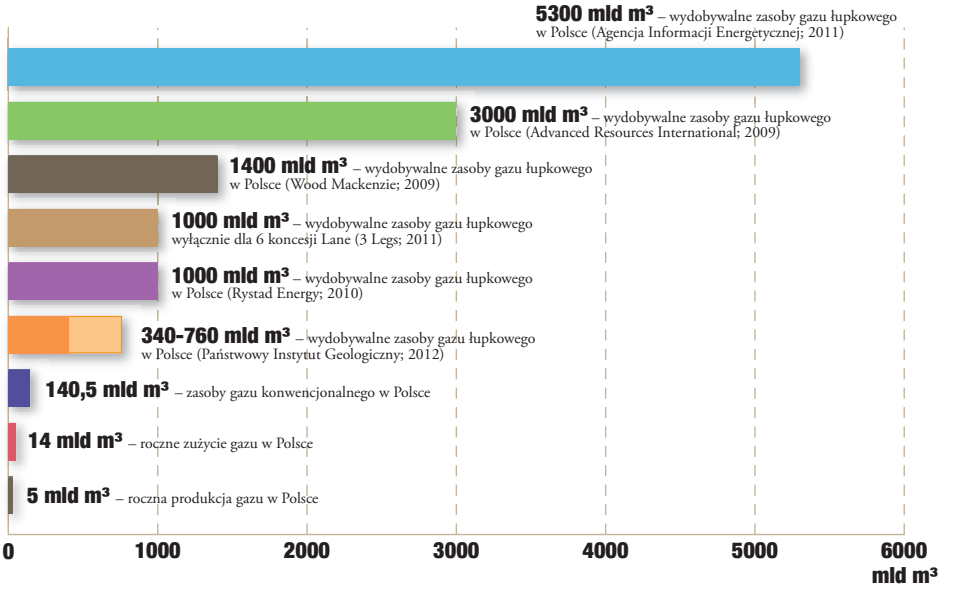
W kraju toczy się dyskusja dotycząca zasobów gazu łupkowego, jednak do chwili obecnej publikowane szacunki oparte są na technice porównywania struktur geologicznych występujących w Polsce z tymi, zawierającymi gaz łupkowy w Stanach Zjednoczonych. Najprawdopodobniej z powodu przyjętej metody, szacunki przedstawiane przez różne instytucje znacznie się od siebie różnią.

Najniższe szacunki wskazują, że zasoby wydobywalne gazu łupkowego w Polsce wynoszą 1 bln m^3 surowca, kolejne podwyższają tę wartość do 3 bln m^3, natomiast wyliczenia amerykańskiej Agencji Informacji Energetycznej z 2011 r. oceniają polskie złoża na 5,3 bln m^3 gazu[1]. W marcu 2012 r. Państwowy Instytut Geologiczny (PIG) przedstawił raport[2], według którego zasoby gazu łupkowego w Polsce mieszczą się w przedziale od 0,34 bln

[1] P. Poprawa, *Zasoby i potencjał gazu niekonwencjonalnego w Polsce,* w: *Gaz niekonwencjonalny – szansa dla Polski i Europy? Analiza i rekomendacje. Instytut Kościuszki,* Kraków 2011, s. 119, http://ik.org.pl/cms/wp-content/uploads/2011/09/Instytut_Kosciuszki_GNK_raport_29.08.20111.pdf (dostęp: 16 stycznia 2012 r.).

[2] *Ocena zasobów wydobywalnych gazu ziemnego i ropy naftowej w formacjach łupkowych dolnego paleozoiku w Polsce (Basen bałtycko-podlasko-lubelski). Raport pierwszy,* Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa, marzec 2012 r., http://www.pgi.gov.pl/pl/dla-prasy-mainmeu-656/4109-zasoby-gazu-z-upkow-w-polsce-gwarancja-z-zapasem (dostęp: 22 marca 2012 r.).

Wykres 1. Szacunki dotyczące zasobów gazu łupkowego w Polsce



Źródło: P. Poprawa, *Zasoby i potencjał gazu niekonwencjonalnego w Polsce, op. cit., s. 119; Ocena zasobów wydobywalnych gazu ziemnego i ropy naftowej w formacjach łupkowych dolnego paleozoiku w Polsce (Basen bałtycko-podlasko-lubelski), op. cit.*

do 0,76 bln m³. Różnice między najwyższymi i najniższymi prognozami, są bardzo duże, choć wszystkie ośrodki analityczne korzystały z tych samych informacji geologicznych dotyczących specyfiki podłoża skalnego w Polsce. Można to tłumaczyć odmienną metodologią wykorzystaną przez naukowców. W uproszczeniu wynika to z faktu, że ośrodki amerykańskie szacowały całkowitą wielkość gazu łupkowego w poszczególnych basenach (złożach), natomiast Państwowy Instytut Geologiczny oszacował jedynie tę ilość gazu, którą przy obecnym rozwoju technologii można wydobyć na powierzchnię. Dostępne dziś rozwiązania technologiczne umożliwiają wydobycie ok. 25 proc. gazu zalegającego w złożu, lecz nie jest wykluczone, że – w związku z ciągłym udoskonalaniem rozwiązań technicznych – za kilka lat będzie możliwe wydobycie większej ilości surowca. Jeśli tak się stanie, to wówczas szacunki ulegną podwyższeniu. Należy pamiętać, że wszystkie opublikowane prognozy nie wykorzystują danych uzyskanych podczas prac wierceń i szczelinowań przeprowadzonych przez koncerny poszukujące gazu na terenie Polski. Wiadomo jedynie, że spośród 30 odwiertów połowa jest bardzo obiecująca, zaś pozostałe wyniki są dalekie od oczekiwań. Niemniej, jak twierdzą specjaliści branżowi, dopiero po przeprowadzeniu ok. 100

odwiertów będzie można oszacować bardziej precyzyjną wielkość zasobów gazu łupkowego w Polsce. Pomimo niższych szacunków opublikowanych przez PIG międzynarodowe koncerny energetyczne, które rozpoczęły działalność poszukiwawczą szacują, że roczna produkcja z krajowych złóż może wynieść ok. 30–40 mld m^3 gazu rocznie.

Porównanie zasobów gazu konwencjonalnego innych europejskich państw służyć będzie lepszemu zobrazowaniu potencjalnej wielkości krajowych złóż gazu łupkowego. W Norwegii w 2010 r. wydobyto 106,4 mld m^3 gazu, przy potwierdzonych zasobach sięgających 2 bln m^3. Wielka Brytania w tym samym okresie wyprodukowała 57,1 mld m^3 gazu, przy złożach sięgających 0,3 bln m^3. Znaczącym producentem gazu jest Rosja, której złoża wynoszą 44 bln m^3, zaś eksport roczny sięga łącznie 216 mld m^3 gazu[3]. Powyższe dane wskazują, że jeśli zostaną potwierdzone najniższe szacunki zasobów gazu łupkowego w Polsce, to będą wynosiły od jednej szóstej do jednej trzeciej złóż Norwegii, zaś prognozowana przez koncerny i analityków produkcja roczna w Polsce na poziomie 30–40 mld m^3 gazu sięgnie co najmniej połowy obecnej produkcji Holandii lub co najmniej 1/3 wydobycia Norwegii. Jest to porównywalne z ilością gazu, jaką miał dostarczyć Unii Europejskiej rurociąg Nabucco. Można oceniać, że potencjalna krajowa produkcja gazu łupkowego może w przyszłości być znaczącym źródłem surowca dla UE, zaś zasoby surowca obliczane zgodnie z najbardziej ostrożnymi szacunkami pozwolą na utrzymanie produkcji przez ok. 30 lat. Z tej perspektywy zasadne jest obliczenie wartości krajowych złóż gazu łupkowego. Do przeprowadzenia tej kalkulacji można posłużyć się cenami gazu sprzedawanego w ramach kontraktów długoterminowych. W 2010 r. rosyjski koncern Gazprom najtaniej sprzedawał gaz do Niemiec, gdzie cena za 1 tys. m^3 wynosiła 270 dolarów, zaś Polska za tą samą ilość płaciła średnio 336 dolarów[4].

Uwzględniając rozpiętość cenową związaną z koniecznością dostosowania cen przez producenta do konkurencji na rynkach krajów Unii Europejskiej, przyjmijmy na potrzeby obliczenia średnią cenę 1 tys. m^3 gazu na poziomie 300 dolarów. Do wyliczenia wykorzystane zostały ceny znacząco niższe od obecnie płaconych przez Polskę – w ostatnim kwartale 2011 r. się-

[3] *BP Statistical Review of World Energy 2011,* http://www.bp.com/assets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf (dostęp: 9 stycznia 2012 r.).

[4] A. Kublik, *Jakie rabaty daje Gazprom w Europie Zachodniej,* „Gazeta Wyborcza", 5 marca 2011 r.

Tabela 1. Wartość potencjalnych złóż gazu łupkowego w Polsce

Cena gazu kontrakty długoterminowe za 1 tys. m³/2010 r. (**Gazprom**)	Potencjalna wielkość złóż gazu łupkowego w Polsce	Wartość gazu przy cenie **300** dolarów/**1 tys.** m³
średnio 1 tys. m³ – **300** dolarów	**0,34–0,76 bln m³**	**100–228** mld dolarów
	1 bln m³	**300** mld dolarów
	1,4 bln m³	**420** mld dolarów
	3 bln m³	**0,9** bln dolarów
	5,3 bln m³	**1,59** bln dolarów

Źródło: Wyliczenia własne, na podstawie uśrednionej ceny płaconej za 1 tys. m³ gazu w kontraktach długoterminowych z Gazpromem w 2010 r.

gały za 1 tys. m³ ok. 550 dolarów[5]. Wzrost ma związek z faktem, że cena gazu w kontraktach długoterminowych jest pochodną kosztu baryłki ropy naftowej, a ta zaś była bardzo wysoka i sięgała ponad 110 dolarów. Jednak wiele krajów eksportujących ropę szacuje w perspektywie długookresowej koszt baryłki ropy na poziomie ok. 70 dolarów, co wskazuje, że przyjęcie cen za gaz z roku 2010 r., choć nie uwzględnia dodatkowych zysków związanych z obecnym wzrostem cen ropy i gazu, będzie w większym stopniu odzwierciadlać długookresowe prognozy cen surowców energetycznych.

Wykorzystanie kontraktów długoterminowych do obliczeń algorytmu cenowego ułatwia bardziej precyzyjne oszacowanie wartości złóż, ponieważ ponad 85 proc. gazu jest sprzedawane w kontraktach długoterminowych, zaś kontrakty krótkoterminowe lub pojedyncze dostawy (tzw. spotowe) są znacząco tańsze i stanowią tylko niewielką część rynku dostaw surowca. Ma to związek z faktem, że w tych kontraktach najczęściej sprzedawany jest gaz, który nie znalazł nabywcy w długoterminowych umowach (ponieważ te z reguły zawierają formułę umożliwiającą odbiorcy podwyższenie lub obniżenie rocznych dostaw o 10–15 proc.), w związku z czym producenci są zmuszeni znaleźć kupca na pojawiającą się nadwyżkę surowca i stosują bardzo atrakcyjne ceny.

Jeśli złoża gazu łupkowego w Polsce kształtują się w przedziale 0,34–0,76 bln m³ wówczas ich wartość wynosi od ok. 100 do 228 mld dolarów, jeśli wynoszą 1 bln m³, to wartość surowca szacowanego w ostrożny sposób wynosi 300 mld dolarów. Jeśli wielkość złóż wyniosłaby 1,4 bln m³,

[5] *Zbliżenie Rosji i Białorusi. To zagrożenie dla polskiego przemysłu,* PAP, 27 listopada 2011 r., http://szczesniak.pl/2037 (dostęp: 16 lutego 2012 r.).

wówczas znajdujący się w nich cały gaz byłby wart 420 mld dolarów. Natomiast, jeśli złoża sięgnęłyby 5,3 bln m^3, jak w 2011 r. szacowała amerykańska Agencja Informacji Energetycznej, wówczas ich wartość wyniosłaby 1,59 bln dolarów.

Trzeba zaznaczyć, że powyższa kalkulacja zawiera oczywiste uproszczenia, związane choćby z faktem, że cena gazu corocznie ulega zmianom, co utrudnia precyzyjne prognozowanie wartości złóż. Uzmysławia także, że nowe regulacje prawne dotyczące kwestii opłat za wydobycie surowców energetycznych, w tym gazu łupkowego, powinny uwzględniać wielkość złóż. Muszą także określać, ile pieniędzy powinien otrzymywać skarb państwa w postaci podatków i jaki powinien być zysk koncernów energetycznych operujących na złożach. Przy szacowaniu dochodów należy uwzględnić, jakie mogą być potencjalne koszty wydobycia 1 tys. m^3 gazu łupkowego metodą szczelinowania. Na razie nie istnieją reprezentatywne dane dotyczące tych kosztów w Polsce, ponieważ nie są prowadzone prace wydobywcze na skalę przemysłową. Dla porównania, w Stanach Zjednoczonych wydobycie 1 tys. m^3 gazu niekonwencjonalnego kształtuje się na poziomie 100–150 dolarów, w zależności od specyfiki geologicznej złoża. Specjaliści branżowi wskazują, że wraz z rozwojem rynku koszty wydobycia w Polsce powinny spadać. Instytut Studiów Energetycznych z Cambridge w Wielkiej Brytanii wskazuje na wysokie koszty wydobycia w Europie[6], jednak część specjalistów branżowych kwestionuje te dane. Koncern PGNiG w połowie 2011 r. szacował koszt wydobycia 1 tys. m^3 gazu łupkowego na poziomie ok. 180 dolarów[7]. Jeśli przyjąć tę kalkulację za wiarygodną, to różnica między ceną rynkową surowca (w 2010 r.) a kosztami wydobycia wynosiłaby ok. 120 dolarów za 1 tys. m^3 gazu. Przygotowując nowe prawo, mające zapewnić znaczące dochody Skarbowi Państwa, trzeba będzie rozważyć, jaka część z kwoty 120 dolarów powinna zasilać budżet narodowy, a jaka część powinna stanowić przychód koncernu energetycznego.

W pracach nad nowymi rozwiązaniami legislacyjnymi umożliwiającymi czerpanie zysków przez Skarb Państwa z produkcji gazu łupkowego należy uwzględnić strategie, jakimi kierują się koncerny energetyczne wydobywające surowce, a także doświadczenia innych krajów producenckich.

---

[6] F. Gény, *Can Unconventional Gas Be a Game Changer in European Gas Markets?,* The Oxford Institute for Energy Studies, grudzień 2010 r.

[7] *Łakoma – Szubski, Znaczenie i rola gazu łupkowego,* tv.rp.pl z 19 maja 2011 r., http://tv.rp.pl/video/Ekonomia,Rozmowy/Lakoma-Szubski-Znaczenie-i-rola-gazu-lupkowego (dostęp: 11 stycznia 2012 r.).

Tabela 2. Najwięksi producenci gazu i ich systemy polityczne

Kraj	Posiadane zasoby gazu (procent światowych złóż) 2010 r.	System rządów
Arabia Saudyjska	4,3	niedemokratyczny
ZEA	3,2	niedemokratyczny
Iran	15,8	niedemokratyczny
Irak	**1,7**	**demokratyczny**
Katar	13,5	niedemokratyczny
Kuwejt	1,0	niedemokratyczny
Algieria	2,4	niedemokratyczny
Egipt	1,2	niedemokratyczny
Wenezuela	2,9	niedemokratyczny
Rosja	**23,9**	**demokratyczny**
Turkmenistan	4,3	niedemokratyczny
Kazachstan	1,0	niedemokratyczny
Azerbejdżan	0,7	niedemokratyczny
Nigeria	2,8	niedemokratyczny
USA	**4,1**	**demokratyczny**
Norwegia	**1,1**	**demokratyczny**

Źródło: *BP Statistical Review of World Energy 2011, op. cit.*

Tabela 2 pokazuje, że w większości krajów dysponujących dużymi zasobami gazu ziemnego panuje niedemokratyczny system polityczny[8]. Determinuje to strategie rządów dotyczące sposobu eksploatacji surowców energetycznych. W tych krajach od co najmniej dwudziestu lat prowadzony jest proces renacjonalizacji złóż surowców energetycznych i dąży się do ograniczania wydobycia w celu uzyskiwania niewielkiego deficytu podaży. Warto zwrócić uwagę, że taką politykę w sektorze ropy naftowej realizuje Organizacja Krajów Eksportujących Ropę Naftową (Organization of the Petroleum Exporting Countries – OPEC), której istotnym narzędziem kształtowania światowych cen paliwa są limity na produkcję przyznawane poszczególnym państwom. Poprzez to utrzymuje się m.in.: niewielka nadwyżka popytu w stosunku do podaży, co umożliwia producentom uzyskiwanie wyższych dochodów bez konieczności zwiększania wydobycia. Zasoby surowcowe

[8] Na podstawie typologii producentów ropy. Więcej: I. Chalupec, C. Filipowicz, *Rosja, ropa i polityka, czyli o największej inwestycji PKN Orlen,* Prószyński i S-ka, Warszawa 2009, s. 75.

później ulegną wyczerpaniu i tym samym wydłużeniu ulega okres wysokich wpływów budżetowych. Państwa o systemie demokratycznym prowadzą odmienną politykę surowcową. Koncesje wydobywcze są sprzedawane w przetargach (wyjątek stanowi Federacja Rosyjska, gdzie państwo limituje dostęp obcych koncernów do złóż wydobywczych). Koncerny, które je nabywają, w naturalny sposób dążą do uzyskania zwrotu poniesionych kosztów i związanej z tym produkcji w krótszym czasie. W konsekwencji wpływy do budżetu z tego tytułu trwają krócej. Z tej perspektywy warto zwrócić uwagę, że nowe prawo dotyczące eksploatacji gazu łupkowego w Polsce także powinno odnieść się do zagadnienia tempa eksploatacji surowców energetycznych. Być może warto rozważyć rozwiązania systemowe utrudniające zbyt szybką ich eksploatację i tym samym zapobiegające skróconemu okresowi wpływów do budżetu państwa.

Prawo obowiązujące w Polsce

Wpływy do budżetu z tytułu eksploatacji kopalin, w tym w przyszłości z gazu niekonwencjonalnego, regulują dwa akty prawne: ustawa prawo geologiczne i górnicze[9] oraz ustawa o podatku dochodowym od osób prawnych[10]. Podatek CIT wynosi 19 proc., jednakże dzięki możliwości uzyskiwania odliczeń, realne wpływy do budżetu z tego tytułu są niższe[11]. Prawo geologiczne i górnicze nakłada opłatę koncesyjną, eksploatacyjną i płatność za ustanowienie użytkowania górniczego[12]. Za koncesję na poszukiwanie kopalin na powierzchni 1 km^2 Skarb Państwa otrzymuje niespełna 212 zł[13], zaś wysokość opłaty za ustalenie użytkowania górniczego na okres 50 lat nie została ustalona w ustawie. Prawo nakazuje zawarcie umowy cywilnoprawnej i określa jedynie dolną, niewysoką granicę opłaty[14]. Opłata eksploatacyjna od wydobywanego surowca wnoszona przez koncerny energetyczne jest także niewielka, za 1 tys. m^3 wydobytego gazu Skarb Państwa otrzymuje jedynie 5,89 zł[15], podczas gdy taka sama ilość gazu kupowane-

[9] Ustawa prawo geologiczne i górnicze z dnia 9 czerwca 2011 r. (Dz.U.2011.163.981).
[10] Ustawa z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych (Dz.U.00.54.654 j.t.).
[11] *Ibidem*, art. 19 ust. 1.
[12] Art. 21 ust. 1 pkt 1–2, art. 10 ust. 1–5, art. 12 ust. 1–2 ustawy prawo geologiczne i górnicze, *op. cit.*
[13] *Ibidem*, art. 133 ust. 2 pkt. 3, art. 133 ust. 3.
[14] *Ibidem*, art. 13 ust. 1, 3, 4, art. 43 ust. 2, art. 45 ust. 2.
[15] Stawki opłat eksploatacyjnych – załącznik do ustawy prawo geologiczne i górnicze.

Tabela 3. Strategie państw produkujących surowce energetyczne i ich skutki

Producenci ustrój niedemokratyczny	Producenci ustrój demokratyczny
renacjonalizacja złóż	sprzedaż koncesji wydobywczych
państwo dąży do ograniczania wydobycia	koncerny dążą do intensywnego wydobycia
niższe wydobycie = dłuższy czas eksploatacji złóż	intensywne wydobycie = krótszy czas eksploatacji złóż

Źródło: Analiza własna.

go przez Polskę w 2010 r. od Gazpromu kosztowała średnio 336 dolarów. Obecnie dochody, jakie uzyskuje państwo polskie z tytułu wydobycia ropy i gazu, są bardzo niskie w porównaniu z innymi krajami producenckimi. Taki poziom opłat w Polsce spowodowany jest m.in. tym, że państwo nie postrzegało siebie jako producenta surowców energetycznych, ze sprzedaży których chciałoby uzyskiwać dodatkowe dochody. Wiąże się to z tym, że zapisy zawarte w prawie geologicznym zostały wypracowane kilkanaście lat wcześniej, gdy pilnym problemem było zbudowanie efektywnego mechanizmu finansowego umożliwiającego ochronę środowiska naturalnego. Akt prawny powstawał w określonej sytuacji ekonomicznej, podstawowym surowcem energetycznym był węgiel kamienny, którego wydobycie znacząco redukowano, a produkcja ropy i gazu była stosunkowo niewielka. W związku z tym ustanowienie wysokich wpływów do budżetu państwa nie było głównym celem przyjmowanego prawa.

Światowe systemy opodatkowania produkcji surowców energetycznych

Kraje produkujące surowce energetyczne dbają o uzyskiwanie znaczących wpływów budżetowych. W Stanach Zjednoczonych podatek CIT wynosi co najmniej 35 proc. wartości surowca, a jeśli firma wykazuje straty lub podstawa opodatkowania ulega znaczącemu obniżeniu, wówczas wprowadzany jest dodatkowy podatek w wysokości 20 proc. W Kanadzie na rzecz państwa uiszczany jest 26-proc. podatek, który może być nieznacznie niższy z uwagi na amortyzację. Dodatkowo każda prowincja nakłada opłaty w wysokości 10–45 proc. wartości sprzedanego surowca. W Danii efektywny poziom podatkowy wynosi 64 proc. wartości sprzedanego surowca. Najwyższe daniny pobiera Norwegia. Składają się one z podatku dochodowego w wysokości

28 proc. i specjalnego podatku naftowego, nakładanego co roku przez parlament, w wysokości 50 proc., co powoduje, że najwyższy łączny podatek może wynosić 78 proc. wartości sprzedanego surowca[16].

Najpopularniejsze rozwiązania stosowane przez państwa producenckie w celu uzyskiwania opłat z produkcji węglowodorów to:

- system koncesyjny,
- umowy o wspólnej produkcji (*production sharing contract*),
- specjalny podatek naftowy.

Wiele państw stosuje kombinację powyższych metod. W krajach europejskich popularny jest system koncesyjny, który w połączeniu z innymi mechanizmami instytucjonalnymi zapewnia wysokie dochody budżetowe. Podstawowym założeniem tego systemu jest uzyskiwanie wpływów na podstawie opłaty eksploatacyjnej i podatku dochodowego od osób prawnych (CIT). W istocie sprowadza się to do rozwiązania, w którym przedsiębiorstwo po uzyskaniu koncesji uzyskuje prawo do eksploatacji surowca z danego złoża. Wiele krajów rezerwuje część udziałów w ramach przyznanej licencji dla państwa. W ten sposób udziały w koncesjach trafiają do kontrolowanego przez państwo przedsiębiorstwa energetycznego lub specjalnego państwowego funduszu. Takie rozwiązanie zostało wprowadzone w Danii w 2005 r., kiedy to prawnie zagwarantowano, że państwo może objąć do 20 proc. udziałów we wszystkich nowych koncesjach na eksploatację złóż poprzez tzw. Duński Fundusz Morza Północnego[17]. Inna struktura administracyjna jest odpowiedzialna za ponoszenie kosztów związanych z zagospodarowaniem złoża proporcjonalnie do wysokości państwowych udziałów. Po uruchomieniu produkcji do budżetu wpływają dochody ze sprzedaży surowca z danego złoża, w proporcji odpowiadającej państwowym udziałom. Wartym zauważenia jest fakt, że mechanizm ten tworzy kontrolowanego przez państwo „wirtualnego" operatora, finansowanego bezpośrednio z budżetu, co umożliwia produkcję surowca bez konieczności angażowania państwowego koncernu energetycznego. Biorąc pod uwagę rozmiar prowadzonych prac eksploatacyjnych, nie można wykluczyć, że państwowy koncern nie miałby wystarczających środków finansowych, aby angażować się we wszystkie państwowe koncesje.

[16] M. Matyka, *Wydobycie ropy i gazu. Szanse i zagrożenia podatkowe w Polsce,* Raport Kancelarii Prawnej DLA Piper Wiater sp.k., październik 2011 r.

[17] *Analiza uregulowań formalnoprawnych w sektorze poszukiwania i wydobycia węglowodorów na przykładzie wybranych państw,* Ministerstwo Spraw Zagranicznych, wrzesień 2010 r., s. 45.

Inny model zapewnienia wpływów budżetowych zastosowano w Norwegii, gdzie odstąpiono od opłat licencyjnych jako głównego źródła dochodów, wprowadzając mechanizm bezpośredniego udziału w złożu – ustanawiając specjalny podatek w sektorze naftowym w wysokości 50 proc. wartości wydobytego surowca i 28-proc. podatek od dochodu przedsiębiorstwa wydobywającego surowce (CIT). Dodatkowo państwo corocznie samo określa wartość ropy i gazu, od której naliczane są opłaty, aby uniknąć strat finansowych związanych z potencjalnym zaniżaniem przez koncerny wydobywcze wartości sprzedanego surowca. Te rozwiązania zostały poprzedzone wydzieleniem Norweskiego Szelfu Kontynentalnego, gdzie znajdują się wszystkie norweskie złoża gazu i ropy naftowej, jako osobnej strefy podatkowej. Podobnie jak w Danii, powołano instytucję odpowiedzialną za bezpośrednie udziały państwa w złożach (State Direct Financial Interest, SDFI), której budżet corocznie ustala parlament. SDFI posiada udziały w większości przyznawanych przez państwo koncesji i ponosi proporcjonalne do państwowych udziałów koszty inwestycyjne w danym projekcie. Państwo uzyskuje wpływy z wyprodukowanych na danym złożu surowców energetycznych, odpowiednio do wielkości udziałów. SDFI administruje domenami państwowymi poprzez powołaną do tego celu spółkę Petoro AS, która, podobnie do rozwiązań duńskich, pełni funkcję także „wirtualnego" operatora. Dodatkowo Norwegia uczestniczy w przemyśle wydobywczym poprzez udział właścicielski w koncernie energetycznym Statoil Hydro ASA (udział państwa sięga 67 proc.). Koncern corocznie wpłaca do budżetu wysoką dywidendę. Statoil Hydro ASA jest globalnym przedsiębiorstwem, oprócz działalności wydobywczej w kilkudziesięciu krajach świata kontroluje ok. 80 proc produkcji ropy i gazu ze złóż Norweskiego Szelfu Kontynentalnego[18].

Międzynarodowe koncerny mogą ubiegać się o prawo do wydobycia poprzez uzyskiwanie licencji produkcyjnych. Przyznawane są one na podstawie tzw. rund licencyjnych, zaś wygrywający staje się właścicielem wydobytego ze złoża surowca. Gdy zapadają rozstrzygnięcia dopuszczające kilka koncernów i spółkę Petoro AS, wówczas dane przedsiębiorstwo uzyskuje prawo wydobycia części surowca odpowiadającej jej udziałowi.

Warto nadmienić, że norweski przemysł wydobywczy podlega precyzyjnemu planowaniu i cechuje się dużym zaangażowaniem państwa. Ważnym instrumentem stymulującym uruchamianie wydobycia na kolejnych

[18] *Ibidem*, s. 16–32.

złożach jest mechanizm odliczeń podatkowych. Przedsiębiorstwo wydobywcze w okresie zagospodarowywania złoża może uzyskać kilkunastoprocentowe odliczenie amortyzacyjne za wydatki na budowę niezbędnej infrastruktury. Ulgi przyznawane są na 6 lat, jednak istnieje możliwość wydłużenia tego okresu, jeśli przedsiębiorstwo wygra kolejną rundę licencyjną i rozpocznie prace na nowym złożu. To sprawia, że inwestorzy stale dążą do zagospodarowywania nowych złóż, zaś państwo może zastępować spadające dochody ze złóż wyeksploatowanych nowymi przychodami z otwieranych pól wydobywczych[19].

Lokowanie dochodów z produkcji surowców energetycznych

Na przestrzeni ostatnich dwudziestu lat kraje producenckie wypracowały efektywne metody lokowania relatywnie wysokich dochodów z produkcji węglowodorów. Wynika to z negatywnej oceny wcześniejszej praktyki przeznaczania większości dochodów na krótkoterminowy cel podnoszenia stopy życiowej obywateli, co doprowadzało do zaniedbywania inwestycji sprzyjających rozwojowi gospodarczemu i modernizacji gospodarki. Powyższe obserwacje przyczyniły się do wypracowywania mechanizmów instytucjonalnych umożliwiających osiąganie modernizacyjnych celów. Zmiana działania wynikała z konstatacji, że surowce z czasem wyczerpią się i dlatego obecne wysokie dochody należy inwestować, nie zaś przeznaczać na konsumpcję. Poniższy przykład zilustruje, jakie instrumenty ma potencjalnie do dyspozycji każde państwo producenckie.

Norwegia w celu długoterminowego rozłożenia korzyści finansowych z dynamicznie rosnących dochodów z produkcji węglowodorów w 1990 r. powołała mocą ustawy Fundusz Ropy Naftowej. Prawo przewidywało, że uzyskiwane środki będą zasilały fundusz w sytuacji, kiedy budżet państwa nie będzie odnotowywał deficytu. Dopiero w 1995 r. nastąpiło zbilansowanie budżetu państwa, co umożliwiło przekazanie pierwszych środków do Funduszu. Od tego czasu coroczne wpłaty systematycznie rosną, zaś prognozy wskazują, że ok. 2030 r. zgromadzone środki wyniosą 250 proc. norweskiego PKB, po czym nastąpi spadek wpływów w związku z progno-

[19] *Ibidem*, s. 16–32

Tabela 4. Państwowe fundusze majątkowe

Kraj	Nazwa funduszu	Środki (mld dolarów)	Podstawa dochodów
Zjednoczone Emiraty Arabskie	Abu Dhabi Investment Authority	627,0	paliwa
Norwegia	Government Pension Fund – Global	560,0	paliwa
Arabia Saudyjska	SAMA Foreign Holdings	472,5	paliwa
Kuwejt	Kuwait Investment Authority	296,0	paliwa
Libia	Libyan Investment Authority	65,0	paliwa
Brunei	Brunei Investment Agency	30,0	paliwa
Federacja Rosyjska	National Welfare Fund	149,7	paliwa
Katar	Qatar Investment Authority	85,0	paliwa
Kazachstan	Kazakhstan National Fund	38,6	paliwa
Azerbejdżan	State Oil Fund	30,2	paliwa
Algieria	Revenue Regulation Fund	56,7	paliwa
Razem:		**4 813,7**	

Źródło: SWF Institute, http://www.swfinstitute.org/fund-rankings/ (dostęp: 21 lutego 2012 r.).

zowanym wyczerpywaniem się złóż ropy i gazu[20]. W 2006 r. norweski rząd zmienił nazwę Fundusz Ropy Naftowej na Rządowy Fundusz Emerytalny (The Government Pension Fund Global) w celu podniesienia świadomości obywateli w sprawie konieczności tworzenia rezerwy, mającej zapewnić kolejnym pokoleniom godne życie[21]. Norweski Rządowy Fundusz Emerytalny dysponuje obecnie olbrzymim kapitałem, którego wysokość

[20] A. Zawisza, *Perspektywy rozwoju gazu niekonwencjonalnego w Polsce – system koncesyjno-podatkowy*, w: *Gaz niekonwencjonalny – szansa dla Polski i Europy? Analiza i rekomendacje, op. cit.*, s. 174.

[21] http://www.regjeringen.no/en/dep/fin/Selected-topics/The-Government-Pension-Fund.html (dostęp: 12 stycznia 2012 r.).

sięga 560 mld dolarów[22]. Fundusz inwestuje środki wyłącznie za granicą, przy czym 40 proc. aktywów jest inwestowana w akcje przedsiębiorstw (połowę stanowią firmy europejskie, połowę przedsiębiorstwa z innych kontynentów), a 60 proc. środków inwestowane jest w dłużne papiery wartościowe[23]. Analitycy szacują, że fundusz dysponuje obecnie 2 proc. akcji europejskich przedsiębiorstw notowanych na giełdach i 0,5 proc. akcji światowych koncernów.

W ciągu ostatnich kilkunastu lat fundusze o podobnym do norweskiego charakterze stworzyły inne kraje produkujące surowce energetyczne (tabela 4). Państwowe fundusze majątkowe, określane także mianem funduszy przyszłych pokoleń (*sovereign wealth funds,* SWF), dysponują łącznie olbrzymią kwotą około 4,8 bln dolarów[24]. Zgromadzone środki inwestowane są zgodnie z wzorami norweskimi, inne zaś prowadzą agresywną grę spekulacyjną na światowych rynkach finansowych i surowcowych. Warto nadmienić, że w opinii ekspertów Banku Światowego olbrzymie skoki cen baryłki ropy naftowej, jakie miały miejsce na przełomie lat 2007 i 2008 mogły być związane z działaniami spekulacyjnymi niektórych SWF[25].

Komu Polska może sprzedać gaz łupkowy?

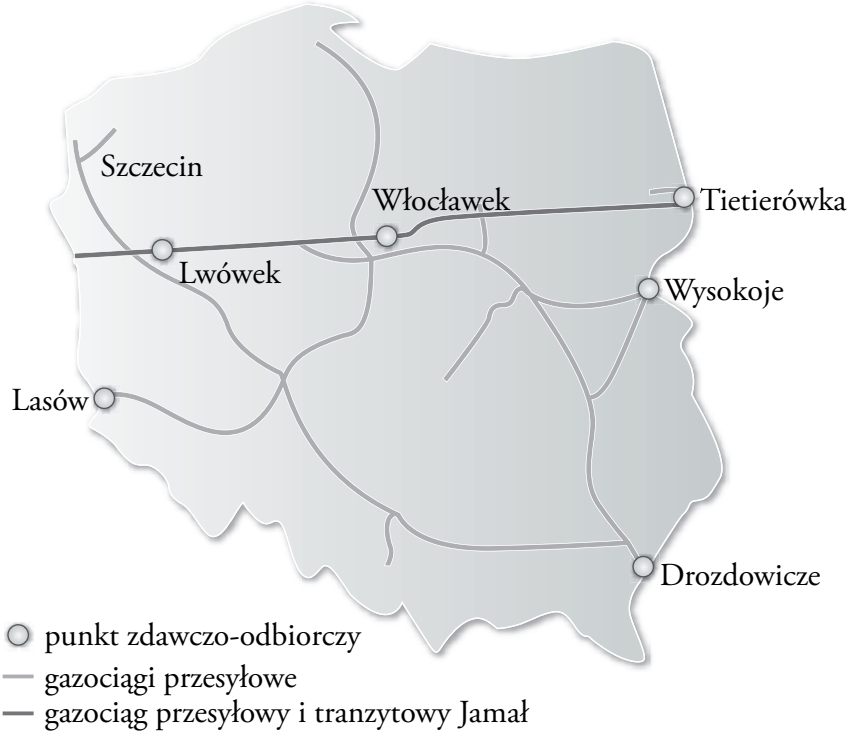
Sektor energetyczny składa się z trzech podsystemów, niezbędnych do funkcjonowania branży. Są to:

- wydobycie (*upstream*),
- przesył surowca (*midstream*),
- przetwórstwo, dystrybucja (*downstream*).

Wydajność systemu energetycznego jest limitowana efektywnością najsłabszego ogniwa wymienionej triady. Z perspektywy uruchomienia przemysłowej produkcji gazu łupkowego w Polsce największym utrudnieniem będzie mało wydajny system przesyłowy. Przepustowość istniejących gazociągów jest dostosowana do potrzeb krajowych odbiorców, którzy rocznie

[22] SWF Institute, Fund Rankings, http://www.swfinstitute.org/fund-rankings/ (dostęp: 21 lutego 2012 r.).
[23] A. Zawisza, *op. cit.,* s. 175.
[24] *Ibidem*.
[25] M. Krupa, S. Stolorz, *Nowe wyzwania dla instytucji z Bretton Woods,* „Rzeczpospolita", 24 listopada 2008 r.

Rysunek 1. System przesyłowy gazu ziemnego w Polsce



Źródło: Opracowanie własne.

zużywają ok. 14 mld^3 surowca. Tymczasem w opinii specjalistów branżowych, jak i na podstawie szacunków koncernów poszukujących gazu łupkowego w Polsce, wydobycie tego surowca może oscylować rocznie między 30 a 40 mld m^3. Stwarza to ryzyko wystąpienia deficytu możliwości przesyłowych.

W opinii branżowych specjalistów obecne moce rurociągów uniemożliwiają roczny przesył dodatkowych 5 mld m^3 gazu. W sytuacji hipotetycznej rezygnacji Polski z długoterminowego kontraktu na dostawy gazu z Federacji Rosyjskiej (tzw. kontrakt jamalski) roczna wydajność rurociągów zwiększyłaby się do 13–15 mld m^3 gazu rocznie[26]. Należy wskazać, że złoża gazu łupkowego rozciągają się między Pomorzem a Lubelszczyzną, tam gdzie

[26] M. Kaliski, M. Krupa, A. Sikora, *Perspektywy wykorzystania gazu niekonwencjonalnego w Polsce. Potencjał wzrostu konsumpcji gazu ziemnego w sektorach pozaenergetycznych oraz główne bariery dla rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego,* w: *Gaz niekonwencjonalny..., op. cit.,* s. 156; http://ik.org.pl/cms/wp-content/uploads/2011/09/Instytut_Kosciuszki_GNK_raport_29.08.20111.pdf (dostęp: 11 stycznia 2012 r.).

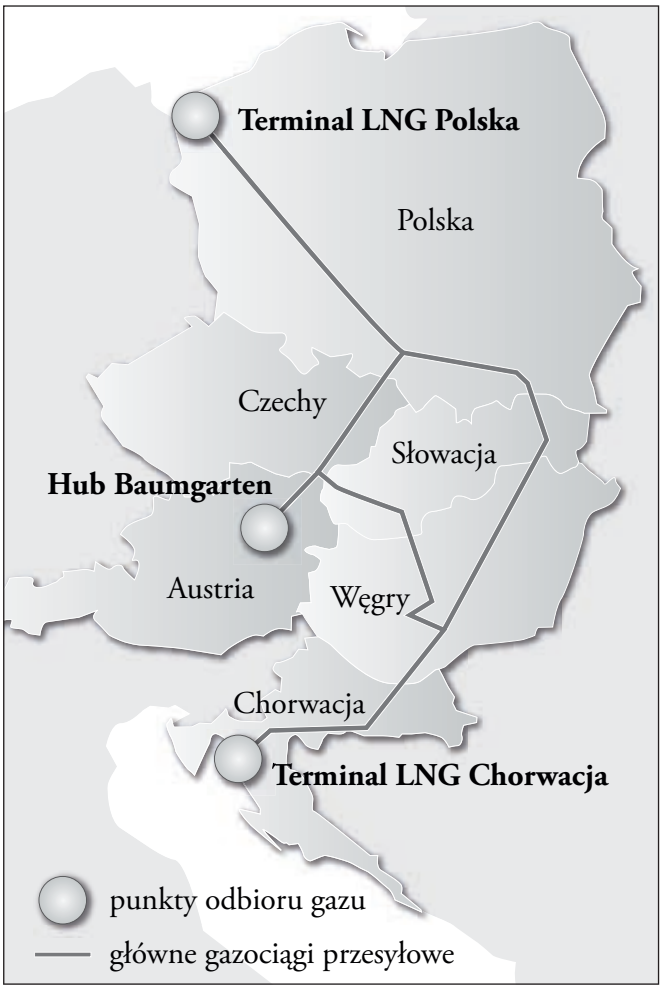
infrastruktura przesyłowa jest słabo rozwinięta. Dodatkowo trzeba będzie rozbudować gazociągi kopalniane łączące złoża z systemem przesyłowym.

Jest prawdopodobne, że część wydobycia gazu łupkowego zostanie wykorzystana w kraju, jednak mogą pojawić się znaczące nadwyżki surowca na eksport. W związku z tym należy ustalić, które kraje mogą być zainteresowane kupnem surowca z Polski. Istniejąca w Europie Środkowej sieć przesyłowa ma kluczowy wpływ na listę potencjalnych odbiorców. Dominują szlaki o położeniu równoleżnikowym do przesyłu surowca z kierunku wschodniego. Brakuje połączeń południkowych, umożliwiających transport surowca z Polski do Czech, na Słowację i Węgry. Jednak w ostatnim okresie zaplanowano, przy wsparciu środków finansowych z Unii Europejskiej, budowę gazociągów od Polski przez Słowację i Czechy do Węgier (wiąże się to z inicjatywą krajów Grupy Wyszehradzkiej, zakładającą budowę trójkąta energetycznego pomiędzy budowanym terminalem gazowym w Świnoujściu w Polsce, projektowanym gazoportem w Chorwacji a magazynami gazowymi w Austrii, gdzie gaz miał dostarczyć rurociąg Nabucco). Z tej perspektywy kierunek ewentualnego eksportu gazu powinien być skorelowany z inicjatywą krajów Grupy Wyszehradzkiej.

Ewentualna sprzedaż surowca do krajów bałtyckich (Litwy, Łotwy, Estonii) jest utrudniona słabością infrastruktury przesyłowej w północno-wschodniej części Polski i relatywnie wysokimi kosztami jej rozbudowy w stosunku do zapotrzebowania tych państw. Niemniej pomoc finansowa ze strony Unii Europejskiej mogłaby ułatwić realizację wspólnego planu. Pojawiają się także propozycje dotyczące wykorzystania terminala LNG w Świnoujściu do eksportu gazu. Takie rozwiązanie teoretycznie byłoby możliwe, po rozbudowie instalacji o moduł skraplający.

Zgłaszana jest także koncepcja rozbudowy rurociągu jamalskiego o kolejną nitkę lub wykorzystanie części wolnych mocy przesyłowych istniejącego szlaku do przesyłu krajowego wydobycia. Warto zauważyć, że to rozwiązanie, choć teoretycznie najłatwiejsze, pozostanie bez wpływu na cel, jakim jest wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej. Ma to związek z faktem, że Niemcy posiadają najlepiej zdywersyfikowany rynek dostaw gazu w Europie i same aspirują do pełnienia funkcji centrum dystrybucyjnego gazu dla innych krajów wspólnoty. Tym samym Polska, wybierając ten kierunek sprzedaży potencjalnych nadwyżek gazu z łupków, nie wykorzystałaby szansy wzmocnienia swojej pozycji, jaka pojawia się przed producentami i dystrybutorami surowca energetycznego. Potencjalne kierunki sprzedaży gazu wiążą się też z Ukrainą i Białorusią.

Rysunek 2. Koncepcja budowy trójkąta energetycznego



Źródło: Opracowanie własne.

Jednak na obecnym etapie trudno jest oszacować prawdopodobieństwo eksportu do tych państw.

Wnioski

Analizując zagadnienia związane z projektem budowy efektywnego systemu prawnego i instytucjonalnego, umożliwiającego czerpanie wysokich zysków z potencjalnej produkcji gazu łupkowego na skalę przemysłową, należy przedstawić następujące wnioski i hipotezy:

- istnieje duże prawdopodobieństwo, że w ciągu najbliższych lat produkcja przemysłowa gazu łupkowego w Polsce może sięgnąć 30–40 mld m^3 rocznie. To oznaczałoby, że Polska awansuje do grona jednego z większych dostawców gazu w Unii Europejskiej. Podobną ilość surowca miał dostarczać projektowany rurociąg Nabucco dysponujący możliwościami przesyłowymi 30 mld m^3 gazu rocznie;
- istniejące dotychczas rozwiązania prawne uniemożliwiają czerpanie przez budżet wysokich dochodów z produkcji węglowodorów. Wynika to z faktu, że państwo polskie nie postrzegało siebie jako istotnego producenta gazu ziemnego. Aby uzyskiwać odpowiednie wpływy budżetowe, pilne staje się przyjęcie nowych regulacji. Polska, według najbardziej wstrzemięźliwych szacunków może posiadać od 340 do 760 mld m^3 wydobywalnych zasobów gazu łupkowego, którego wartość zgodnie z cenami kontraktów długoterminowych (z 2010 r.) może kształtować się na poziomie rzędu 100–228 mld dolarów;
- rozwiązania prawne i instytucjonalne przyjęte przez państwa europejskie będące znaczącymi producentami węglowodorów (np. Norwegia, Dania czy Holandia) pozwalają uzyskiwać wysokie dochody z tej działalności. Podobne rozwiązania mogą zostać wykorzystane przy tworzeniu regulacji w Polsce. Nowe prawo powinno obejmować zagadnienia związane z wysokością podatków, możliwością objęcia przez państwo części udziałów w złożach oraz budową instytucji zarządzającej uzyskanymi środkami. Rozwiązaniem umożliwiającym wykorzystanie części dochodów z produkcji węglowodorów w celu modernizacji i wykorzystania szansy rozwojowej mogłoby być powołanie państwowego funduszu majątkowego (*sovereign wealth fund*);
- w krajach demokratycznych będących producentami surowców energetycznych wydobywanie węglowodorów powierzane jest najczęściej koncernom energetycznym na podstawie licencji wydobywczej. W naturalny sposób przedsiębiorstwa – kierując się koniecznością uzyskania szybkiej stopy zwrotu z poniesionych nakładów – prowadzą politykę intensywnego wydobycia. Należy rozważyć budowę systemu prawnego i podatkowego, który z jednej strony umożliwiłby wydłużenie czasu eksploatacji gazu łupkowego w celu zagwarantowania wpływów przez dłuższy okres, z drugiej zaś strony zachęcałby koncerny do kolejnych prac poszukiwawczych i wydobywczych;
- istotnym zagadnieniem jest rozbudowa istniejącego systemu przesyłowego, gazu, którego obecna przepustowość jest za mała w stosunku

do prognozowanej produkcji, jak i określenie kierunków eksportu potencjalnych nadwyżek gazu łupkowego. Możliwe są następujące rozwiązania:

– w celu wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej zasadna jest rozbudowa połączeń na osi północ–południe, umożliwiająca eksport ewentualnych nadwyżek gazu m.in. do Czech, na Węgry i Słowację;
– potencjalny eksport gazu do krajów bałtyckich (Litwy, Łotwy, Estonii) napotyka barierę infrastrukturalną w postaci braku sieci przesyłowej w regionie północno-wschodniej Polski. Ewentualna pomoc finansowa ze środków Unii Europejskiej mogłaby ułatwić realizację tego projektu;
– rozbudowa rurociągu jamalskiego w celu eksportu ewentualnych nadwyżek gazu łupkowego do Niemiec nie miałaby wpływu na wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego UE. Niemcy posiadają najlepiej zdywersyfikowany rynek gazowy w Europie i same aspirują do roli centrum dystrybucyjnego surowca dla krajów sąsiadujących;
– wart rozważenia jest projekt rozbudowy terminala LNG w Świnoujściu o instalację skraplającą, co pozwoliłoby eksportować surowiec. Wybrane kraje Unii Europejskiej – Włochy, Francja, Hiszpania i Wielka Brytania posiadają gazoporty i tym samym mogą być odbiorcami polskiego gazu;
– potencjalnymi odbiorcami gazu łupkowego z racji położenia geograficznego i istniejącej infrastruktury przesyłowej mogą stać się Ukraina i Białoruś. Niemniej obecnie jest zbyt mało przesłanek natury politycznej i ekonomicznej umożliwiających ocenę prawdopodobieństwa tych kierunków eksportu.